

*Guide réalisé avec le concours du
Groupe Aquitain de Recherche en Économie Prospective*

LE PHOTOVOLTAÏQUE POUR TOUS

Guide pratique et Cahier des charges





Pourquoi un GUIDE PRATIQUE et un CAHIER DES CHARGES ?

La diffusion à grande échelle des installations photovoltaïques est récente en France. Même si elle semble simple, une installation PV fait appel à des technologies et à des concepts scientifiques et techniques relativement complexes et délicats : les panneaux photovoltaïques eux – mêmes, l'onduleur et les organes électriques auxiliaires, le câblage électrique, les supports de pose des panneaux et leur intégration avec la toiture, et bien sûr l'évaluation du gisement solaire utilisable, etc...



Ce guide est un complément opérationnel du livret technique d'information sur « le photovoltaïque » réalisées par le SIPHEM ([livret disponible en cliquant sur ce lien](#)) .

Il comprend d'abord **un guide pratique** (PARTIE A) qui expose ces technologies et ces concepts, en s'efforçant de les rendre concrets.

On peut en premier lieu consulter le cadastre solaire pour une première approche :

<https://pole-territorial-sud-gironde.cadastre-solaire.fr/>



Afin d'assurer une production électrique conforme aux prévisions de l'étude pendant au moins 20 ans, chacun de ces éléments doit répondre à des prescriptions techniques minimales, qui font l'objet d'un **cahier des charges** (PARTIE B), qui pourra servir à consulter plusieurs entreprises sur une base à la fois précise, claire et unique, permettant donc de comparer objectivement les offres.

NOTA BENE

1 dans ce guide, on désigne par « capteur solaire » un ensemble de panneaux PV (il peut y avoir plusieurs capteurs, par exemple avec des orientations différentes) ; les « panneaux » (solar panels en anglais) sont parfois appelés modules par certains ; un panneau est constitué de plusieurs « cellules », de 36 cellules à parfois plus de 100, reliées en série et en parallèle dans un panneau.

2 On donne la traduction des termes anglais souvent rencontrés dans les documentations.



A – GUIDE PRATIQUE

1 - DESCRIPTION OPERATIONNELLE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAIQUE

Voir schéma général installation PV ci-dessous ; description du schéma type d'une installation PV pour les logements (tiré de la norme UTE C15-712-1) :

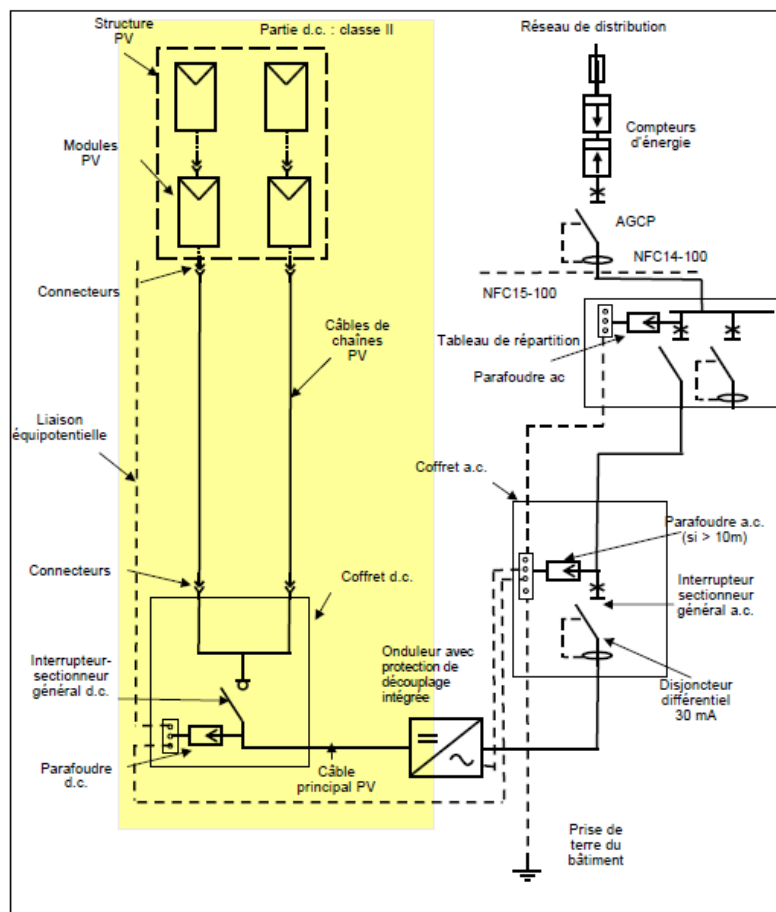
- Partie en jaune : courant continu
- **Panneaux ou Modules PV**, installés sur structure posée en toiture ou sur un autre support
- **Câbles de chaînes PV** (2 chaînes sur ce schéma), raccordés par des connecteurs spéciaux, d'une part aux modules PV d'autre part au coffret « courant continu » (coffret d.c., « *direct current* » en anglais)
- **Coffret courant continu**, comprenant les protections des câbles, un interrupteur sectionneur général, un parafoudre
- **Un onduleur avec protection de découplage** (cette protection interdit le renvoi de courant dans le réseau si ce réseau est mis hors tension par ENEDIS ou la Régie, pour travaux ou dépannage)
- **Un coffret courant alternatif** (coffret a.c. , « *alternative current* » en anglais), avec son disjoncteur et son parafoudre
- **Le raccordement au tableau de répartition**, ou tableau général basse tension (TGBT) du logement
- **Le raccordement au tableau de comptage d'énergie** (ENEDIS ou Régie)
- **Une liaison équipotentielle** (en pointillés sur le schéma) reliant la structure métallique supportant les panneaux PV, les 2 coffrets courant continu et courant alternatif, le TGBT et la prise de terre générale.

UTE C 15-712-1

- 14 -

UTE

5.3 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production



Extrait de la norme Union Technique de l'Electricité C15 -712 – 1 (schéma unifilaire)

1.1 PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES

Trois technologies sont concernées : silicium mono cristallin, silicium polycristallin, tellure de cadmium (couches minces) ; les autres technologies ne sont pas concernées par ce guide : trop coûteuses, ou pas adaptées à un usage « logement », ou émergentes (à colorant, perovskites, etc...).



Le **rendement énergétique Rpv**, qui représente le rapport entre l'énergie électrique fournie par le panneau, et l'énergie solaire reçue par le panneau, varie de 17 % à 21 % suivant la technologie du panneau¹. On distingue 2 types de rendement : rendement STC (« *standard test conditions* » = aux conditions standards d'essai), et rendement « NMOT² » ou « NOCT ».

NB : les physiciens (W. Shockley et H. Queisser)³ ont démontré que le rendement théorique maximum d'un panneau PV au Silicium simple jonction NE PEUT PAS dépasser 33 %.

• 1.1.1 rendement STC :

- Irradiance solaire (éclairage) = 1000 watts /m²
- Air – masse = 1,5 ; cela signifie un spectre lumineux reproduisant le spectre solaire traversant une couche atmosphérique égale à 1,5 fois l'épaisseur de l'atmosphère, correspondant à une hauteur du soleil de 41° sur l'horizontale (air – masse 1 = soleil au zénith)
- Une température de cellule de 25°C

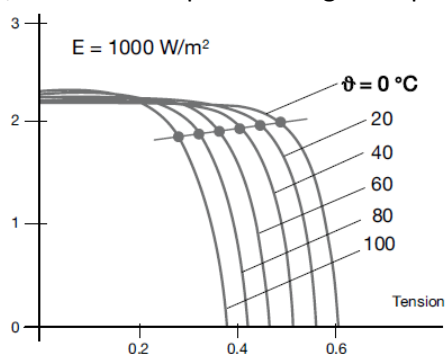
Ces conditions sont dans la réalité rarement réunies, car la température de la cellule dépasse beaucoup 25°C, et la température fait baisser le rendement (cf graphique 1) ; de plus, l'irradiation solaire atteint très rarement 1000W/m² dans notre région.

On utilise donc aussi le rendement NOCT (*nominal operating cell temperature*, en anglais), beaucoup plus proche des conditions réelles de fonctionnement

• 1.1.2 Rendement NMOT ou NOCT :

- Éclairage : 800 watts /m²
- Air – masse : 1,5
- Température de l'air : 20 °C
- Vitesse du vent : 1 mètre/seconde
- Température de cellule proche de 43 °C

Cependant, la puissance crête des panneaux est toujours donnée par les fabricants « aux conditions STC », bien entendu plus avantageuses pour eux.



Graphique 1 : Variation de puissance d'une cellule PV en fonction de sa température : la tension diminue quand la température augmente. (Extrait du guide ABB « document application technique n°10 : installations PV »)

¹ En l'état des technologies en 2020 (cf institut Fraunhofer pour les systèmes d'énergie solaire)

² NMOT : *Nominal Module Operating Temperature* : température nominale de service du module

³ W. Shockley, J. Bardeen et W. Brattain, physiciens américains à l'origine de la découverte du transistor

| technologie | | Rendement du panneau | | Puissance crête 1 panneau 1 m2 | |
|-------------------------|-------------|----------------------|-------|--------------------------------|-------|
| type | abréviation | STC | NOCT | STC | NOCT |
| Silicium monocristallin | Mono-Si | 21% | 15,8% | 210 W | 158 W |
| Silicium polycristallin | Poly-Si | 18% | 13,5% | 180 W | 135 W |
| Tellurure de cadmium | Cd-Te | 17% | 13% | 170W | 130 W |

Tableau 1 : Comparaisons des diverses technologies de panneaux PV (données moyennes 2021)

• **1.1.3 dégradations du rendement :**

Avec le temps, on observe une dégradation progressive du rendement des panneaux PV.

Les panneaux de bonne qualité perdent :

- Environ 1% la première année (2% sur certains modèles)
- Moins de 0,5 % par an ensuite (0,3% pour le Cd-Te)
- Au bout de 25 ans, les panneaux doivent assurer au moins 85% de leur production à l'état neuf

• **1.1.4 rendement moyen des panneaux :**

On prend en compte :

- Le rendement **Rpv** des panneaux neufs (aux conditions « STC »); pour les panneaux mono-Si, Rpv = 21%
- La dégradation annuelle du rendement des panneaux, Rpd (cf § 1.1.3) ; pour une durée de vie de 25 ans, on peut prendre comme moyenne la 13^{ème} année : 1% de pertes l'année 1 + (0,5% * 12), soit 1 + 6 = 7% de pertes l'année 13, soit Rpd = 93%

Le rendement maximum moyen Rpv sur la période = Rpv*Rpd = 21%*93% = **19,53% : en moyenne sur 25 ans et au maximum : 19,53% de l'énergie solaire incidente sur les panneaux sera transformée en électricité (courant continu, sans compter les autres pertes).**

• **1.1.5 Dispersion du rendement :**

Attention ! Pour la plupart des panneaux, leur fabrication conduit à une dispersion des caractéristiques, et en particulier le rendement ; les panneaux d'un « même type » sont donc répartis en séries, ou gammes, qui présentent des rendements différents. Ci-dessous, exemple d'un panneau Photowatt PW 66MAX –C : le rendement varie de 19% à 21,6%, et la puissance de 600 à 670 W (donc de 11%), suivant les séries ; les différentes séries ne sont en général pas commercialisées au même prix ...

CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

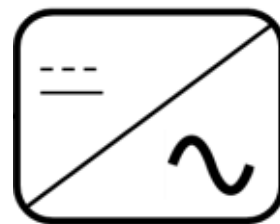
| | |
|---------------------|---------------------------------|
| Type de cellules | Multicristallin |
| Taille du module | 2384 x 1303 x 35 mm |
| Nombre de cellules | 132 [2 x (6 x 11)] |
| Poids du module | 34.4 kg |
| Matériau face avant | 3.2 mm verre trempé |
| Matériau cadre | Alliage d'aluminium anodisé |
| Boîte de jonction | IP68,3 diodes de dérivation |
| Câbles solaires | Longueur personnalisée * |
| Type de connecteur | Series T4 ou MC4-EVO2 ou H4 UTX |

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (STC*)

| Puissance nominale | W | 670 | 660 | 650 | 640 | 630 | 620 | 610 | 600 |
|-----------------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tolérance de puissance | W | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 |
| Tension à la puissance nominale | V | 38.7 | 38.3 | 37.9 | 37.5 | 37.1 | 36.7 | 36.3 | 35.9 |
| Intensité à la puissance nominale | A | 17.32 | 17.24 | 17.16 | 17.07 | 16.99 | 16.91 | 16.83 | 16.75 |
| Tension de circuit ouvert | V | 45.8 | 45.4 | 45.0 | 44.6 | 44.2 | 43.8 | 43.4 | 43.0 |
| Courant de court-circuit | A | 18.55 | 18.47 | 18.39 | 18.31 | 18.23 | 18.15 | 18.07 | 17.99 |
| Rendement surfacique | % | 21.6 | 21.2 | 20.9 | 20.6 | 20.2 | 19.8 | 19.4 | 19.0 |

1.2 ONDULEURS & OPTIMISEURS

L'onduleur convertit le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif (230 Volts, 50 Hz) compatible avec le réseau électrique et les appareils électriques usuels (électroménager, éclairage, TV, ordinateurs, VMC, etc... et aussi les véhicules électriques) ; il gère la connexion au réseau (couplage et découplage automatiques).



2 solutions possibles : onduleur unique centralisé, ou micro - onduleurs répartis

- **1.2.1 Onduleur centralisé**

- Tous les câbles en courant continu issus des panneaux sont raccordés, via un tableau de protection « continu », à un seul onduleur central.
- Cet onduleur (appelé « *inverter* » en anglais) convertit ce courant continu en courant alternatif (230Volts, 50 Hz), ou 400 Volts, 50 Hz pour les appareils triphasés. Généralement l'onduleur est monophasé jusqu'à 6 kVA compris, et triphasé au-dessus (par exemple 9 kVA).
- Branches MPPT : au-dessus de 3 kVA, il est préférable d'avoir au moins 2 branches MPPT (appelées « *strings* » en anglais)
- L'onduleur dégage de la chaleur : il doit donc être installé dans un endroit suffisamment dégagé et aéré ; on ne doit jamais le couvrir ou l'encombrer par divers éléments de mobilier ou de rangement, etc...

- **1.2.2 Onduleurs répartis (micro – onduleur)**

- On compte 1 micro – onduleurs pour 2 ou 3 panneaux PV ; donc plusieurs (entre 4 et 15 suivant la puissance) pour une installation en toiture
- Avantages : s'adaptent à des conditions d'éclairement variables (ombres sur certains panneaux) ; câblage courant alternatif en 230 Volts (moins de pertes dans les câbles ; plus besoin du coffret courant continu).
- Puissance unitaire : 300 à 1000 Watts
- Points de vigilance :
 - Rendement réel sur la durée de vie ?
 - Etant placés sous les panneaux et contre la toiture, ils sont soumis à des températures élevées : quelle garantie, quelle durée de vie en fonction de la température ?
 - Soumis également aux intempéries (humidité, alternance de froid et de chaud, etc ...) et aux insectes et autres petits animaux
 - Durée de vie annoncée : certains fabricants annoncent « plus de 20 ans » ; exiger engagement écrit
 - Garantie de découplage du réseau à vérifier (norme DIN VDE 0126-1-1-VRF 2019 et normes françaises AFNOR et UTE)

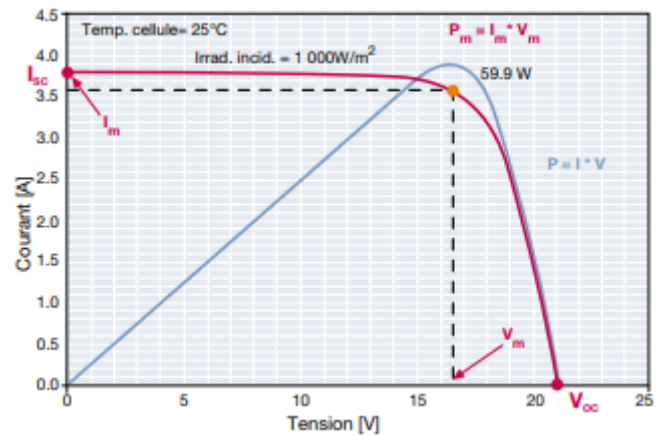
- **1.2.3 Point de puissance maximale** (PPM en français ; MPP en anglais)

En fonction de l'éclairement solaire qu'elle reçoit, la puissance électrique d'une cellule solaire passe un maximum (point MPP repéré sur le graphique ci-dessous). C'est ce point de puissance maximum qui doit en permanence être détecté et exploité par l'onduleur. A l'entrée « courant continu » de l'onduleur, un circuit électronique spécialisé réalise cette fonction d'optimisation, appelée suivi du point de puissance maximale (*maximum power point tracking* , MPPT en anglais).

L'efficacité de cette fonction est appelée « rendement de MPPT », et atteint 99% pour les meilleurs onduleurs, ou optimiseurs.

Chez certains fabricants d'onduleurs, la fonction « OPTIMISEUR » est réalisée dans un boîtier séparé, installé en général près des panneaux

Graphique 2 : point de puissance maximale d'une cellule PV (sur courbe rose)



1.3 CABLES ET ORGANES ELECTRIQUES

- Les câbles en courant continu raccordent les panneaux au coffret courant continu, et à l'entrée de l'onduleur ; ce sont des câbles spéciaux, résistant aux intempéries et aux rayons Ultra -Violet du soleil. Leur dimensionnement (en mm²) doit être étudié avec soin pour limiter les pertes d'énergie à moins de 1%.
- Les câbles en courant alternatif raccordent l'onduleur au tableau général (ou les micro - onduleurs) ; ils doivent être du type 1000R2V, ou H07RN-F ; dimensionnement pour limiter les pertes à moins de 0,5%.
- Le parcours des câbles reliant les panneaux et l'onduleur doit être étudié pour éviter de former des boucles (sensibles à la foudre, par « induction électro – magnétique »)
- Les connecteurs courant continu sont spéciaux et doivent eux aussi résister aux intempéries et aux rayons UV ; ils doivent être absolument étanches à l'eau et à l'humidité (qui oxyde les contacts, cela pouvant conduire à des échauffements, jusqu'à l'incendie)
- Les coffrets continu et alternatif contiennent les organes de protection (fusibles, disjoncteurs), les organes de commande (sectionneurs), les organes de sécurité (parafoudres, différentiels). L'ensemble est à choisir parmi les grandes marques, gage de fiabilité ; les coffrets doivent être installés à l'abri (bâtiment ou appentis) et doivent être étanches aux poussières.



1.4 RATIO DE PERFORMANCE

Le ratio de performance RP d'une installation PV représente la part (en %) de l'énergie solaire reçue par les panneaux qui est effectivement transformée en électricité utile (fournie au réseau ou consommée par le logement). Ce ratio prend en compte (cf tableau 2) :

- Le gisement solaire effectif Geff reçu par le capteur, en fonction de son orientation et son inclinaison
- Les pertes solaires par rapport à l'énergie solaire incidente Geff sur le plan des panneaux : ombres portées par des arbres, des bâtiments, etc... ; pertes par réflexion de la lumière sur les panneaux, pertes par encrassement
- Les pertes électriques : pertes par dégradation des panneaux dans le temps (1% à 2% la première année, 0,4% à 0,6% chaque année suivante) ; pertes dans les câbles ; pertes dues au fait que les cellules des panneaux ne sont pas parfaitement identiques (« mismatch ») ; pertes à cause de la température (cf graphique 1) ; pertes de l'onduleur ...

- Par contre, il ne comprend pas le rendement des panneaux PV neufs, traité à part

Ces pertes correspondent à des rendements unitaires, dont le produit correspond au rendement total, d'une part pour la partie « solaire », et d'autre part pour la partie « électrique ».

Le rendement global de l'ensemble (solaire + électrique) est le produit des deux et est appelé ratio de Performance (RP, ou « PR » en anglais). **Ce ratio de performance représente la QUALITE globale, ou l'EFFICACITE globale du système PV installé.**

Le tableau 2 indique ⁴:

- Des **taux de pertes qui ne doivent pas être dépassés**,
- Un **Ratio de Performance RP minimum à obtenir (RP ≥ 75%)**.

| | Pertes | | rendement | | Facteur d'amélioration |
|--------------------|--|------|-----------|--------|-------------------------------|
| | Type | taux | symbole | taux | |
| Pertes solaires | Pertes par masques (ombres) | 5% | Rm | 95% | Eviter les ombres |
| | Pertes par réflexion (IAM) | 2% | Riam | 98% | Choix des panneaux |
| | Pertes par encrassement | 2% | Re | 98% | Nettoyage périodique |
| | Pertes solaires totales | 9% | Rsol | 91,24% | |
| Pertes électriques | Pertes par dégradation des panneaux (moyenne) | 7% | Rdegr | 93% | Choix des panneaux |
| | Pertes dans les câbles | 1% | Rc | 99% | Section des câbles |
| | Pertes par cellules hétérogènes (mismatch) | 2% | Rm | 98% | Choix des panneaux + onduleur |
| | Pertes par température élevée | 5% | Rt | 95% | Lame d'air sous panneaux |
| | Pertes onduleur | 4% | Ro | 96% | Choix onduleur |
| | indisponibilité (panne partielle ou totale) | ? % | | ? % | Entretien régulier |
| | Pertes électriques totales | 19% | Relec | 82,29% | |
| Pertes ensemble | Pertes solaires + pertes électriques | 28% | RP | 75,08% | |

Tableau 2 : pertes, rendements et ratio de performance **RP**, pour une installation fixe (toiture ou sol)

Rappel : les rendements « parfaits » de 100% n'existent pas : tout système génère des pertes

On voit que pour conserver un rendement global convenable, il faut veiller à ce que chaque rendement partiel soit très élevé, donc avec des pertes très faibles (et que ces performances restent très élevées dans le temps, d'où l'entretien indispensable du système).

Le Ratio de Performance sera différent chaque année, suivant l'évolution des différentes pertes.

Afin d'obtenir un Ratio de Performance maximal, il faut essayer de diminuer (autant que possible) chaque type de pertes, donc augmenter chaque rendement correspondant ; on peut ainsi viser un RP ≈ 83%, qui semble un maximum technique aujourd'hui. Une installation présentant un **RP < 75% doit être rejetée**.

Dans l'étude fournie par les installateurs avec leurs devis, le tableau détaillé des pertes pourra permettre de sélectionner la meilleure offre technique, et le cas échéant de choisir entre plusieurs variantes proposées.

⁴ Le concept de ratio de performance n'est pas encore normalisé, ni dans son contenu, ni dans son mode de calcul. Le tableau 2 propose ici une définition relativement complète, prenant en compte la plupart des paramètres significatifs, et en distinguant les pertes « solaires » et les pertes « électriques »..

Indisponibilité (liée aux pannes) : la perte liée aux indisponibilités n'est pas chiffrée, car elle peut être très variable, suivant l'importance et la durée de la panne. D'où l'importance de la qualité de l'installation, de l'entretien régulier, de la fiabilité et de la disponibilité de l'entreprise.

1.5 RENDEMENT GLOBAL DE L'INSTALLATION PV

Le rendement global **R_g** est égal au produit du rendement des panneaux neufs **R_{pv}** par le Ratio de Performance **RP** : **R_g = R_{pv}*RP**. Pour une installation avec panneaux mono-Si, et avec les résultats du tableau 2, cela donne : Rendement global R_g = 21%*75% = **15,75 % de Geff**

Ce qui signifie que cette installation PV **transformera en électricité utile⁵ 15,75 % de l'énergie solaire** éclairant effectivement les panneaux ; le reste (84,25%) est perdu sous forme de chaleur).

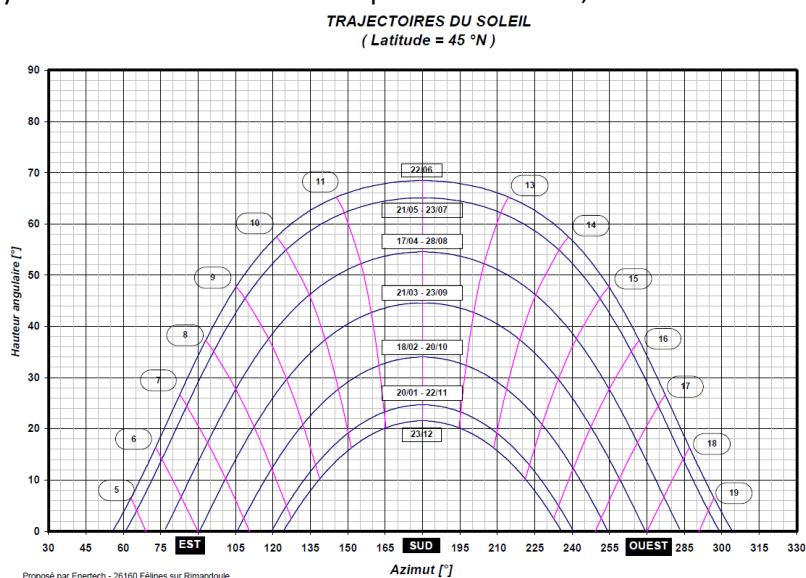
2 – QUANTITE UTILE D'ELECTRICITE PRODUITE PAR UNE INSTALLATION PV

Plusieurs facteurs déterminent la production d'énergie électrique utile par une installation PV

2.1 LA COURSE APPARENTE DU SOLEIL DANS LE CIEL

Le déplacement apparent du soleil varie chaque heure du jour, pour chacun des jours de l'année. Le diagramme solaire (graphique 3) indique, pour la latitude 45° Nord proche de celle du sud Gironde 44,5° N), les hauteurs du soleil d'EST en OUEST pour chaque heure (solaire) ; ces hauteurs sont maximales au solstice d'été (21 juin), minimales au solstice d'hiver, et intermédiaires aux équinoxes (21 mars – 21 septembre).

Pour une installation fixe, il est donc impossible que les panneaux PV soient en permanence⁶ perpendiculaires aux rayons solaires : il en résulte des pertes inévitables, dues à « l'effet cosinus ».



Graphique 3 : diagramme solaire (Bureau d'études ENERTECH)

⁵ Electricité utile : courant alternatif effectivement transmis au tableau général (logement) et au réseau

⁶ Seuls les panneaux montés sur un héliostat 2 axes (*tracker*) le permettent.

2.2 LA GEOMETRIE DU SYSTEME DE CAPTATION

La puissance maximale de flux solaire reçue par un plan implique que ce plan soit perpendiculaire au flux solaire : le plan doit « regarder » le soleil (cf figure 1). Puisque dans la plupart des cas, les panneaux solaires soient fixes, il faut prendre en compte, et optimiser si possible :

- L'orientation des panneaux par rapport au Sud (en degrés d'angle par rapport au Nord ; orientation Sud = 180 °)
- L'angle des panneaux par rapport à l'horizontale (en degrés)
- Une formule empirique simplifiée permet de calculer l'angle optimal d'inclinaison en fonction de la latitude :
- Inclinaison = latitude – 10° ; donc pour le Sud Gironde : 44,5° - 10° = **34,5°** sur l'horizontale

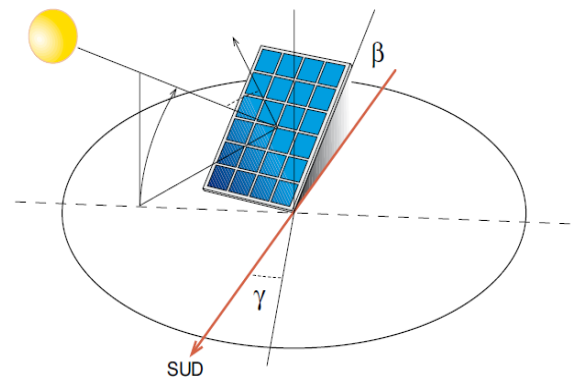


Figure 1 : orientation des panneaux (extrait du guide ABB)

Cependant, pour des panneaux fixes, ces angles ne sont pas très critiques, pourvu qu'on ne s'éloigne pas trop de la « zone 100% ». Le graphique 4 permet d'évaluer la variation du gisement solaire éclairant les panneaux, en fonction :

- de l'angle d'azimut par rapport au SUD
- de l'inclinaison des panneaux (cercles concentriques, exprimée en degrés de 10° à 90° par rapport à l'horizontale) ;

Attention : usuellement, la pente P des toitures est exprimée en %, alors que les calculs solaires se font en degrés ; pour convertir ce pourcentage en degré de pente, la formule rigoureuse⁷ est :

P en degrés = arc tangente (P en %/100) *180/π. Le tableau 3 donne les correspondances utiles pour les capteurs solaires (jusqu'à 60 degrés pour les panneaux solaires *thermiques*).

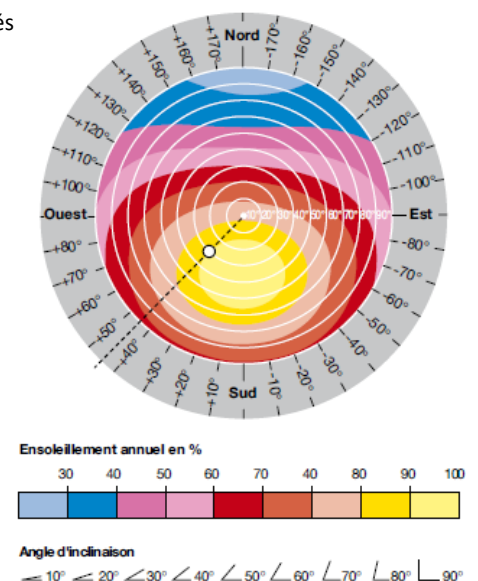
| Pente % | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 110 | 120 | 130 | 140 | 150 | 160 | 170 | 173 |
|--------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Pente degrés | 5,7 | 11,3 | 16,7 | 21,8 | 26,6 | 31,0 | 35,0 | 38,7 | 42,0 | 45,0 | 47,7 | 50,2 | 52,4 | 54,5 | 56,3 | 58,0 | 59,5 | 60,0 |

Tableau 3 : Correspondance entre pente exprimée en % et inclinaison exprimée en degrés

Pour les toitures en sud Gironde couvertes en tuiles, la pente est généralement comprise entre 30% (16,7 degrés) et 40% (21,8 degrés).

Dans l'exemple du graphique 4 ci-dessous, le petit cercle représente un panneau orienté SUD – OUEST (à 45° du SUD) et incliné de 30° sur l'horizontale : il est sur la limite de la zone « productible de 90% à 100% » (en jaune clair) : donc, productible = 90% (perte = 10%).

Graphique 4 : variation du gisement en fonction de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux (guide ABB)

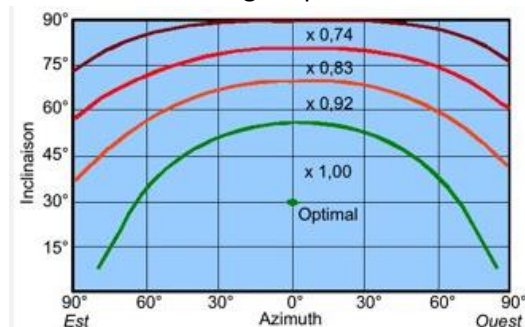


⁷ Attention aux « formules et tableaux » trouvés à ce sujet sur Internet : on y trouve parfois des erreurs grossières, voire des calculs totalement faux !

Le tableau 4 montre que pour une inclinaison de 30°, on peut accepter une orientation allant de 45° EST à 45° OUEST, en ne perdant que 4% du productible ; mais il n'est pas conseillé de s'éloigner plus.

| FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES | | | | | |
|--|--|------|------|------|------|
| INCLINAISON | | 0° | 30° | 60° | 90° |
| ORIENTATION | | 0° | 30° | 60° | 90° |
| Est | | 0,93 | 0,90 | 0,78 | 0,55 |
| Sud-Est | | 0,93 | 0,96 | 0,88 | 0,66 |
| Sud | | 0,93 | 1,00 | 0,91 | 0,68 |
| Sud-Ouest | | 0,93 | 0,96 | 0,88 | 0,66 |
| Ouest | | 0,93 | 0,90 | 0,78 | 0,55 |

Tableau 4 (ADEME)



graphique 5

Sur le plan pratique, pour la plupart des toitures de sud Gironde, qui sont inclinées de 17° environ (pente 30%), il faut que l'orientation reste dans la limite de plus ou moins 30° par rapport au SUD.

2.3 LE GISEMENT SOLAIRE ANNUEL

Pour le sud Gironde, le rayonnement solaire global annuel sur un plan horizontal au niveau du sol atteint **1310 kWh/m²**, ce qui correspond à l'énergie de plus de 1300 m³ de gazole sur chaque hectare chaque année ! Ce flux d'énergie est variable suivant les mois de l'année, dans un rapport de 1 à 3 entre décembre et juillet.

Pour des panneaux fixes, le gisement maximal possible correspond à un plan exposé au SUD et incliné de 34,5° ; il est dans ce cas⁸ : **G_{max} = 1635 kWh/m²**

En fonction de l'angle d'azimut et de l'angle d'inclinaison du plan capteur, le gisement **G effectif (G_{eff})** varie, suivant les facteurs de correction du graphique 4 et tableau 3 :

- Pour une toiture exposée au SUD avec une pente de 30% (17°), **G_{eff} = G_{max} = 1635 kWh/m²**
- Pour une toiture exposée à plus ou moins 30° du SUD, avec une pente de 30% (17°), **G_{eff} = 1635*0,95 = 1550 kWh/m²**.
- Pour un support au sol exposé au SUD - EST (ou SUD - OUEST) avec une pente de 100% (45°), ou sur un toit de type « Périgord », **G_{eff} = 1635 *0,94 = 1539 kWh/m²** ;

En raison de la forte variabilité du gisement solaire au cours de l'année, les offres des entreprises doivent fournir un tableau des gisements solaires MENSUELS auxquels les panneaux solaires du projet seront exposés.

NOTA BENE

1- Le cas des panneaux PV montés sur héliostat (tracker) à 1 axe ou à 2 axes, et le cas des panneaux « bifaciaux », demandent une étude particulière, et sont pas exposés dans ce guide.

2 - Pour des panneaux solaires thermiques (qui produisent de la chaleur), l'orientation et l'inclinaison optimales sont différentes du PV, et dépendent des applications (eau chaude sanitaire, ou chauffage des logements, ou besoins industriels).

⁸ Calculé avec le logiciel européen gratuit en ligne PVGIS

2.4 LA PRISE EN COMPTE DES MASQUES

Afin que les panneaux solaires bénéficient pleinement du gisement local, il faut évidemment éviter les ombres portées, qui peuvent gravement compromettre la productivité réelle de l'installation : l'énergie solaire qui n'arrive pas jusqu'aux panneaux ne pourra jamais être transformée en électricité, même avec les meilleurs panneaux !

Le projet doit donc obligatoirement comprendre une étude des masques proches (arbres, autres bâtiments, poteau, grosse cheminée,...) et des masques lointains (relief, forêt, ensemble de bâtiments,..). Ces masques sont relevés sur site et reportés sur un diagramme solaire (cf figure 2), afin d'entrer dans le calcul de leur incidence sur la productivité.

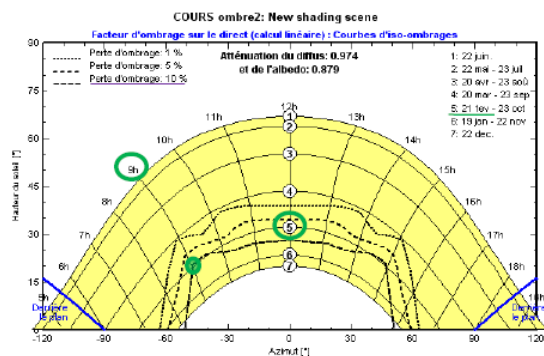
Il faut veiller à ce que les pertes provoquées par l'ensemble de ces masques ne dépassent pas 5% (correspondant à un rendement de 95% du gisement **Geff**) ; c'est pourquoi la pose en toiture est souvent une bonne solution de ce point de vue.

D'autre part, les ombres portées sur certaines parties des panneaux peuvent les détériorer (phénomène des points chauds, « hot points » en anglais).

Un tableau des pertes mensuelles doit être fourni : il permettra de prendre les bonnes décisions : élaguer ou couper des arbres, déplacer le capteur, etc ...

Les projets dont les pertes par masques dépassent 5% de Geff doivent être rejetés

Visu de l'ombrage le 21 février à 9 h



Le 21 février, à 9h,

10 % du champ PV est ombragé

Scène du 21 février à 9h :

fraction ombragée du champ PV (en gris)

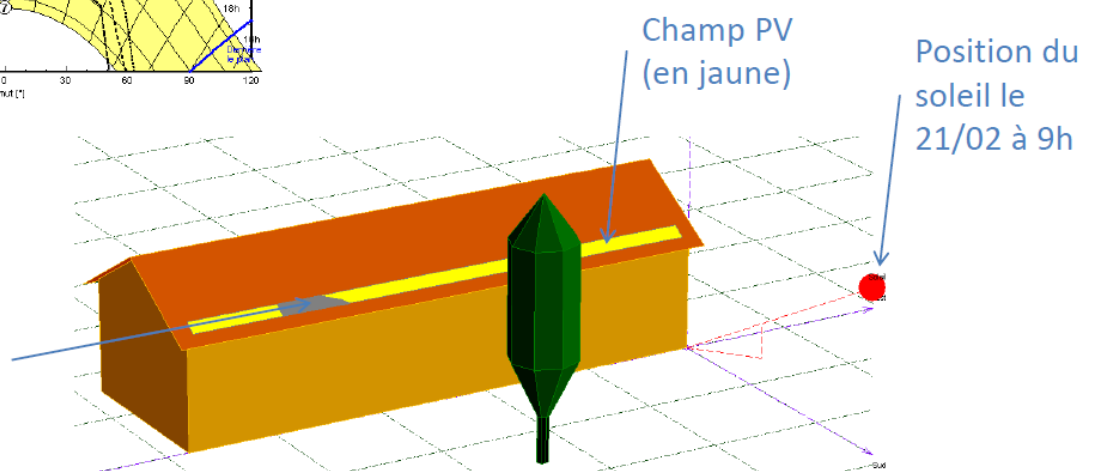


Figure 2 : Extrait de document du bureau d'études Alliance Soleil

2.5 LA PRODUCTIVITE GLOBALE DU SYSTEME PV

A partir de la partie exploitable **Geff** du gisement solaire, du ratio de performance **RP** et du rendement STC des panneaux **Rpv**, on calcule la quantité d'électricité **Wel** effectivement produite par le système : **Wel = Geff * RP * Rpv = Rg * Rpv** ; par exemple, avec **Geff = 1550 kWh/m²** ; **RP = 75%** et **Rpv = 21%**, ce système produira **Wel = 1550 * 75% * 21% = 244,1 kWh/m²** de panneau ;

Les bureaux d'études et installateurs mesurent souvent la productivité en kWh par kW crête. Si on raisonne en kilowatt-crête (kWc) : 1 m² de ce type de panneau produit (cf tableau 2) : 210 watt-crête (= 0,210 kWc) ; ce système produira donc : $244,1/0,210 = 1162,4 \text{ kWh/kWc}$

Il suffit alors de multiplier cette productivité par la puissance installée (mesurée en kWc), pour obtenir la **productivité annuelle** du système complet. Par exemple, pour ce système PV de 6 kWc, la productivité serait : **6 * 1162,4 = 6974 kWh /an.**

Cette productivité est parfois appelée « productible » ; ce productible peut diminuer si l'entretien est insuffisant, ou si l'année est particulièrement peu ensoleillée, ou si des arbres grandissent, ou si un bâtiment est construit devant le capteur...

3 – BILAN ENERGETIQUE & IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

La question de l'impact environnemental des panneaux PV est évidemment importante, et elle donne lieu à des affirmations souvent infondées aujourd'hui. En effet, des progrès technologiques très importants ont été réalisés depuis 10 ans dans les processus de fabrication des cellules et panneaux PV. Ces progrès ont conduit à diminuer beaucoup les impacts environnementaux⁹(de moitié pour plusieurs critères), et à améliorer de façon très importante leur bilan énergétique global. La durée de vie conventionnelle est maintenant de 30 ans¹⁰.

On donne ci-après les principaux résultats, rapportés à l'ensoleillement du sud Gironde, déterminés par les analyses en cycle de vie¹¹ réalisées par plusieurs organismes de recherche¹² indépendants des fabricants (ces résultats portent sur des cellules PV produites en Chine, dont la production a consommé une électricité produite à 80% par du charbon) :

- Emissions de Gaz à Effet de Serre (GES) : les panneaux PV en silicium produits depuis 2020 présentent un ratio d'émission de **32 à 34 g CO₂ équivalent/kWh** (environ 10 fois moins que le pétrole)
- Emission de polluants acidifiants : les panneaux PV en silicium présentent une émission de **0,35 g SO₂ équivalent/ kWh**.
- Temps de retour énergétique, (ou EPBT, *energy payback time* en anglais) : temps de fonctionnement au bout duquel un panneau PV aura produit autant d'énergie électrique que sa production a demandé d'énergie primaire (dont le charbon consommé par les centrales électriques en Chine, par exemple...). Puisque la production de 1 kWh électrique demande 3 kWh de charbon, ce critère est très pénalisant pour la production de cellules PV, qui consomme de l'électricité. Les travaux de recherche réalisés en 2020 et 2021 montrent que ce temps de retour est désormais de **1 an** environ.

⁹ Ces progrès ont aussi contribué à la baisse des coûts de production, par exemple en diminuant les pertes de matière (sciage des lingots de silicium)

¹⁰ D'après les recommandations de l'Agence Internationale de l'Energie

¹¹ études ACV : analyse du cycle de vie d'un produit ou d'un procédé, comprenant la production, le transport, l'installation, et le fonctionnement sur toute la durée de vie de ces produits

¹² Center for Life Cycle Analysis, Columbia University, et l'institut Fraunhofer en Allemagne

- Taux de retour énergétique (ou EROI : *energy return on investment* en anglais) : rapport entre l'énergie produite par un kW crête de panneau PV pendant tout son cycle de vie, et l'énergie totale consommée pour permettre sa fabrication, son transport, son installation, son entretien, son recyclage en fin de vie...C'est évidemment un critère fondamental, reflétant le facteur multiplicatif, l'efficacité globale de cette filière énergétique. Ce taux de retour est désormais **de 13 à 42** (suivant le mix énergétique de l'électricité dans le pays). Cela signifie qu'un panneau PV rembourse 13 à 42 fois sa dette énergétique sur sa durée de vie, suivant qu'il est fabriqué en France ou en Chine.
- *Remarque : Globalement, l'ensemble de ces résultats seraient nettement améliorés par une production des cellules et panneaux intégralement en France (ou en Norvège), avec une électricité fortement « décarbonée », des réseaux électriques très performants, peu de transport, etc...*
- Recyclage PV cycle : la société SOREN a été créée en 2014 pour assurer le recyclage des panneaux PV. Elle regroupe les principaux acteurs industriels de la filière.

4 – REVENUS ET RENTABILITE

Pour les aspects économiques et les démarches administratives, se reporter à la fiche du SIPHEM « LE PHOTOVOLTAÏQUE POUR TOUS », dans sa version mise à jour à juillet 2023.

5 – APPEL D'OFFRES – CONSULTATION DES ENTREPRISES

Pour tout achat important, le consommateur doit savoir exactement ce qui va lui être vendu. Par exemple, le consommateur qui achète une voiture ne se contente pas de dire au vendeur « je veux une voiture »... Il exige une marque, un type bien particulier avec telle ou telle option, telle couleur, tel moteur, etc... Le consommateur veut savoir, et doit savoir exactement ce qu'il achète !

Or, l'expérience montre que ce n'est pas toujours le cas, car les offres des installateurs ne sont souvent pas assez précises, pas assez détaillées, et surtout, incomparables entre elles ...

De plus, une installation PV est une unité de production : son propriétaire doit donc adopter une attitude *d'industriel - producteur*, plutôt que de simple « consommateur » d'un produit ordinaire.

Pour une installation photovoltaïque, qui représente un investissement important, et dont la rentabilité est loin d'être rapide, il est donc très important de définir très précisément :

- L'installation photovoltaïque dans tous ses détails, sa productivité immédiate, et surtout sa productivité pendant au moins 20 ans de fonctionnement,
- Le coût total des travaux, auxquels il faut parfois rajouter des coûts induits ou annexes (remaniement de la couverture d'un toit, contrôle CONSUEL, les coûts ENEDIS, etc...)
- Les coûts de maintenance (voir tableau 5 ci-dessous) : remplacement de l'onduleur dont la durée de vie est de 10 à 15 ans ; autres coûts pendant 20 ans

| Organes | Durée de vie | Commentaires | |
|-------------------------------|--------------|----------------------------|--|
| Panneaux PV | 30 ans | Productible garanti 20 ans | Dépréciation : 1 à 2% année 1 ; 0,3 à 0,5% ensuite |
| Onduleur | 10 à 15 ans | | 1 à 2 remplacements en 25 ans |
| Tableaux électriques | 30 à 40 ans | | |
| câbles | 50 ans | | |
| Connecteurs des câbles | 20 ans | | Remplacement au bout de 20 ans |

Tableau 5 : durée de vie des principaux organes d'une installation PV

La conformité aux normes de sécurité électrique est garantie par l'attestation délivrée par le **CONSUEL**, qui est obligatoire.

CONCLUSION :

Afin de pouvoir faire un choix éclairé, il convient de **consulter plusieurs entreprises** avec le **même cahier des charges** (partie B ci-jointe), ce qui va permettre de comparer facilement les offres sur une même base, bien établie.

Pour approfondir :

- Association Hespul : www.photovoltaique.info
- Institut National de l'Energie Solaire : www.ines-solaire.org
- Logiciel en ligne pvGis de l'Union Européenne https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/

Pour aller beaucoup plus loin (avec traduction de l'anglais) :

- www.pveducation.org



B – CAHIER DES CHARGES

Ce cahier des charges (3 pages) est destiné à être remis aux entreprises, qui devront s'y conformer dans leurs offres. Il est conseillé de consulter au moins 2 entreprises.

ANALYSE DES OFFRES DES ENTREPRISES : EXIGENCES MINIMALES

1 Emplacement : en premier lieu, déterminer l'emplacement possible (toiture, auvent, véranda, au sol...)

- Si en toiture, faire vérifier l'état de la couverture par un couvreur (travaux éventuels à faire AVANT la pose du capteur PV)
- Se dégager des ombres portées par les masques proches (on ne peut rien aux masques « lointains = situés à plus de 100 m)

2 Etude technique complète, comprenant obligatoirement au moins :

- Détermination du gisement solaire brut, établi en fonction de l'orientation et de l'inclinaison du capteur : résultats en kilowatt – heure par m², par mois et par an
- Etude de l'influence des masques proches et lointains : résultats en kWh perdus par m², par mois et par an ; évaluation en % de ces pertes
- Détermination des divers autres types de pertes solaires : par réflexion, encrassement, ...
- Détermination du gisement solaire net, effectif, qui va éclairer les capteurs = gisement brut – pertes masques – autres pertes solaires : résultats en kWh par m², par mois et par an
- Détermination de la **puissance crête** de l'installation (kW crête) ; exemples : 3 kWc, 6 kWc, 9 kWc, ...
- Détermination de **l'énergie productible** par l'installation projetée ; en fonction de la puissance crête choisie, tableau de production nette utilisable (logement et/ou réseau), en kWh par mois et par an
- Choix des panneaux PV :
 - Marque, type précis, série précise¹³
 - Rendement STC
 - Fiche technique des panneaux proposés ; doit être obligatoirement jointe à l'offre
 - Type de support et fixations des panneaux – compatibilité avec la toiture
- Choix des autres organes électriques :
 - Onduleur : marque, type, rendement européen, etc..
 - Câbles : type, sections, longueurs, pertes par effet Joule
 - Tableau courant continu : indices de protection IP et IK, description, contenu
 - Tableau courant alternatif : indices de protection IP et IK, description, contenu, organes de coupure, de commande, de protection
 - Organes de sécurité : liaisons équipotentielles – prise de terre, disjoncteurs différentiels
 - Organes de protection de l'installation : parafoudres, para-surtenseurs

¹³ En raison de la dispersion des caractéristiques lors de la fabrication, chaque type de panneau présente un rendement STC différent suivant la série : il est donc très important que cette série soit indiquée dans l'offre.

- Détermination des pertes électriques :
 - Pertes annuelles par dégradation des panneaux
 - Pertes dans les câbles (courants continu et alternatif)
 - Pertes par cellules hétérogènes (*mismatch*)
 - Pertes par températures élevées sur les cellules
 - Pertes de l'onduleur
 - Autres pertes éventuelles

- Détermination du **Ratio de Performance RP**, suivant tableau ci-dessous :

| | Pertes | | rendement | |
|---------------------------|--|------|-----------|------|
| | type | taux | symbole | taux |
| Pertes solaires | Pertes par masques (ombres) | | Rm | |
| | Pertes par réflexion (IAM) | | Riam | |
| | Pertes par encrassement | | Re | |
| | totales | | Rsol | |
| Pertes électriques | Pertes par dégradation des panneaux (moyenne) | | Rdegr | |
| | Pertes dans les câbles | | Rc | |
| | Pertes par cellules hétérogènes (mismatch) | | Rm | |
| | Pertes par température élevée | | Rt | |
| | Pertes onduleur | | Ro | |
| | indisponibilité (panne partielle ou totale) | | | |
| | totales | | Relec | |
| Pertes ensemble | Pertes solaires + pertes électriques | | RP | |

- Détermination de **l'énergie productible** par l'installation projetée ; en fonction de la puissance crête choisie, tableau de production nette utilisable (logement et/ou réseau), en kWh par mois et par an
- **Etude économique** : en fonction du coût total de l'installation, du coût de maintenance sur 20 ans, du coût du crédit éventuel, du prix du kWh vendu sur le réseau et du prix de kWh non acheté (économisé) au réseau ; en cas de véhicule électrique, l'étude devra en tenir compte.

3 Devis détaillé par poste : pour chaque organe de l'installation : désignation, prix unitaire, quantité, prix HT ; TOTAL HT, TOTAL TTC

4 Autres dépenses : logiciel de suivi, CONSUEL, ENEDIS, etc...

5 Conditions de garantie : durée de garantie et conditions d'application pour :

- les panneaux : durée de vie, évolution du rendement sur 20 ans
- l'onduleur (ou les micro – onduleurs)
- les autres organes électriques
- mise à jour logiciel de suivi
- éventuelle extension de garantie

6 Qualifications de l'entreprise

7 Proposition d'un CONTRAT DE MAINTENANCE : contenu précis, coût annuel, conditions

BORDEREAU DE PRIX UNITAIRES : matériel fourni et posé

| | Marque | Type | Caractéristiques | Quantité | Prix unit | Prix total HT |
|--|-------------|---------|------------------------------|----------|-----------|---------------|
| Panneaux PV | | | P STC (Wc) : | | | |
| Support rails et accessoires | | | Surface totale panneaux (m2) | ensemble | | |
| Coffret DC | | | | ensemble | | |
| Coffret AC | | | | ensemble | | |
| Câbles continu | Section mm2 | | Longueur (m) | | | |
| Câbles alternatif | Section mm2 | 1000R2V | Longueur (m) | | | |
| Liaisons équipotentielle | Section mm2 | | Longueur (m) | | | |
| Onduleur(s) | | | P(kVA) : | | | |
| Système gestion et suivi, compris logiciel | | | | ensemble | | |
| Petites fournitures et divers | | | | ensemble | | |
| échafaudage | | | | ensemble | | |
| nacelle | | | | ensemble | | |
| Etude complète | | | | ensemble | | |
| Documentation des matériels (Capteurs, onduleurs, coffrets) | | | | ensemble | gratuit | gratuit |
| CONSUEL | | | | | | |
| TOTAL HT | | | | | | |
| TVA | | | | | | |
| TOTAL TTC | | | | | | |

PROPOSITION CONTRAT DE MAINTENANCE (prix annuel)

| | Type contrat | Hors taxe | TTC |
|--------------------|--------------|-----------|-----|
| Panneaux PV | | | |
| Onduleurs | | | |
| logiciel | Mise à jour | | |
| TOTAL | | | |



*Guide réalisé avec le concours du
Groupe Aquitain de Recherche en Economie Prospective*

Si vous souhaitez **plus de renseignements sur la rénovation énergétique et les énergies renouvelables,**

Les conseiller(e)s de la Maison de l'Habitat et de l'Energie répondent à vos questions et vous accompagnent dans vos projets

05 56 61 20 75



Guide pratique et cahier des charges pour la rénovation énergétique pour tous