

ÍNDIX DELS CÀLCULS ENERGÈTICS

Índex	1
1. Introducció.....	2
2. Estimació de la radiació solar incident.....	2
3. Vida útil de la instal·lació solar fotovoltaica.....	4
4. Factors de pèrdues energètiques.....	5
4.1. Pèrdues per toleràncies de la potència nominal (o pèrdues per dispersió) (A_1)	6
4.2. Pèrdues de mismatch o de connexionat (A_2)	6
4.3. Pèrdues per brutícia i pols en el generador FV (A_3)	7
4.4. Pèrdues per reflectància angular i espectral (A_4)	7
4.5. Pèrdues per ombrejat del generador FV (A_5)	9
4.6. Pèrdues per degradació o envelliment dels generadors FV.....	10
4.7. Conjunt total de pèrdues en el generador FV (A)	10
4.8. Pèrdues en els conductors de DC (o pèrdues òhmiques) (B).....	11
4.9. Pèrdues en els conductors de AC (o pèrdues òhmiques) (C).....	11
4.10. Pèrdues per disponibilitat (D).....	12
4.11. Pèrdues pel rendiment de l'inversor (E).....	12
4.12. Pèrdues per rendiment de seguiment del punt de màxima potència del generador FV (MPP) (F).....	13
4.13. Pèrdues per temperatura (P_{T^o})	13
4.13.1. Primer mètode.....	14
4.13.2. Segon mètode.....	16
4.14. Pèrdues degut a les línies elèctriques.....	22
5. Rendiment efectiu.....	22
6. Factor de rendiment total o "Performance Ratio" (PR).....	23
6.1. Valor anual i mensual del "Performance Ratio" (PR).....	24
7. Producció anual i mensual d'energia elèctrica injectada a la xarxa.....	27

1. INTRODUCCIÓ

En aquest apartat es duran a terme els càlculs energètics per poder conèixer tots els factors de pèrdues energètiques que existeixen en la instal·lació solar fotovoltaica. L'objectiu és aconseguir un valor que expressi el rendiment de l'horta i també el "Performance Ratio" (factor de rendiment total) tenint amb compte les pèrdues calculades anteriorment, d'aquesta manera es trobarà l'eficiència de la instal·lació en condicions reals de treball. Cal afegir, que es calcularà el valor anual i mensual del "Performance Ratio", d'aquesta forma s'aconseguirà una visió detallada del rendiment. També es realitzarà un balanç de l'energia elèctrica anual i mensual injectada a la xarxa, fet que aportarà una visió del que pot proporcionar la present horta fotovoltaica. A banda d'això, al inici de l'apartat es farà una breu introducció sobre l'estimació de la radiació solar incident en la parcel·la que s'ocupa i sobre la vida útil de les instal·lacions solars fotovoltaiques.

Per dur-lo a terme es seguirà el Plec de Condicions Tècniques d'Instal·lacions solars fotovoltaiques Connectades a Xarxa de l'IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), i l'informe anual d'ASIF entre d'altres normatives importants.

2. ESTIMACIÓ DE LA RADIACIÓ SOLAR INCIDENT

Cal remarcar, que per obtenir la radiació solar disponible en la parcel·la on s'ubica la present instal·lació solar fotovoltaica s'ha utilitzat una base de dades present en la pàgina web de l'Institut per a l'Energia, concretament en la del Centre d'Investigació Conjunta de la Comissió Europea o JRC (Joint Research Centre). El JRC reuneix dades des de fa anys pel Photovoltaic Geographical Information System o PVGIS, les quals són accessibles gratuïtament per tothom. Aquesta base de dades és l'anomenada Climate-SAF PVGIS i correspon a una de nova disponible des de la tardor del 2010.

Seguidament, es descriuran les dos bases de dades existents; la Climate-SAF PVGIS i la Classic PVGIS corresponents a la nova base de dades (des de la tardor del 2010) i a l'antiga, respectivament.

La versió actualitzada, anomenada Climate-SAF PVGIS (Satellite Application Facility on Climate Monitoring), realitza una interpolació de les dades obtingudes prèviament d'estacions meteorològiques (com feia la versió anterior anomenada Classic PVGIS) i a més incorpora dades dels satèl·lits meteorològics durant els últims 12 anys. Així doncs, conté dades del 1998 fins el 2005 de la primera generació de satèl·lits meteorològics (Meteosat 5-7), i també en té des del juny del 2006 al maig del 2010 de la segona generació de satèl·lits Meteosat anomenats MSG. A continuació, s'exposarà una taula obtinguda de la nova base de dades (Climate-SAF PVGIS) amb les dades d'irradiació, d'inclinació òptima, de

ratio i de mitjanes per les coordenades 41° 26' 28,00" N, 1° 40' 44,34" E, corresponents a la parcel·la on s'ubica la present instal·lació solar fotovoltaica:

Taula 1. Dades d'irradiació, d'inclinació òptima, de ratio i de mitjanes per les coordenades 41° 26' 28,00" N, 1° 40' 44,34" E. Font: Climate-SAF PVGIS.

Month	H_k	H_{opt}	I_{opt}	D/G	T_D	T_{24h}
Jan	2160	4000	65	0.39	9.7	8.4
Feb	2990	4710	57	0.36	10.6	9.1
Mar	4330	5620	44	0.37	13.4	11.7
Apr	5400	5890	29	0.35	15.2	13.7
May	6360	6130	16	0.36	18.8	17.4
Jun	7400	6730	8	0.31	23.0	21.7
Jul	7380	6890	12	0.28	25.3	24.0
Aug	6190	6430	23	0.34	25.6	24.2
Sep	4710	5720	39	0.36	22.3	20.7
Oct	3360	4850	52	0.39	19.0	17.3
Nov	2470	4390	63	0.37	13.4	11.8
Dec	1880	3690	67	0.40	9.9	8.6
Year	4560	5420	38	0.34	17.2	15.7

On:

H_h = Irradiació en pla horitzontal diària ($Wh/m^2/dia$).

H_{opt} = Irradiació en pla òptimament inclinat per a I_{opt} anual ($Wh/m^2/dia$).

I_{opt} = Inclinació òptima mensual (°).

D/G = Ratio entre la irradiació global directa i la difusa (-).

T_D = Mitjana de la temperatura durant el dia (°C).

T_{24h} = Mitjana de la temperatura en 24 hores (°C).

Cal tenir present, que existeix una gran variació entre les mesures d'irradiació de la base de dades Climate-SAF PVGIS i les de Classic PVGIS. Aquesta diferència representa un increment del 8 % de mesura a Europa (per la nova base), tot i que en certs territoris l'augment és major. Així doncs, com que el nou mètode de mesura és més exacte que l'anterior les noves dades són, en general, superiors a les anteriors. Concretament, són superiors en valls i costes (un 12-15 % superior a la vall de l'Ebre al seu pas per Lleida, o un 20 % a Saragossa), i inferiors en regions de muntanya (com els Pirineus, amb una diferència entre certs punts del 20-30 %). En definitiva, aquesta variació existent fa que qualsevol càlcul realitzat amb la nova base de dades (Climate-SAF PVGIS) tingui una gran diferència respecte al càlcul amb la Classic PVGIS.

Seguidament, s'exposarà una taula obtinguda de l'antiga base de dades (Classic PVGIS) amb les dades d'irradiació, d'inclinació òptima, de ratio i de mitjanes per

les coordenades 41° 26' 28,00" N, 1° 40' 44,34" E, corresponents a la parcel·la on s'ubica la present instal·lació solar fotovoltaica:

Taula 2. Dades d'irradiació, d'inclinació òptima, de ratio i de mitjanes per les coordenades 41° 26' 28,00" N, 1° 40' 44,34" E. Font: Classic PVGIS.

Month	H_k	H_{opt}	I_{opt}	D/G	Γ_D	Γ_{24h}
Jan	1900	3240	63	0.48	9.7	8.4
Feb	2610	3830	55	0.46	10.6	9.1
Mar	3940	4990	43	0.42	13.4	11.7
Apr	4900	5280	27	0.44	15.2	13.7
May	5800	5630	16	0.44	18.8	17.4
Jun	6500	6010	7	0.41	23.0	21.7
Jul	6570	6220	12	0.38	25.3	24.0
Aug	5760	5980	23	0.40	25.6	24.2
Sep	4570	5500	38	0.38	22.3	20.7
Oct	3170	4440	52	0.43	19.0	17.3
Nov	2070	3360	61	0.48	13.4	11.8
Dec	1690	3050	66	0.48	9.9	8.6
Year	4130	4800	36	0.42	17.2	15.7

Tal i com es pot veure, els valors obtinguts amb l'antiga base de dades (Classic PVGIS) són menors que els que s'han trobat amb la nova (Climate-SAF PVGIS). Cal remarcar, que per dur a terme els càlculs energètics s'utilitzarà la base de dades més actual.

3. VIDA ÚTIL DE LA INSTAL·LACIÓ SOLAR FOTOVOLTAICA

Segons estipula l'informe anual d'ASIF, la vida útil d'una planta solar fotovoltaica és la dels seus components. Si la planta està dissenyada correctament i es realitza el manteniment recomanat, es poden esperar els següents valors a nivell espanyol:

- Mòduls solars fotovoltaics: vida esperada de més de 40 anys.
- Electrònica: vida útil de més de 30 anys.
- Elements auxiliars de la instal·lació solar fotovoltaica: cablejat, canalitzacions, caixes de connexió, etcètera, poden durar més de 40 anys.

4. FACTORS DE PÈRDUES ENERGÈTIQUES

Aquest mètode es basa en les pèrdues energètiques introduïdes per diversos factors presents en major o menor grau en qualsevol instal·lació FV.

A priori resulta molt intuïtiu que l'energia produïda per una instal·lació fotovoltaica és directament proporcional a la irradiació incident en el pla del generador FV. També resulta obvi dir que l'àrea necessària de generador FV dependrà del rendiment del mateix (per exemple, per un rendiment del 16 % es necessitarien 6.25 m²). Però l'experiència mostra que l'energia injectada a la xarxa és sensiblement inferior. Aquesta disminució de l'energia generada a la xarxa respecte de l'energia solar incident pot ser explicada mitjançant una sèrie de pèrdues energètiques, que a continuació s'esposen:

- Pèrdues per toleràncies de la potència nominal (o pèrdues per dispersió) (A_1).
- Pèrdues de mismatch o de connexionat (A_2).
- Pèrdues per brutícia i pols en el generador FV (A_3).
- Pèrdues per reflectància angular i espectral (A_4).
- Pèrdues per ombrejat del generador FV (A_5).
- Pèrdues per degradació o envelliment dels generadors FV.
- Pèrdues en els conductors de DC (o pèrdues òhmiques) (B).
- Pèrdues en els conductors de AC (o pèrdues òhmiques) (C).
- Pèrdues per disponibilitat (D).
- Pèrdues pel rendiment de l'inversor (E).
- Pèrdues per rendiment de seguiment del punt de màxima potència del generador FV (MPP) (F).
- Pèrdues per temperatura ($P_{T^{\circ}}$).
- Pèrdues degut a les línees elèctriques.

A més de les pèrdues anomenades anteriorment, n'hi poden haver d'altres específiques per a cada instal·lació, com poden ser: els temps de parades de l'inversor per manteniment, averies o mal funcionament, els efectes de la disminució del rendiment dels mòduls FV a baixes irradiàncies, etc.

Cal destacar, que aquestes pèrdues no es podran evitar però si minimitzar, mitjançant un bon disseny i una correcta instal·lació amb materials de qualitat.

Seguidament, s'explicaran i es calcularan els factors de totes les pèrdues energètiques existents exposades anteriorment, ja que afecten d'una manera directa a la producció d'energia de la instal·lació solar fotovoltaica present.

4.1. Pèrdues per toleràncies de la potència nominal (o pèrdues per dispersió) (A_1)

Els mòduls solars fotovoltaics obtinguts d'un procés de fabricació industrial no són tots idèntics, sinó que la seva potència nominal referida a les condicions estàndard de mesura (STC) presenta una determinada dispersió. En general els fabricants garanteixen que la potència d'un mòdul FV de potència nominal, P , està dins d'una banda que oscil·la entre $P \pm 3\%$, $P \pm 5\%$ o $P \pm 10\%$. Lamentablement, en algunes ocasions, sol succeir que la potència de cadascun dels mòduls FV es situa dins de la banda inferior de potències garantides pel fabricant.

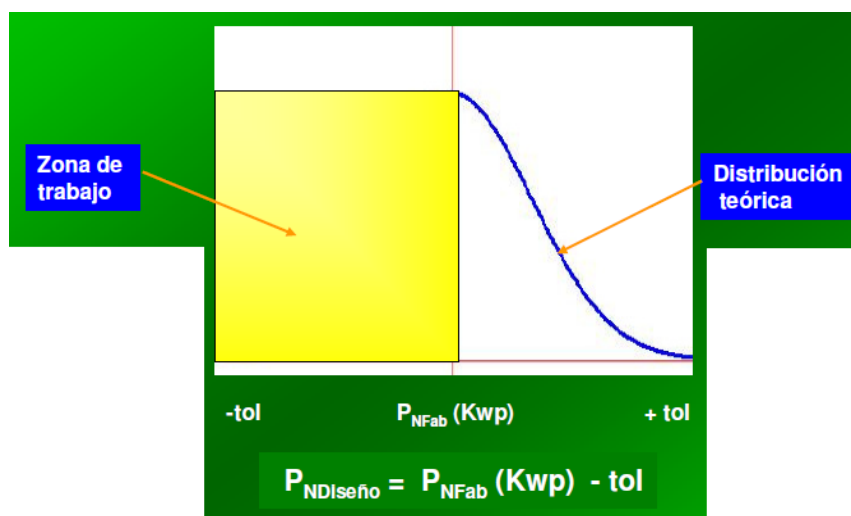


Figura 1. Gràfica de les pèrdues per toleràncies de la potència nominal.

Tal i com es pot observar en la gràfica anterior, la potència nominal dels mòduls subministrats normalment es troba en la zona negativa de la tolerància.

Cal remarcar, que un valor del 10 % es considera una dispersió molt elevada, mentre que un valor del 5 % i inferiors es considera adequat. En la present instal·lació solar fotovoltaica, s'escollirà un valor de pèrdues per toleràncies de la potència nominal del 3 % (valor que proporciona el fabricant del tipus de mòdul triat).

4.2. Pèrdues de mismatch o de connexionat (A_2)

Són pèrdues energètiques originades per la connexió de mòduls FV de potències lleugerament diferents per a formar un generador fotovoltaic. Aquest fet, té el seu origen en que si es connecten dos mòduls en sèrie amb diferents corrents, el mòdul de menor corrent limitarà el corrent de la sèrie (per tant, el corrent d'un string de mòduls és igual al corrent del pitjor mòdul). De manera semblant

succeeix per a la tensió de la connexió de mòduls en paral·lel. Resultant, que la potència d'un generador FV és inferior (o en un cas ideal, igual) a la suma de les potències de cadascun dels mòduls FV que el componen. Les pèrdues mismatch es poden reduir mitjançant una instal·lació ordenada en potències (o en corrents en el punt de màxima potència) dels mòduls FV, així com la utilització de díodes de bypass. Cal destacar, que els fabricants de mòduls solen donar-los ja classificats en el cas de grans comandes.

En la present instal·lació solar fotovoltaica, s'escollirà un valor de pèrdues de mismatch o de connexionat del 3.50 % (valor molt pròxim al 3.80 % considerat com a "més probable" en l'informe anual d'ASIF, Associació de la Indústria Fotovoltaica).

4.3. Pèrdues per brutícia i pols en el generador FV_(A₃)

Tenen el seu origen en la disminució de la potència d'un generador FV per la deposició de pols i brutícia en la superfície dels mòduls FV. Aquestes pèrdues depenen de la inclinació dels mòduls, de la proximitat a carreteres, etc. Caldria destacar dos aspectes, per una banda la presència d'una brutícia uniforme dona lloc a una disminució del corrent i voltatge entregats pel generador FV, i per l'altre la presència de brutícies localitzades (com pot ser el cas d'excrements d'aus) dona lloc a un augment de les pèrdues de mismatch i de les pèrdues per formació de punts calents.

Segons el Plec de Condicions Tècniques d'Instal·lacions solars fotovoltaiques Connectades a Xarxa de l'IDAE, les pèrdues per pols en un dia determinat poden ser del 0 % al dia següent d'un dia de pluja i arribar al 8 % quan els mòduls es "veuen molt bruts". En la present instal·lació solar fotovoltaica, s'escollirà un valor de pèrdues per brutícia i pols en el generador FV del 3.5 %, un 0.8 % per sobre del valor considerat "més probable" (seguint lo estipulat en l'informe anual d'ASIF, Associació de la Indústria Fotovoltaica). S'ha triat aquest percentatge, ja que en la ubicació del projecte a vegades hi ha períodes relativament llargs sense pluges i això pot incidir en una major presència de pols en suspensió. En definitiva, aquest factor és molt variable en el temps i depèn en gran mesura de la posició geogràfica de la instal·lació i del seu entorn.

4.4. Pèrdues per reflectància angular i espectral_(A₄)

La potència nominal d'un mòdul FV sol estar referida a unes condicions estàndard de mesura (STC), que a més de 1000 W/m² d'irradiància i 25 °C de temperatura de cèl·lula, impliquen una incidència normal i un espectre estàndard AM 1.5. No obstant en la operació habitual d'un mòdul FV, ni la incidència de la radiació és normal, ni l'espectre és estàndard durant tot el temps d'operació. El que la

radiació solar incideixi sobre la superfície d'un mòdul FV amb un angle diferent de 0° implica unes pèrdues addicionals (majors pèrdues a majors angles d'incidència). Les pèrdues angulars s'incrementen amb el grau de brutícia. Per altra banda, els dispositius fotovoltaics són espectralment selectius. Això significa, que el corrent generat és diferent per a cada longitud d'ona de l'espectre solar de la radiació incident (resposta espectral). La variació de l'espectre solar a cada moment respecte de l'espectre normalitzat, pot afectar la resposta de les cèl·lules FV donant lloc a guanys o a pèrdues energètiques.

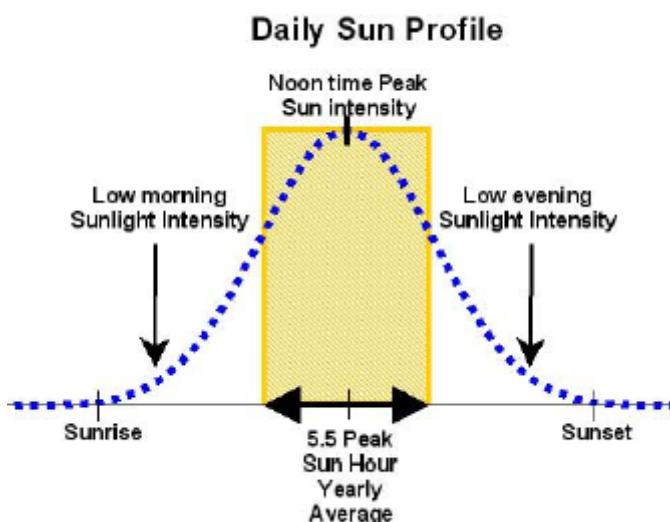


Figura 2. Gràfica del perfil solar diari.

En la gràfica mostrada podem veure les causes de les pèrdues per reflectància angular i espectral, que expressades de forma resumida són les següents:

- La irradiància és variable.
- La incidència no és normal permanentment.
- Els dispositius solars fotovoltaics són espectralment selectius.
- La variació de l'espectre solar pot causar pèrdues o guanys energètics.

El Plec de Condicions Tècniques d'Instal·lacions solars fotovoltaïques Connectades a Xarxa de l'IDAE, diu que les pèrdues per reflectància angular i espectral poden oscil·lar al llarg d'un dia entre el 2 % i el 6 %. A més, cal destacar que aquestes pèrdues també depenen de l'acabat superficial de les cèl·lules, sent majors en aquelles cèl·lules amb capes antireflexives que en les que estan texturitzades. També seran majors a l'hivern (que no pas a l'estiu), i en localitats de major latitud.

En definitiva, en la present instal·lació solar fotovoltaica s'escollirà un valor de pèrdues per reflectància angular i espectral del 3.50 %, ja que és molt pròxim al percentatge que dona l'informe anual d'ASIF com a "més probable" (del 3.8 %).

4.5. Pèrdues per ombrejat del generador FV_(A₅)

A vegades, la presència d'ombres en determinades hores del dia sobre el generador FV pot conduir a unes pèrdues energètiques causades en primer lloc per la disminució de captació d'irradiació solar i pels possibles efectes de mismatch a les que poden donar lloc. També es poden produir ombres importants d'uns camps solars fotovoltaics sobre d'altres.

En el present projecte, les pèrdues per ombrejat sobre la superfície de les cèl·lules seran quasi nul·les ja que s'ha tingut en compte aquest factor, però pot ser que el propi disseny toleri ombrejats parcials en algunes hores extremes del dia.

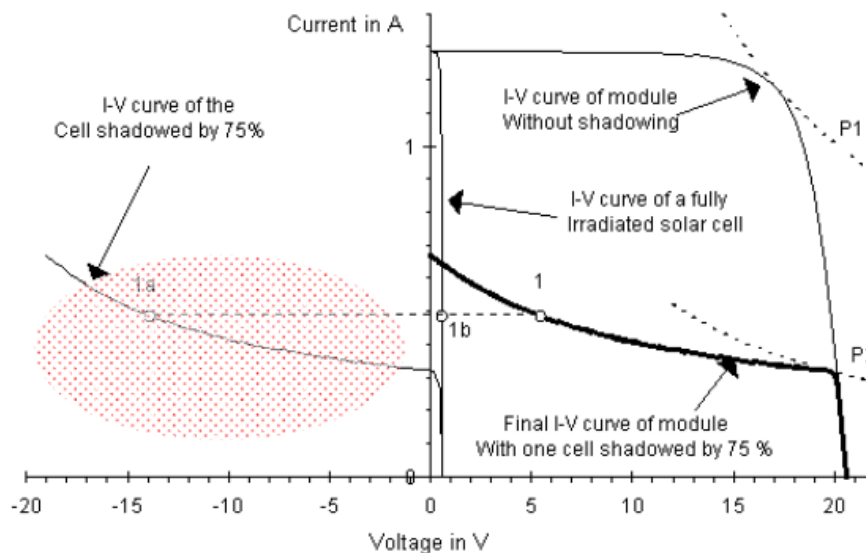


Figura 3. Gràfica de les pèrdues per ombrejat.

En la gràfica mostrada, es poden veure les corbes I-V del mòdul solar fotovoltaic davant les pèrdues per ombrejat (o sense elles). Aquesta figura també ens permet veure un parell de característiques importants sobre les pèrdues estudiades:

L'efecte HOT SPOT consisteix en la dissipació de l'energia generada per un string sobre una cèl·lula, per polarització inversa d'aquesta degut a un error o ombra parcial.

A més, un ombrejat parcial dèbil sobre un mòdul solar fotovoltaic pot provocar pèrdues de mismatch.

Cal remarcar, que el Plec de Condicions Tècniques d'Instal·lacions solars fotovoltaiques Connectades a Xarxa de l'IDAE diu que el rang de valors d'aquest factor pot anar del mínim, estipulat en el 0 %, fins al màxim, que correspon al 10 % (segons el tipus d'instal·lació que pertoca):

Taula 3. Pèrdues màximes per orientació i inclinació, per ombrejat i totals segons el tipus d'instal·lació. Font: Plec de Condicions Tècniques d'Instal·lacions Connectades a la Xarxa de l'IDAE.

	Orientació e inclinació (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposició	20%	15%	30%
Integració arquitectònica	40%	20%	50%

En la present instal·lació solar fotovoltaica, s'escollirà un valor de pèrdues per ombrejat del 0.4 %, ja que no hi ha cap element que pugui projectar ombra sobre els mòduls.

4.6. Pèrdues per degradació o envelliment dels generadors FV

Un mòdul fotovoltaic el disseny del qual hagi estat certificat segons la norma IEC 61215, si és de silici cristal·lí, o la IEC 61646 si és de capa prima (thin film), i hagi estat fabricat amb un sistema de qualitat ISO 9001, no ha de presentar degradació apreciable. Segons la qualitat d'aquest mòdul, la degradació al llarg de la seva vida útil estaria entre el 3 % i el 7 % en cèl·lules de silici de baixa qualitat, i per sota del 2 % en productes d'alta qualitat. La pèrdua de potència pel pas del temps es pot considerar mínima.

En la instal·lació solar fotovoltaica que s'ocupa, aquestes pèrdues per degradació o envelliment dels generadors FV no es tindran en compte, ja que el fabricant (GRAPE SOLAR) garanteix una tolerància de potència d'un 0 % al +3 %, i una potència nominal >90 % durant 10 anys. Més endavant, en el capítol de l'estudi econòmic, ja es tindran presents.

4.7. Conjunt total de pèrdues en el generador FV_(A)

Així doncs, el conjunt total de pèrdues en el generador fotovoltaic(A) serà el sumatori de les pèrdues per toleràncies de la potència nominal (o pèrdues per dispersió)(A₁), de les pèrdues de mismatch o de connexionat(A₂), de les

pèrdues per brutícia i pols en el generador FV(A_3), de les pèrdues per reflectància angular i espectral(A_4), i de les pèrdues per ombrejat del generador FV(A_5):

$$A(\%) = \sum_{i=0}^5 A_i = A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5 = 3 + 3.50 + 3.50 + 3.50 + 0.40 = 13.9\% \quad (1)$$

4.8. Pèrdues en els conductors de DC (o pèrdues òhmiques) (B)

Són les pèrdues Joule en els conductors que uneixen els mòduls solars fotovoltaics amb l'inversor.

Tant en la part de DC com en la part de AC de la instal·lació es produeixen unes pèrdues energètiques originades per les caigudes de tensió (cdt) quan un determinat corrent circula per un conductor d'un material i secció determinats. Aquestes pèrdues es minimitzen dimensionant adequadament la secció dels conductors en funció del corrent que per ells circula.

Aquí s'hi inclouen les pèrdues en commutadors, fusibles, connexionats, etc., tot i ser molt petites i poc importants.

Les caigudes de tensió (cdt) en el cablejat poden ser molt importants quan tenen una llargària considerable i quan s'opera a BT (Baixa Tensió) en DC. A més, les pèrdues en els conductors en % solen ser inferiors en plantes de gran potència que en plantes de petita potència.

Cal remarcar, que la caiguda de tensió (cdt) calculada en tot el tram de conductors de DC, amb una temperatura extrema de treball, és d'aproximadament 1.15 %. Com que és evident que el cablejat no treballarà mai a aquesta temperatura, es considera vàlid aquest percentatge, i per tant no es sumarà cap extra relacionat amb les pèrdues per proteccions.

En conclusió, el valor del coeficient B serà:

$$B = 1 - \left(\frac{1.15}{100} \right) = 0.989 \quad (2)$$

4.9. Pèrdues en els conductors de AC (o pèrdues òhmiques) (C)

Són les pèrdues Joule en els conductors que uneixen l'inversor amb la xarxa de BT (Baixa Tensió).

Aquí s'hi inclouen les pèrdues en commutadors, fusibles, connexionats, etc., tot i ser molt petites i poc importants.

Cal subratllar, que la caiguda de tensió (cdt) calculada en tot el tram de conductors de AC, amb una temperatura extrema de treball, és d'aproximadament 1.49 %. Com que és evident que el cablejat no treballarà mai a aquesta temperatura, es considera vàlid aquest percentatge, i per tant no es sumarà cap extra relacionat amb les pèrdues per proteccions.

Per acabar, el valor del coeficient C serà:

$$C = 1 - \left(\frac{1.49}{100} \right) = 0.985 \quad (3)$$

4.10. Pèrdues per disponibilitat (D)

La disponibilitat de la instal·lació solar fotovoltaica és un factor clau pel fet evident que si la instal·lació està fora de servei, s'està incorrent en importants pèrdues i s'està afectant significativament al rendiment global que s'obté de l'horta fotovoltaica. El manteniment correcte i ràpid d'aquestes instal·lacions és important per aconseguir una disponibilitat alta. El titular que durant setmanes no sigui conscient de que la seva horta fotovoltaica està fora de servei o funcionant incorrectament, no podrà tenir els rendiments globals que espera. El rang de disponibilitat d'una instal·lació ben mantinguda estarà en el 98 % del temps total d'insolació, o inclús superior, per a grans instal·lacions, i quelcom inferior per a instal·lacions més petites (que correspon al present cas).

Tal com estipula l'informe anual d'ASIF, la "pèrdua més probable" per aquest tipus de factor serà del 2.40 %.

En definitiva, el valor del coeficient D serà:

$$D = 1 - \left(\frac{2.40}{100} \right) = 0.976 \quad (4)$$

4.11. Pèrdues pel rendiment de l'inversor (E)

L'inversor fotovoltaic es pot caracteritzar per la corba de rendiment en funció de la potència d'operació. És important seleccionar un inversor d'alt rendiment en condicions nominals d'operació i també és important una selecció adequada de la potència de l'inversor en funció de la potència del generador FV. Per exemple, la utilització d'un inversor d'una potència excessiva en funció de la potència del

generador FV donaria lloc a que el sistema operés una gran part del temps amb valors de rendiment molt baixos, amb les conseqüents pèrdues de generació.

Segons les dades del fabricant en el datasheet (present en l'**Annex I**), el rendiment europeu de l'inversor PowerGate Plus 100 kW de la casa SATCON és del 96 %.

En conclusió, en la present instal·lació solar fotovoltaica, s'escollirà un valor de pèrdues pel rendiment de l'inversor del 0.96.

4.12. Pèrdues per rendiment de seguiment del punt de màxima potència del generador FV (MPP) (F)

L'inversor fotovoltaic de connexió a xarxa opera directament connectat al generador FV, i té un dispositiu electrònic de seguiment del punt de màxima potència del generador FV (aquest punt de màxima potència, MPP, varia amb la irradiància i la temperatura), els algorismes de control del qual poden variar entre diferents models i fabricants. Cal destacar, que l'inversor es pot caracteritzar per una corba de rendiment de seguiment del punt de màxima potència (MPP), definida com el quocient entre l'energia que l'inversor és capaç d'extraure del generador FV i l'energia que s'extrauria amb un seguiment ideal. Un problema addicional pot sorgir quan hi ha ombres sobre el generador FV. En aquest cas, hi poden haver escalons en la corba I-V i l'inversor pot operar en un punt que no és el de màxima potència.

L'informe anual d'ASIF diu que les pèrdues de l'inversor sumades a les del dispositiu de seguiment del punt de màxima potència (MPP) estan compreses entre un 4 % i un 10 %. Si es pren com a referència la "pèrdua més probable" d'aquest informe, prendrà un valor del 7 %, però tenint present que l'inversor escollit té un rendiment força elevat (amb unes pèrdues del 4 %), s'agafarà el percentatge de 3.2 % per les pèrdues per rendiment de seguiment del punt de màxima potència del generador FV (MPP).

Per tant, el valor del coeficient F serà:

$$F = 1 - \left(\frac{3.2}{100} \right) = 0.968 \quad (5)$$

4.13. Pèrdues per temperatura ($P_{T^{\circ}}$)

Els mòduls solars fotovoltaics presenten unes pèrdues de potència de l'ordre d'un 4 % per cada 10 °C d'augment de la seva temperatura d'operació (aquest percentatge varia lleugerament en funció de cada tecnologia). La temperatura

d'operació dels mòduls FV depèn dels factors ambientals d'irradiància, temperatura ambient i velocitat del vent i de la posició dels mòduls o ventilació per la part posterior. Això implica, per exemple, que si es té la mateixa irradiació solar incident en un mateix sistema fotovoltaic produirà menys energia en un lloc càlid que en un clima fred.

Així doncs, el rendiment dels mòduls fotovoltaics disminueix amb l'increment de la temperatura de treball a la qual estan sotmesos. Al ser un element exposat a la radiació solar de manera continuada és necessari que existeixi una bona ventilació tant per la superfície exposada com per la part posterior. Tot i tenint amb compte aquest fet, l'increment de temperatura que es produeix pot ser important.

Cal remarcar, que aquest tipus de pèrdues és un dels paràmetres més importants alhora de calcular l'eficiència de la instal·lació. A més, cal destacar que existeix més d'un mètode vàlid per a la realització del càlcul de les pèrdues per temperatura ($P_{T^{\circ}}$). En el present projecte, s'utilitzaran dos mètodes diferents: el primer, mitjançant l'aplicació del valor de temperatura en condicions NOCT (Normal Operation Cell Temperature) i els coeficients tèrmics presents en el datasheet del mòdul solar fotovoltaic, i el segon tenint en compte la ventilació de cada tipus d'instal·lació. Es realitzarà d'aquesta manera ja que les pèrdues per temperatura ($P_{T^{\circ}}$) obtingudes amb el primer mètode són molt petites (i no té sentit que sigui així).

4.13.1. Primer mètode

En primer lloc, s'ha de conèixer la següent expressió, present en el Plec de Condicions Tècniques d'Instal·lacions solars fotovoltaïques Connectades a Xarxa de l'IDAE:

$$P_{T^{\circ}} = g \cdot (T_c - 25^{\circ}C) \quad (6)$$

On:

g = Coeficient de temperatura de la potència, en $1/^{\circ}C$. Aquest valor ve donat pel fabricant de la placa, sinó per defecte es pot agafar el valor de $0.0035/^{\circ}C$.

T_c = Temperatura de treball mensual de les plaques fotovoltaïques, en $^{\circ}C$.

Per trobar els diferents valors de T_c s'utilitzarà la següent expressió:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{ONC} - 20^{\circ}C) \cdot E}{800} \quad (7)$$

On:

Tamb= Temperatura ambient mitjana mensual de l'emplaçament on es situa la planta solar fotovoltaica, en °C.

TONC= Temperatura d'operació nominal del mòdul. Temperatura present en les cèl·lules solars quan es sotmet la placa a una irradiació de $800W/m^2$, amb un espectre AM 1.5, una temperatura ambient de 20 °C i una velocitat del vent d'1 m/s. Aquesta dada serà subministrada pel fabricant, sent el valor de TONC= 45 °C.

E= Irradiància solar, en W/m^2 .

Taula 4. *Valors de la Tamb [°C], la E [W/m^2], i càlcul de les P_{T^o} , a la zona de Sant Quintí de Mediona. Font: Base de dades del Climate-SAF PVGIS.*

Mensual	Tamb [°C]	E [W/m^2]	P_{T^o}
Gener	9.7	4020	0.386
Febrer	10.6	4710	0.465
Març	13.4	5620	0.574
Abril	15.2	5890	0.610
Maig	18.8	6130	0.649
Juny	23.0	6730	0.729
Juliol	25.3	6890	0.755
Agost	25.6	6430	0.705
Setembre	22.3	5720	0.616
Octubre	19.0	4860	0.511
Novembre	13.4	4410	0.442
Desembre	9.9	3700	0.352
Anual	17.2	5430	0.567

L'informe d'ASIF considera una pèrdues "més probables" del 6.50 % i unes pèrdues "òptimes" del 3 %, per tant com podem observar els valors obtinguts de les pèrdues per temperatura (P_{T^o}) són molt baixos i poc fiables.

Per això, a continuació es durà a terme el càlcul de les pèrdues per temperatura (P_{T^o}) tenint amb compte la ventilació de cada tipus d'instal·lació.

4.13.2. Segon mètode

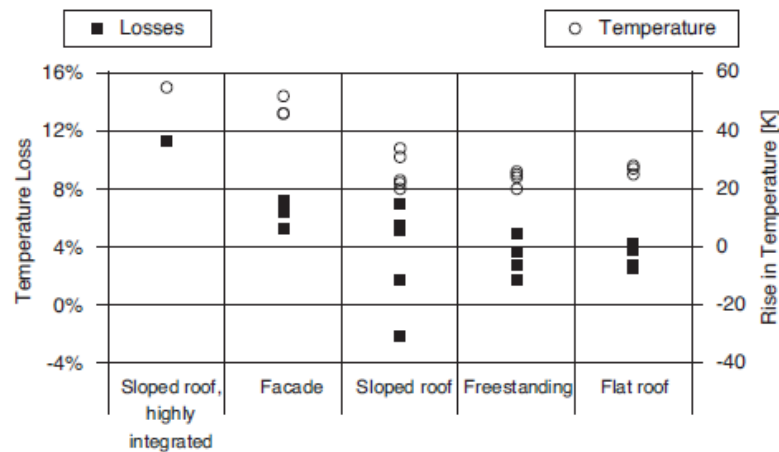
Per començar, per a calcular les pèrdues de temperatura ($P_{T^{\circ}}$), cal trobar primer el valor del coeficient tèrmic d'escalfament dels mòduls (α) i per fer-ho s'utilitzaran les expressions següents:

$$T_M = T_A + \alpha \cdot G \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{T_M - T_A}{G} = \frac{\Delta T}{G} \quad (9)$$

Cal tenir present, que per conèixer aquest coeficient (α) s'agafa també la següent taula corresponent a un estudi de la temperatura a $1000 W/m^2$, que té amb compte el tipus d'instal·lació, la temperatura ambient i la temperatura del mòdul:

Taula 5. Pèrdues per temperatura ($P_{T^{\circ}}$) dependent del tipus d'instal·lació.



Aleshores, mitjançant les equacions anteriors i les dades extretes de la taula es calcula el coeficient tèrmic mitjà de les instal·lacions segons el seu tipus de muntatge. I s'obtindrà:

Taula 6. Càlcul del coeficient tèrmic mitjà.

	$\Delta Temp$ [°C]	Pèrdues [%]	α [°C/(W · m ⁻²)]
Coberta poc inclinada	55	11	0.055
Integrat	48	6.5	0.048
Sostre inclinat	25	3.5	0.025

Sostre pla	22	2.75	0.022
Terra	27	3	0.027

Per tant, el valor que s'agafarà serà el de $\alpha = 0.027^\circ\text{C}/(\text{W} \cdot \text{m}^{-2})$, ja que la present instal·lació solar fotovoltaica està situada al terra.

A continuació, s'utilitzarà la base de dades Climate-SAF PVGIS per obtenir totes les dades d'irradiació i temperatura al llarg dels dies més significatius de l'any. Mitjançant aquest coeficient $\alpha = 0.027^\circ\text{C}/(\text{W} \cdot \text{m}^{-2})$ i les dades obtingudes del Climate-SAF PVGIS es podrà trobar la temperatura dels mòduls solars fotovoltaics. Més endavant, aquesta temperatura dels mòduls permetrà calcular les pèrdues per temperatura (P_{T_o}) buscades.

Cal remarcar, que com que mitjançant la base de dades Climate-SAF PVGIS s'obtindrà una quantitat de dades molt gran només es mostrarà el dia més significatiu del mes amb major temperatura. El mes que s'ha escollit és l'agost, que tot i tenir una irradiància menor que la del juliol, presenta temperatures ambientals majors. Seguidament, es pot observar la taula amb els valors de la irradiància (G), la temperatura ambient (T_d) i la temperatura calculada del mòdul solar fotovoltaic (T_m), així com les seves mitjanes ponderades. S'utilitza la mitjana ponderada en comptes de la mitjana aritmètica ja que al llarg del dia la irradiància i la temperatura ambiental varien, i són majors per exemple sobre les 12 del migdia que no pas al principi o al final del dia. I per tant, una mitjana aritmètica no seria representativa.

Taula 7. Càlcul de la temperatura del mòdul FV (T_m) i les mitjanes ponderades a l'agost durant les hores solars del dia. Font: Base de dades del Climate-SAF PVGIS i elaboració pròpia.

Agost			
Time [H.solar]	G [W / m²]	Td [°C]	Tm [°C]
5:07	0	17,4	17,4
5:22	0	18	18
5:37	25	18,6	19,275
5:52	40	19,1	20,18
6:07	54	19,7	21,158
6:22	77	20,2	22,279
6:37	114	20,8	23,878

6:52	155	21,3	25,485
7:07	200	21,8	27,2
7:22	246	22,2	28,842
7:37	293	22,7	30,611
7:52	341	23,1	32,307
8:07	388	23,5	33,976
8:22	434	23,9	35,618
8:37	479	24,3	37,233
8:52	522	24,7	38,794
9:07	563	25	40,201
9:22	602	25,4	41,654
9:37	638	25,7	42,926
9:52	671	26	44,117
10:07	701	26,3	45,227
10:22	728	26,5	46,156
10:37	753	26,8	47,131
10:52	773	27	47,871
11:07	791	27,2	48,557
11:22	805	27,4	49,135
11:37	815	27,6	49,605
11:52	822	27,7	49,894
12:07	826	27,9	50,202
12:22	826	28	50,302
12:37	822	28,1	50,294
12:52	815	28,2	50,205
13:07	805	28,3	50,035
13:22	791	28,3	49,657

13:37	773	28,4	49,271
13:52	753	28,4	48,731
14:07	728	28,4	48,056
14:22	701	28,3	47,227
14:37	671	28,3	46,417
14:52	638	28,2	45,426
15:07	602	28,2	44,454
15:22	563	28,1	43,301
15:37	522	28	42,094
15:52	479	27,8	40,733
16:07	434	27,7	39,418
16:22	388	27,5	37,976
16:37	341	27,3	36,507
16:52	293	27,1	35,011
17:07	246	26,9	33,542
17:22	200	26,7	32,1
17:37	155	26,4	30,585
17:52	114	26,2	29,278
18:07	77	25,9	27,979
18:22	54	25,5	26,958
18:37	40	25,2	26,28
18:52	25	24,9	25,575
Mitjana ponderada	484,34	26,90	44,14

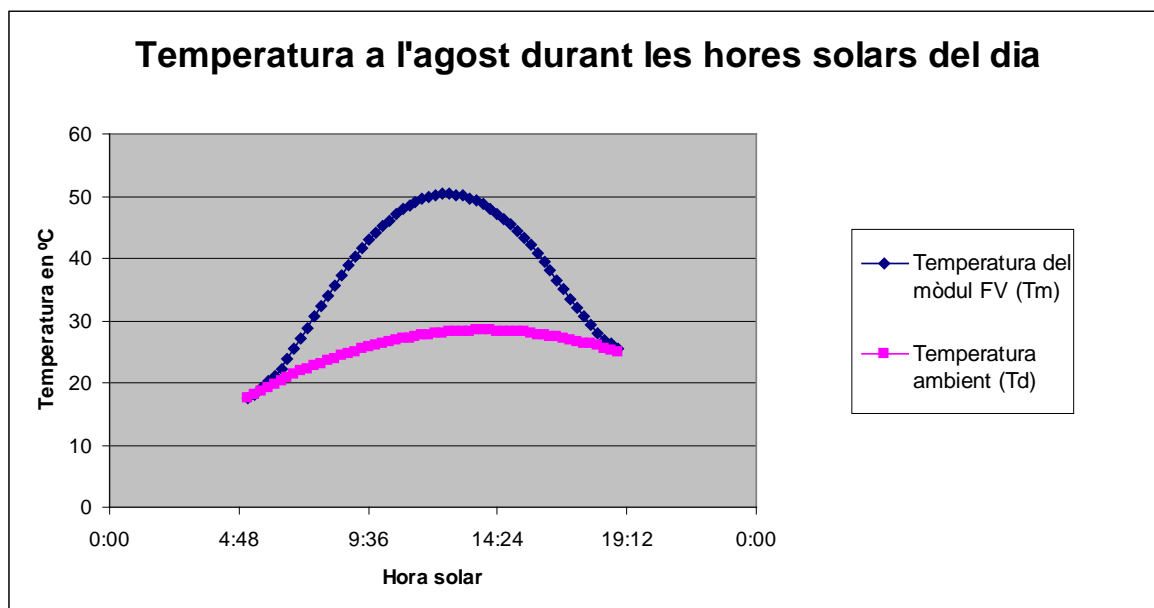


Figura 4. Gràfic de la temperatura del mòdul FV (T_m) i de la temperatura ambient (T_d) a l'agost durant les hores solars del dia. Font: Elaboració pròpia.

Seguidament, es calculen la resta dels valors mitjans (mitjanes ponderades) de les temperatures dels mòduls solars fotovoltaics (T_m) pels altres mesos de l'any. Cal dir que aquest càlcul es realitza fent la mitjana ponderada de les T_m amb les irradiàncies G , obtingudes al llarg del dia de cada mes.

Taula 8. Càlcul dels valors de les temperatures dels mòduls FV (T_m) durant els mesos de l'any.

	Gen	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Des
T_m [°C]	24.05	26.31	30.63	32.46	35.94	41.77	44.97	44.14	39.57	34.62	28.74	23.32

Aleshores, utilitzant les mateixes equacions que en el **CAPÍTOL 5**, relacionat amb el dimensionament de les proteccions i del cablejat, i agafant el valor del coeficient de temperatura de potència (subministrat pel fabricant del mòdul FV) ($\alpha_p = -0.45\% / ^\circ C$) s'obindrà:

$$P_{PM\dot{A}X(T_m)} = P_{PM\dot{A}X(25^\circ C)} \cdot \left[1 + (T_m - 25) \cdot \frac{\alpha_p}{100} \right] \quad (10)$$

Així doncs, mitjançant aquesta expressió s'obtenen els valors de les diferents potències màximes ($P_{PM\dot{A}X}$), amb una irradiància $G = 1000 W / m^2$ i amb unes temperatures dels mòduls FV (T_m) presents en l'anterior taula:

Taula 9. Càlcul dels valors de les potències màximes ($P_{PMÀX(T_m)}$) durant els mesos de l'any.

	Gen	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Des
PPMÀX (Tm)	281.20	278.35	272.91	270.60	266.22	258.87	254.84	255.88	261.64	267.88	275.29	282.12

A continuació, per obtenir el percentatge de les pèrdues per temperatura (P_{T_o}) buscades, es farà la divisió de les diferents potències màximes ($P_{PMÀX(T_m)}$) calculades anteriorment amb la potència màxima en condicions STC (280 W), i el valor obtingut es restarà a 1:

$$P_{T_o} = 1 - \left(\frac{P_{PMÀX(T_m)}}{P_{PMÀX(25^\circ C)}} \right) \quad (11)$$

I es trobarà:

Taula 10. Càlcul dels valors de les pèrdues per temperatura (P_{T_o}) durant els mesos de l'any.

	Gen	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Des
P_{T_o} [%]	-0.429	0.589	2.532	3.357	4.921	7.546	8.986	8.614	6.557	4.329	1.682	-0.757

Finalment, es realitzarà la mitjana ponderada de les P_{T_o} amb la irradiació mensual en el pla inclinat ($H_{(38^\circ)}$). Es fa d'aquesta manera, ja que les P_{T_o} degudes a la irradiància en els mesos d'estiu són més elevades, i per tant una mitjana aritmètica no seria representativa. El percentatge de pèrdues per temperatura (P_{T_o}) serà del 4.55 %.

Cal destacar, que segons l'informe d'ASIF el valor obtingut de $P_{T_o} = 4.55\%$ és un percentatge de pèrdues per temperatura (P_{T_o}) bo, ja que aquest considera unes pèrdues "més probables" del 6.50 % i unes pèrdues "òptimes" del 3 % (utòpiques).

Les causes que fan que aquest factor de pèrdues per temperatura (P_{T_o}) sigui relativament baix, poden ser que la instal·lació solar fotovoltaica es situa en una

zona no extremadament calorosa i que la refrigeració natural dels mòduls és suficientment bona (a causa del vent, etc.).

4.14. Pèrdues degut a les línees elèctriques

S'han de tenir en compte, si existeixen, les pèrdues en la transformació de tensions i les de la línia elèctrica de la connexió amb la xarxa (en el present cas amb la xarxa de Baixa Tensió, BT). Cal destacar, que no es consideren pèrdues del sistema fotovoltaic en si, per això no estan incloses en aquest capítol de càlculs energètics.

5. RENDIMENT EFECTIU

Tota la radiació anual sobre la superfície d'un mòdul fotovoltaic amb una inclinació òptima en la localització que s'ocupa (Catalunya, Llevant d'Espanya) pot arribar a ser de l'ordre de $1.800 kWh/m^2$ cada any. Com que la potència nominal del mòdul s'obté quan rep una radiació d' $1 kW/m^2$, per un mòdul amb una inclinació òptima en la zona descrita és com si durant 1.800 hores hagués estat incidint sobre la seva superfície $1 kW/m^2$. Això significa que, sinó tingués pèrdues, donaria la seva potència nominal durant aquelles hores i, per tant, entregaria una energia elèctrica que seria el producte de la seva potència nominal per aquelles hores.

A Catalunya (concretament al Llevant d'Espanya), un mòdul fotovoltaic amb una inclinació òptima treballaria a potència nominal unes 2.000 hores a l'any.

Com que el sistema solar fotovoltaic té les pèrdues que hem descrit anteriorment (en l'apartat "**4. FACTORS DE PÈRDUES ENERGÈTIQUES**"), les hores per les quals s'hauria de multiplicar la potència nominal no serien les hores mencionades, corresponents a la insolació i a un rendiment del 100 %, sinó que s'haurien de reduir per tenir amb compte aquestes pèrdues existents.

Considerant les pèrdues exposades anteriorment, les hores en les quals els mòduls fotovoltaics estarien treballant aproximadament a la seva potència nominal serien, segons la seva localització geogràfica, les següents:

Taula 11. Hores de treball dels mòduls fotovoltaics a la seva potència nominal segons la seva localització geogràfica. Font: Informe Anual d'ASIF.

IRRADIACIÓN ANUAL TOTAL DEL LUGAR, EXPRESADA EN HORAS CON UNA IRRADIANCIA SOLAR DE 1000 W/m ² (HORAS SOL PICO)	ENERGÍA ANUAL TOTAL DE LA INSTALACIÓN FV, EXPRESADA EN HORAS A POTENCIA NOMINAL DE LOS MÓDULOS			
	CASO ÓPTIMO (MUY IMPROBABLE)	CASO MEDIO (MÁS PROBABLE)	PEOR CASO (IMPROBABLE)	
2.000	1.800	1.450	1.100	Sur / Levante de España
1.800	1.600	1.300	1.000	Centro de España
1.500	1.350	1.050	820	Cornisa Cantábrica

L'informe anual d'ASIF recomana prendre, en una primera aproximació, els valors indicats com a "cas mitjà o més probable". Per escollir els valors considerats com a "cas òptim o molt improbable", s'ha d'estar ben documentat per no contribuir a expectatives de rendibilitat poc objectives.

6. FACTOR DE RENDIMENT TOTAL O "PERFORMANCE RATIO" (PR)

El factor de rendiment total o "Performance Ratio" (PR) és l'eficiència de la instal·lació solar fotovoltaica en condicions reals de treball, que té amb compte diferents tipus de pèrdues energètiques (ja vistes en l'apartat "4. FACTORS DE PÈRDUES ENERGÈTIQUES"). Cal dir, que pot tenir en consideració multitud de factors i com més se'n tinguin en compte major serà l'aproximació a l'eficiència real de la instal·lació (sempre i quant aquests s'escullin correctament). També s'ha de tenir present que el valor d'aquests factors pot variar al llarg del temps en funció de les diferents condicions existents en la ubicació de la instal·lació solar fotovoltaica.

Per tant, el PR és un valor que s'utilitza de forma generalitzada per a mesurar el rendiment de les instal·lacions solars fotovoltaïques, independentment de la insolació que reben. Es tracta d'un indicador de les pèrdues de potència en un sistema fotovoltaic, que s'expressa com el quocient entre el rendiment real i el teòric.

Mitjançant l'anterior taula, es pot obtenir una aproximació del PR amb la divisió de les hores durant les quals s'espera que el sistema solar fotovoltaic treballi a la potència nominal i les hores que hauria d'haver estat donant la potència nominal, en el cas de no haver tingut cap pèrdua:

Taula 12. Aproximació del PR, que únicament depèn de les pèrdues del sistema. Font: Informe Anual d'ASIF.

IRRADIACIÓN ANUAL TOTAL DEL LUGAR, EXPRESADA EN HORAS CON UNA IRRADIANCIA SOLAR DE 1000 W/m ² (HORAS SOL PICO)	PERFORMANCE RATIO (FACTOR DE RENDIMIENTO GLOBAL APROXIMADO)			
	CASO ÓPTIMO (MUY IMPROBABLE)	CASO MEDIO (MÁS PROBABLE)	PEOR CASO (IMPROBABLE)	
2.000	90	72	55	Sur / Levante de España
1.800	90	72	55	Centro de España
1.500	90	72	55	Cornisa Cantábrica

Tal i com correspon a la seva definició, es pot observar que el PR és independent de la irradiació del lloc i només depèn de les pèrdues del sistema. Per altra banda, cal remarcar que el seu valor s'acostuma a situar entre el 70 % i el 80 %, sent el "més probable" del 72 % segons l'informe d'ASIF. Si el percentatge del factor de rendiment total s'allunyés molt d'aquest valor "més probable", s'hauria d'analitzar amb detall per verificar la seva adequació al disseny concret que es tractés. Els valors del "cas òptim" són molt improbables, ja que és poc habitual

que tots els factors de pèrdues que incideixen en el rendiment del sistema siguin favorables, tenint en compte a més que moltes d'aquestes pèrdues són inevitables.

Cal destacar, que el factor de rendiment total o "Performance Ratio" (PR) es calcula mitjançant la següent expressió:

$$PR(\%) = [100 - A - P_{T^{\circ}}] \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \quad (12)$$

L'anterior equació és la multiplicació dels diferents factors de rendiment que es van acumulant, un cop tingudes en compte les diferents pèrdues energètiques exposades en l'apartat "**4. FACTORS DE PÈRDUES ENERGÈTIQUES**".

6.1. Valor anual i mensual del "Performance Ratio" (PR)

Cal remarcar, que un cop obtinguts tots els valors de les diferents pèrdues energètiques es procedirà a calcular el factor de rendiment total o "Performance Ratio" (PR) per tots els mesos de l'any i per la mitjana anual, d'aquesta manera es podrà trobar i estimar la producció energètica.

En primer lloc, es calcularà el PR (%) anual mitjançant l'expressió present en l'anterior apartat: "**6. FACTOR DE RENDIMENT TOTAL O "PERFORMANCE RATIO" (PR)**", i s'obtindrà:

$$PR(\%) = [100 - 13.9 - 4.55] \cdot 0.989 \cdot 0.985 \cdot 0.976 \cdot 0.96 \cdot 0.968 = 72.05\% \quad (13)$$

A continuació, es mostra un gràfic que conté totes les pèrdues energètiques existents desglossades i també el valor del rendiment total o del "Performance Ratio" (PR) anual, de la present instal·lació solar fotovoltaica:

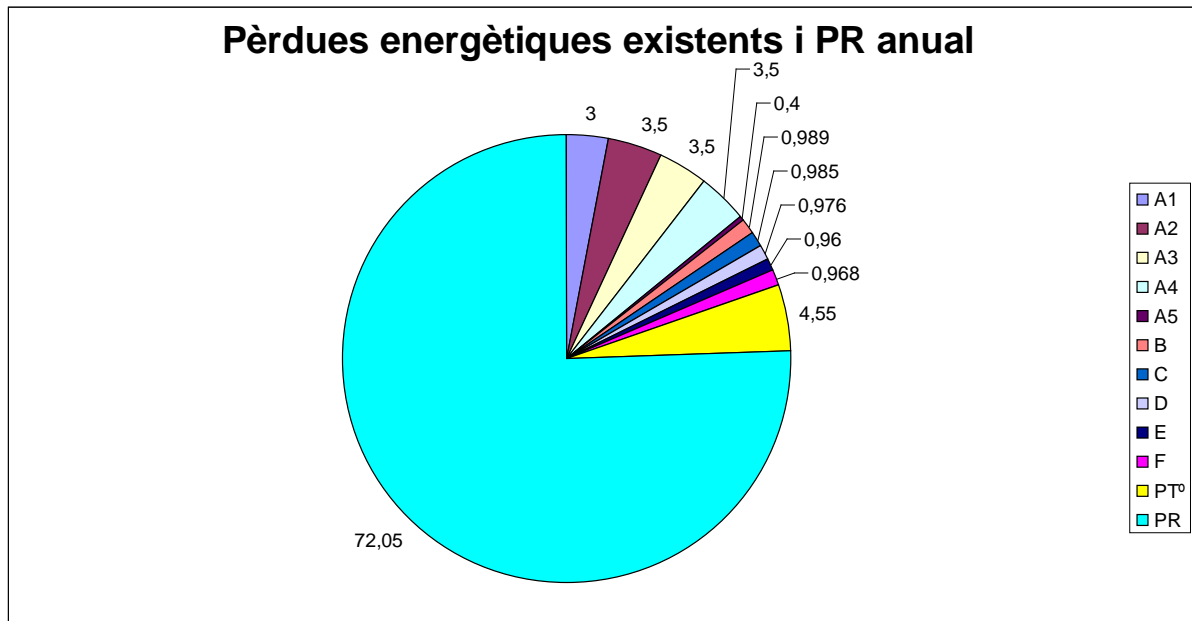


Figura 5. Gràfic amb les pèrdues energètiques existents i amb el PR anual. Font: Elaboració pròpia.

Tal i com es pot observar, el valor del rendiment total o del "Performance Ratio" (PR) es situa entre el 70 % i el 80 % i per tant és un resultat positiu. A més, segons l'informe anual d'ASIF el percentatge "més probable" seria del 72 %, i el valor obtingut és lleugerament superior (PR=72.05 %).

Seguidament, s'exposa una taula amb el càlcul del rendiment total o del "Performance Ratio" (PR) per a cada mes, i al final de tot el seu valor anual:

Taula 13. Càlcul dels valors del PR mensuals i anual. Font: Elaboració pròpia.

Mes/Pèrd.	A1	A2	A3	A4	A5	A	B	C	D	E	F	PT°	PR
Gener	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	-0,429%	76,45%
Febrer	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	0,589%	75,55%
Març	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	2,532%	73,84%
Abril	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	3,357%	73,11%
Maig	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	4,921%	71,73%
Juny	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	7,546%	69,41%
Juliol	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	8,986%	68,13%
Agost	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	8,614%	68,46%
Setembre	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	6,557%	70,28%
Octubre	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	4,329%	72,25%
Novembre	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	1,682%	74,59%
Desembre	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	-0,757%	76,74%
Anual	3%	3,50%	3,50%	3,50%	0,40%	13,90%	0,989%	0,985%	0,976%	0,96%	0,968%	4,55%	72,05%

7. PRODUCCIÓ ANUAL I MENSUAL D'ENERGIA ELÈCTRICA INJECTADA A LA XARXA

Per trobar la producció anual i mensual d'energia elèctrica injectada a la xarxa de BT (Baixa Tensió) de la present instal·lació solar fotovoltaica, s'utilitzarà la següent expressió segons el Plec de Condicions Tècniques d'Instal·lacions solars fotovoltaïques Connectades a Xarxa de l'IDAE:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ (kWh/dia)} \quad (14)$$

On:

E_p = Energia injectada a la xarxa de BT (Baixa Tensió) (kWh/dia).

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor de la irradiació diària anual i mensual sobre el pla del generador ($kWh/m^2 \cdot dia$), sent α l'azimut de la instal·lació i β la inclinació dels panells.

P_{mp} = Potència de pic del generador fotovoltaic (kW).

PR = Rendiment total o "Performance Ratio" (PR) (en tant per 1).

G_{CEM} = Constant d'irradiació en STC. Té un valor de $1 kW/m^2$.

En primer lloc, es calcularà l' $E_{p,dia}$ per un dia mitjançant l'expressió anterior i s'obtindrà:

$$E_{p,dia} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} = \frac{5.43 \cdot 112 \cdot 0.7205}{1} = 438.179 kWh/dia \quad (15)$$

I per tant, la producció anual de l' $E_{p,anual}$ serà de:

$$E_{p,anual} = 438.179 \cdot 365 = 159,935.3 kWh \quad (16)$$

Seguidament, s'exposa una taula amb el càlcul de l'energia injectada a la xarxa de BT per cada dia ($E_{p,dia}$) i mes ($E_{p,total}$), i al final d'ella el valor anual d'aquesta ($E_{p,anual}$):

Taula 14. Càlcul de l' $E_{p,dia}$ diària, l' $E_{p,total}$ mensual, i també l' $E_{p,anual}$ anual. Font: Base de dades del Climate-SAF PVGIS i elaboració pròpia.

Mes	G_{dm} [Wh/m ²]	PR [%]	$E_{p,dia}$ [kWh/dia]	$E_{p,total}$ [kWh]
Gener	4020	76,45	344.2085	10,670.5
Febrer	4710	75,55	398.5414	11,557.7
Març	5620	73,84	464.7785	14,408.1
Abril	5890	73,11	482.2920	14,468.8
Maig	6130	71,73	492.4695	15,266.6
Juny	6730	69,41	523.1848	15,695.5
Juliol	6890	68,13	525.7456	16,298.1
Agost	6430	68,46	493.0215	15,283.7
Setembre	5720	70,28	450.2418	13,507.3
Octubre	4860	72,25	393.2712	12,191.4
Novembre	4410	74,59	368.4149	11,052.4
Desembre	3700	76,74	318.0106	9,858.33
Anual	5430	72,05	438.179	159,935.3

A continuació, es pot veure també un gràfic amb la producció mensual ($E_{p,total}$) i la producció mitjana ($E_{p,mitjana}$):

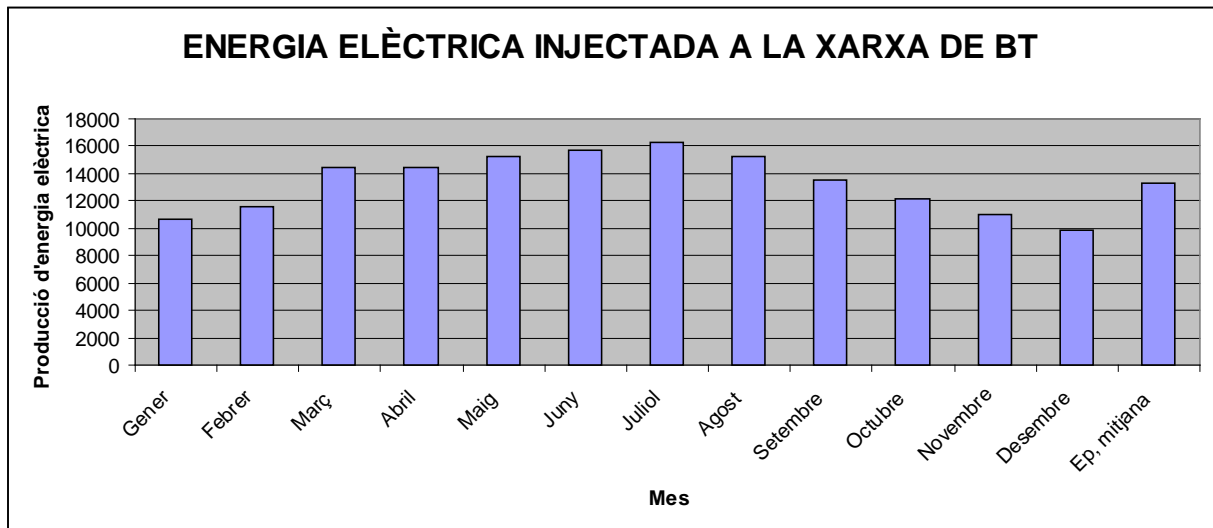


Figura 6. Gràfic amb la producció mensual ($E_{p,total}$) i la producció mitjana ($E_{p,mitjana}$). Font: Elaboració pròpia.

En conclusió, es pot dir que els valors aconseguits de producció anual i mensual d'energia elèctrica injectada a la xarxa de BT (Baixa Tensió) per a aquesta instal·lació solar fotovoltaica, són força elevats i positius. A més, totes aquestes dades seran necessàries i bàsiques per a realitzar un bon estudi econòmic, que més endavant es veurà.