



Formation Energies Renouvelables

Syllabus de formation Installateurs

Systemes photovoltaïques Installation d'une Puissance \leq à 10kVA

Volume 4 - Conception d'une installation photovoltaïque

Version au novembre 2021 - rév. 06



*La rédaction du présent volume relève d'un partenariat entre les Centres de Compétence de Liège et de Mons (CEFORTEC et FOREM ENVIRONNEMENT).
La structure de la table des matières a été imposée par les trois régions du pays.*

Table des matières

OBJECTIFS DU PRESENT VOLUME :	5
GLOSSAIRE :	5
SOURCES :	5
1. MATERIEL NECESSAIRE A L'INSTALLATION	6
1.1. LES MODULES	6
1.2. L'ONDULEUR	6
1.2.1. GENERALITES	6
1.2.2. LES TYPES DE MONTAGE	7
1.2.3. LE CHOIX DE L'ONDULEUR	12
1.3. LES ACCESSOIRES DE RACCORDEMENT ET LES CABLES	12
1.4. L'INTERRUPTEUR DC	13
1.5. LE COMPTEUR RESEAU (GRD) ET LE COMPTEUR D'ENERGIE VERTE	13
1.5.1. LE COMPTEUR D'ENERGIE VERTE (OPTIONNEL !)	13
1.5.2. LE COMPTEUR RESEAU OU COMPTEUR GRD	14
1.6. LES PARASURTENSEURS	14
1.7. LE DISJONCTEUR ET LE DIFFERENTIEL – LES CABLES AC	15
1.8. LES BATTERIES DE STOCKAGE	15
1.9. LA GESTION INTELLIGENTE DES CONSOMMATEURS :	17
1.10. LES CARACTERISTIQUES DE RENDEMENT DES COMPOSANTS D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	17
1.10.1. LE RENDEMENT DE L'ONDULEUR	18
1.10.2. LES PERTES EN LIGNE COTE DC	18
1.10.3. LES PERTES EN LIGNE ET LA CHUTE DE TENSION COTE AC	19
1.10.4. LA CONSOMMATION DU COMPTEUR D'ENERGIE VERTE	19
1.11. LE RENDEMENT DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE	22
1.12. NORMES ET REGLEMENTATION	23
2. DIMENSIONNEMENT DES CONSTITUANTS D'UNE INSTALLATION CONNECTEE AU RESEAU - EXEMPLE CONCRET	24
2.1. GENERALITES	24
2.2. LES HYPOTHESES DE TRAVAIL	25
2.3. LES PARAMETRES NECESSAIRES A UN BON DIMENSIONNEMENT	25
2.4. LE CALCUL DU NOMBRE NECESSAIRE DE MODULES	26
2.5. LE CALCUL DE LA PUISSANCE, DES TENSIONS ET DU COURANT DE L'INSTALLATION	26
2.5.1. LE CALCUL DE LA PUISSANCE DE L'INSTALLATION	26
2.5.2. LE CALCUL DES TENSIONS AUX BORNES DE L'INSTALLATION	27
2.5.3. LE CALCUL DU COURANT AUX BORNES DE L'INSTALLATION	28
2.5.4. LA COMPARAISON AUX DONNEES TECHNIQUES DE L'ONDULEUR	28
2.5.5. CALCUL DES PERTES EN LIGNE COTES DC ET AC	28
2.5.6. BILAN ENERGETIQUE	30
3. LE SUIVEUR SOLAIRE (OU TRACKER)	34
3.1. LE MODE DE FONCTIONNEMENT	34
3.2. LE SUIVEUR SOLAIRE A UN AXE	34
3.3. LE SUIVEUR SOLAIRE A DEUX AXES	34
4. ANALYSE DU COUT - RENTABILITE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	35
4.1. GENERALITES	35
4.2. L'EVALUATION DU COUT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	35
4.3. LA REDACTION D'UN DEVIS POUR UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	35
4.3.1. LES ELEMENTS D'UN DEVIS	35
4.3.2. LES CONDITIONS GENERALES DE VENTE ET LES GARANTIES	35
5. L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	36

5.1. LE TEMPS DE RETOUR D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	36
5.2. L'ÉCONOMIE CO ₂ – BILAN CARBONE	36
ANNEXES :	37

Objectifs du présent volume :

Au terme de ce volume, l'installateur aura une vision complète d'une installation photovoltaïque en ce, les différents composants d'une installation et leur rôle précis.

L'installateur maîtrisera également les données nécessaires au dimensionnement d'une installation photovoltaïque. Sur base des informations reçues du client, il lui sera possible de réaliser un projet complet.

Glossaire :

- **FF** : Fill Factor ou Facteur de Forme
- **NOCT** : Nominal operating cell temperature
- **MPP** : Maximal Power Point (Point de puissance maximum)
- **DC / AC** : Courant continu / courant alternatif
- **UV** : Ultra-violet
- **GRD** : Gestionnaire du réseau de distribution
- **URE** : Utilisation Rationnelle de l'Energie
- **RGIE** : Règlement Général des Installations Electriques
- **GRD** : Gestionnaire du Réseau de Distribution
- **TDR** : Tableau de Répartition

Sources :

- « *Le photovoltaïque pour tous – Conception et réalisation d'installations* »
Observ'ER (Paris 2006)
- Documentations techniques de micro-onduleurs ENECSYS, DIRECT GRID, EMPHASE
- Documentations techniques d'optimiseur SOLAR EDGE, TIGO, POWER ONE, STECA
- Documentations techniques de fiches MULTI CONTACT, PHOENIX
- Documentation technique d'onduleur SMA
- Documentation technique de module SOLARWATT
- « *Protection des installations photovoltaïques contre la foudre* » - SOULE & CITEL
(France)

1. Matériel nécessaire à l'installation

1.1. Les modules

Lors de l'acquisition des modules, il est intéressant de faire attention à certains points pour faire le bon choix :

- Le coût au watt crête.
- La valeur du fill factor / facteur de forme (FF).
Ce dernier doit être le plus élevé possible puisqu'il qualifie la performance du module.
- La valeur du NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) ; valeur mesurée avec une irradiation de 800W, une vitesse de vent de 1m/s et une température ambiante de 20°C).
- Le nombre de diodes de bypass.
Les modules peuvent présenter 1, 2 voire 3 diodes. On pourrait imaginer plus de diodes par module mais la main d'œuvre pour la connexion ainsi que l'encombrement engendrerait une augmentation du coût des modules.
- La qualité du verre (anti reflet ou non ; structuré ou non) ainsi que son épaisseur
Cette qualité du verre engendrera des pertes par réflexion plus ou moins importantes.
- Le coefficient de température influençant la tension.
Ce dernier doit être le plus petit possible pour engendrer des variations de tensions les plus faibles.
- La tolérance de puissance.
Elle représente le pourcentage d'écart de la puissance crête par rapport à celle annoncée par le fabricant. On évitera donc les modules avec un pourcentage négatif.

1.2. L'onduleur

1.2.1. Généralités

Plus encore que de convertir le courant continu en courant alternatif, l'onduleur va chercher à produire ce courant alternatif à la même fréquence mais surtout en phase avec celle du réseau. Au démarrage, l'onduleur va donc chercher à se synchroniser au réseau, en tension, en fréquence et en impédance.

En fonctionnement, l'onduleur n'aura de cesse de rechercher un point particulier sur la courbe de production à savoir, le point MPP. Ce point correspond à puissance maximale rendue en fonction des valeurs de tension U_{MPP} et de courant I_{MPP} aux bornes de l'installation. Ces valeurs U et I dépendent des conditions réelles de fonctionnement à savoir l'ensoleillement et la température.

En théorie, nous calquerons la puissance de l'onduleur sur la puissance des différents modules. Ainsi, pour une installation de 3kWc, on choisira un onduleur de 3kW. **Toutefois**, en Europe méridionale, il est acceptable de minorer la puissance de l'onduleur choisi d'une valeur de 5 à 10%. Concrètement, pour une installation de 3000 **Wc**, on pourrait se limiter à un onduleur de l'ordre de +/- 2,7kW soit $0,9 \times 2700 \cong 2\ 500VA$ (**soit plus simplement 0,8xPc installée \approx Pacmax de l'onduleur**).

En effet, si la puissance de l'onduleur doit correspondre à la puissance des modules, cette puissance est fournie dans les conditions standards d'irradiation solaire (1000 W/m² max.), d'inclinaison et d'orientation optimales qui correspondent rarement aux conditions réelles. C'est la raison pour laquelle la puissance de l'onduleur (dans nos pays) est minorée de la sorte. La surcharge de l'onduleur, quelques heures par an, ne sera pas dommageable pour les composants électroniques de ce dernier. La problématique de l'excédent temporaire de puissance sera résolue par un déplacement du point MPP sur la courbe de production.

De surcroît, en fonction de l'inclinaison et de l'orientation, cette réduction de puissance de l'onduleur pourrait encore être plus importante. Par contre, en Afrique, il faudra prévoir un onduleur dont la charge est judicieusement calculée pour éviter tous dommages aux composants.



Fig. 4-1 : exemples d'onduleurs

L'onduleur ne fournira une tension à ses bornes de sortie que si celles-ci sont connectées au réseau de distribution et que ce dernier débite déjà une tension alternative. Il s'agit d'une mesure de sécurité qui évite les risques d'électrocution lorsque le disjoncteur général isole l'installation du réseau ou encore, en cas de panne du réseau. Il est exclu que l'onduleur puisse débiter sur ce dernier (ex : entretien du réseau par le GRD).

Légalement, les onduleurs doivent posséder un certificat de conformité, assurant la fiabilité et la solidité du matériel ainsi que le découplage automatique de l'installation. Il s'agit d'une norme allemande, reprise également en Belgique (VDE 0126).

1.2.2. Les types de montage

a. Un string par onduleur

Plusieurs modules en série, formant un string, sont connectés sur un onduleur. Il y aura dans ce cas autant d'onduleurs qu'il n'y aura de strings. Cette solution peut être intéressante si on souhaite éviter que la panne de l'onduleur ne mette à l'arrêt l'ensemble de l'installation.

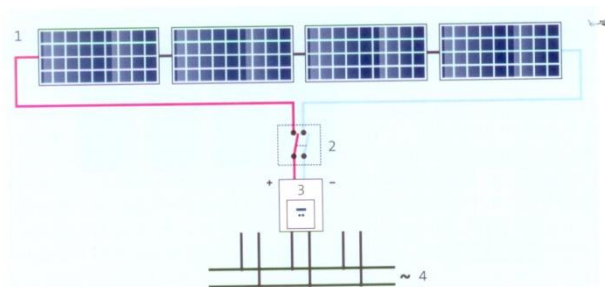


Fig. 4-2 : Module Inverter

Il est essentiel que les modules composant le string soient de caractéristiques électriques semblables, positionnés et irradiés de manière identique.

Cet onduleur est également appelé « String Inverter »

b. Un onduleur pour plusieurs strings

Dans cette configuration, plusieurs strings sont connectés en parallèle sur le même onduleur. Il est toutefois important de veiller à ce que l'ensemble des strings soient parfaitement identiques aux autres (même nombre de modules, même technologie, même orientation / inclinaison).

Cet onduleur ne possède qu'un seul MPP tracker et l'existence de plusieurs configurations de strings différentes empêcherait l'onduleur de « reconnaître » l'installation et de produire de manière optimale.

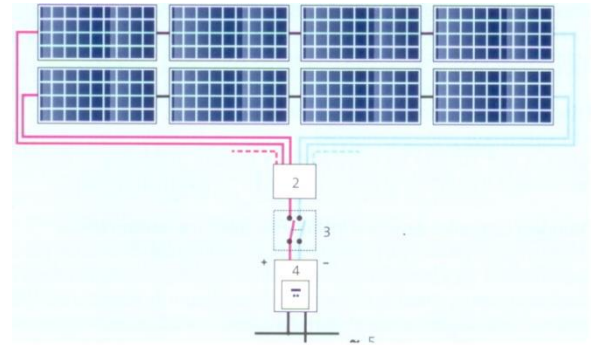


Fig. 4-3 : Central Inverter

En effet, si l'installation panache deux types de technologies, la température influençant de manière différente ces deux types de cellules, cela engendrera des différences de tension en sortie les deux strings. Les points MPP étant différents, le calculateur de l'onduleur ne se fixera pas et la production en sera pénalisée.

Cet onduleur est également appelé « Central Inverter »

Attention, dans le cas d'un grand nombre de strings en parallèle, il faut veiller à vérifier si une protection DC est nécessaire.

Il existe néanmoins un type d'onduleur permettant de connecter des strings différents sur des entrées parallèles ; il s'agit d'un **onduleur multi-strings**. Ce dernier possède plusieurs MPP trackers qui géreront de manière distincte les différents strings connectés. La partie recherche du MPP sera totalement indépendante alors que la partie transformation sera commune.

Les avantages de ce type d'onduleur :

- Permet l'association de mono- et polycristallin ;
- Permet l'association de lignes comptant un nombre différent de modules ;
- Permet l'association de rangées d'orientation et / ou inclinaison différente ;

Cette solution vise à pallier aux pertes des installations photovoltaïques causées par l'ombrage, les différences d'orientation, les différences de puissance ... et ce, dans le but de toujours optimiser la production d'une installation photovoltaïque.

c. Un onduleur par module

Dans cette configuration, chaque module est équipé d'un onduleur. Nous devons toutefois distinguer deux principes différents pour ce type de montage :

- Les micro-onduleurs (DC/AC)
- Les optimiseurs (DC/DC)

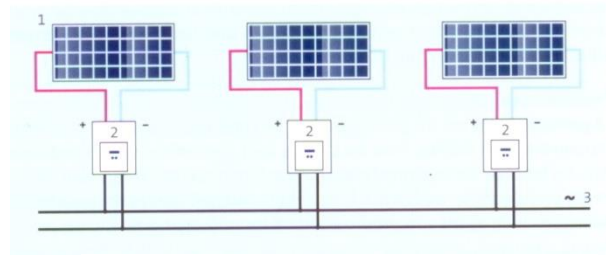


Fig. 4-4 : Module Inverter

Dans les deux cas repris ci-dessus, l'objectif est de gérer le MPP de chaque module de manière totalement indépendante, évitant ainsi les perturbations que pourrait engendrer l'ombrage sur un module, la défectuosité de l'un d'entre eux, sur la production de l'ensemble.

c) Les micro-onduleurs : fixés à l'arrière de chaque module, ils convertissent directement la tension continue en tension alternative. Ils sont alors interconnectés en parallèle et reliés à une supervision centrale. Cette dernière doit être de la même marque que les micro-onduleurs.



Fig. 4-5 : micro-onduleur Enecsys



Fig. 4-6 : micro-onduleur Direct Grid



Fig. 4-7 : micro-onduleur Enphase

d) Les optimiseurs : fixés à l'arrière de chaque module, ils optimisent la production de ces derniers mais délivrent une tension continue qui sera convertie en tension alternative par un onduleur centralisé pour autant que ce dernier réponde à la norme VDE 0126 liée au découplage des installations photovoltaïques.

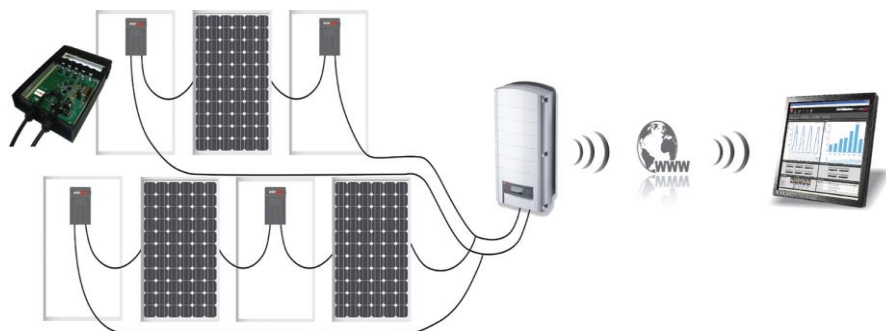


Fig. 4-8 : optimiseur Solar Edge



Fig. 4-9 : optimiseur Tigo



Fig. 4-10 : optimiseur Power One

La **firme STECA** propose des onduleurs de petite puissance (minimum 300Watts) qui permettent de diviser l'installation en plusieurs strings dont le MPP est géré indépendamment. Chaque boîtier délivre une tension alternative.

L'ensemble des onduleurs sont alors raccordés à un Master (supervision) permettant de gérer le système de découplage réseau.

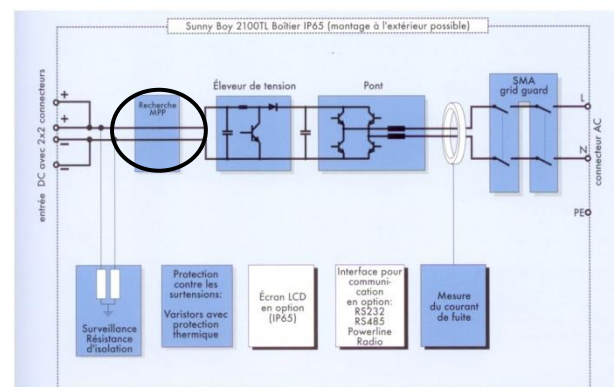


Fig. 4-11 : optimiseur STECCA

e. Remarques sur les onduleurs

Les premiers onduleurs sur le marché possédaient d'office un transformateur interne. Aujourd'hui, les fabricants mettent en vente des onduleurs sans transformateur. Cette nuance est reconnaissable sur les fiches techniques, entre autres, par exemple, par la mention « TL » (Transformer Less) chez SMA.

L'intérêt d'employer des onduleurs sans transformateur est leur rendement supérieur à ceux contenant un transformateur interne (2-3% en moins)



Toutefois, ce type d'onduleur sans transformateur, ne fonctionne pas toujours sur un réseau sans neutre, existant encore dans certaines sous régions en Belgique. Une attention toute particulière à la documentation des fabricants s'avère donc obligatoire.

e. La courbe de rendement de l'onduleur

Le rendement d'un onduleur n'est que peu significatif puisque ce dernier ne travaille qu'à charge partielle. Le « rendement européen » permet de comparer les onduleurs entre eux dans des conditions européennes d'irradiation solaire.

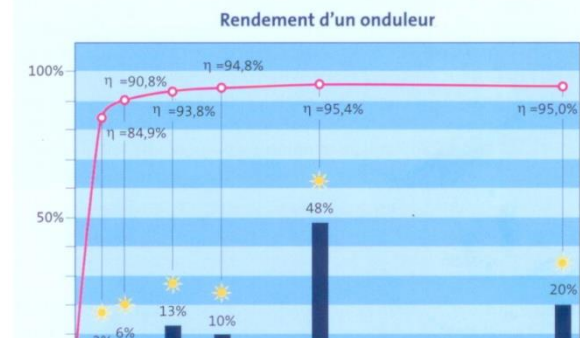


Fig. 4-13 : courbe du rendement européen

Ce rendement européen se calcule selon la formule suivante :

$$\eta_{\text{euro}} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,10 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,20 \times \eta_{100\%}$$

Cet euro-rendement évalue les différents rendements partiels de l'onduleur selon leur pourcentage par rapport à la durée totale de fonctionnement de cet onduleur.

f. La synchronisation des courbes caractéristiques de l'onduleur et des modules

Il est important, lors du choix de l'onduleur, de veiller à ce que la courbe caractéristique des modules et celle de l'onduleur se chevauchent correctement. Ci-contre, la courbe caractéristique d'un onduleur se superposant à la courbe de deux installations différentes.

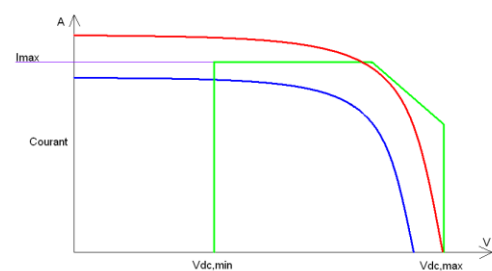


Fig. 4-14 : synchronisation des courbes installation / onduleur

En fonctionnement, l'onduleur va rechercher en permanence le MPP par rapport à la tension et l'intensité fournie par les modules installés.

La courbe de l'onduleur est caractérisée par un U_{min} et U_{max} ; valeurs au-delà desquelles il y a des risques de détériorer l'onduleur. Ainsi, selon les données de fabricants d'onduleurs, la tension d'accrochage sera environ inférieure de 40% à la tension MPP et ce, pour limiter les risques de décrochage.

Concrètement, un onduleur doit travailler dans des plages de courant, de tensions et de puissance bien définies. Le fait de ne pas respecter ces plages peut provoquer, au mieux, un mauvais rendement de l'installation et au pire une détérioration de l'appareil.

1.2.3. Le choix de l'onduleur

Pour choisir correctement un onduleur, il faudra donc tenir compte des éléments suivants :

- la tension en circuit ouvert U_{oc} à -10°C ($U_{-10^{\circ}}$)
- Les tensions à puissance maximale à $+70^{\circ}\text{C}$ ($U_{MPP\ 70^{\circ}}$) et à -10°C ($U_{MPP\ -10^{\circ}}$)
- la puissance libérée par les modules dans les conditions standards, minorée de 5 à 10% (dans nos pays méridionaux)
- l'intensité du courant max. admissible en fonctionnement (I_{MPP})

Outre ces aspects techniques, l'onduleur doit répondre à d'autres obligations :

- se synchroniser avec le réseau du GRD
 - en tension
 - en fréquence
 - en impédance
 - même passage à zéro de la sinusoïde
- disposer d'une recherche du MPP (MPP tracker)
- se découpler automatiquement en cas d'absence de tension sur le réseau (norme VDE 0126)

1.3. Les accessoires de raccordement et les câbles

Les accessoires sont fournis par divers fabricants ; il faut bien veiller à prévoir les raccords correspondants aux connexions des modules livrés.

Il existe plusieurs marques de fiches telles que :

- MULTI CONTACT (MC3 et MC4)
- TIGO
- PHOENIX (SUNCLIX)



Fig. 4-15 : fiches Multi Contact MC4



Fig. 4-16 : fiches Multi Contact MC3



Fig. 4-17 : fiches Phoenix

La section des fils électriques doivent être choisis en fonction de l'intensité du courant pour éviter l'échauffement de ces derniers mais surtout pour limiter les pertes en ligne. Une section de 4² ou 6² est généralement utilisée pour une installation de 8A.

Le câblage sera :

- De type solaire (résistant aux UV et aux intempéries)
- Souple
- Double isolement ; adapté à la tension DC

Les pertes en ligne seront envisagées au point 1.8. ci-après.

1.4. L'interrupteur DC

Il est préconisé mais pas obligatoire.



Fig. 4-18 : exemples d'interrupteurs DC

Il faut surtout bien veiller à n'utiliser **que du matériel adapté au DC**. La seule manière de les distinguer est de porter attention aux symboles repris sur ces disjoncteurs ainsi que les inscriptions figurant sur la face avant.

1.5. Le compteur réseau (GRD) et le compteur d'énergie verte

Le schéma ci-contre n'est valable que pour les installations domestiques d'une puissance maximale ou égale à 10kVA.

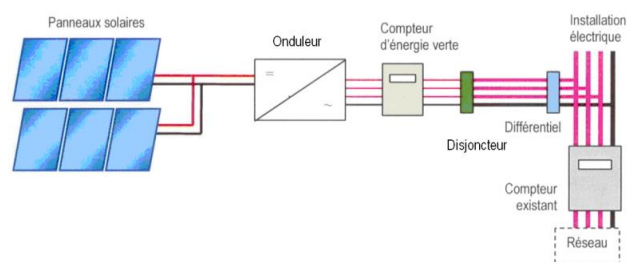


Fig. 4-19 : positionnement des compteurs sur une installation photovoltaïque

1.5.1. Le compteur d'énergie verte (optionnel !)

Le compteur d'énergie verte comptabilise les kWh solaires accumulés par l'installation photovoltaïque. Ce compteur permettra un relevé clair et précis de l'électricité verte produite. Ce compteur est installé en aval de l'onduleur. L'énergie ainsi produite sera soit consommée directement par l'utilisateur, soit renvoyée sur le réseau à travers le compteur existant.

Il y a lieu de préconiser de petits compteurs modulaires qui peuvent aisément se placer dans un coffret électrique et consommant beaucoup moins d'énergie que le traditionnel compteur à roue.

A titre indicatif, la consommation d'un compteur type FINDER est de 0,7W-0,8W alors que la consommation d'un compteur mécanique à roue type FERARIS peut atteindre jusqu'à 8W.



Fig. 4-20 : compteurs CV mécaniques

1.5.2. Le compteur réseau ou compteur GRD

Il s'agit du compteur existant chez le client, initialement prévu pour comptabiliser les kWh consommés dans l'habitation.

Une fois le système photovoltaïque installé, ce compteur devra décompter les kWh produits par l'installation décentralisée et non consommés dans l'habitation. S'il s'agit d'un compteur mécanique à roue, cette dernière devra avoir la faculté de détourner.

Le compteur GRD peut également être un compteur électronique ou compteur communiquant, possédant quatre index distincts (2 pour la production et 2 pour la consommation), mais ce type de compteur est beaucoup plus onéreux. Il sera toutefois imposé dans le cas de la revente du courant.



Fig. 4-21 : compteur CV électronique

1.6. Les parasurtenseurs

Ces derniers ne sont pas obligatoires. Il n'y a pas lieu d'accentuer la protection d'un bâtiment sous prétexte de l'existence d'une installation photovoltaïque.

La présence de modules photovoltaïques n'augmente en effet pas le risque d'impact de foudre.

Il est préférable de se référer à des organismes scientifiques permettant de visualiser les zones à risques.

Le choix du parasurtenseur tiendra compte des caractéristiques de l'installation.

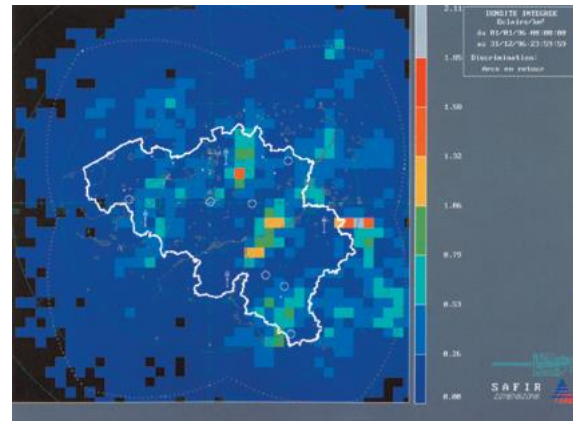


Fig. 4-22 : zones d'impact de foudre en Belgique

Attention : Dans le cas de bâtiments protégés par paratonnerre ionique, il faudra veiller à ce que sa zone de couverture enveloppe l'installation photovoltaïque et l'utilisation de protection est fortement conseillée.

La protection contre les impacts de foudre et les sursensions transitoires qui en découlent est un métier à part entière. L'appel à un spécialiste est fortement conseillé !!

1.7. Le disjoncteur et le différentiel – les câbles AC

Pour protéger l'installation photovoltaïque, celle-ci doit être équipée d'un disjoncteur AC ainsi que d'un différentiel.

Les caractéristiques liées à ces éléments de l'installation seront traitées dans le chapitre relatif à la réception et mise en service des installations photovoltaïques (voir volet 4).

1.8. Les batteries de stockage.

Le stockage étant encore relativement onéreux (entre \pm 700 et 1000 €/kWh installé en 2023), leurs performances tant au point de leur durée de vie (nombre de cycles de charge et décharge) que de leurs caractéristiques de courant de charge et que de leur seuil de décharge, l'investissement dans ces batteries et son amortissement (temps de retour) est fort variable d'une région à l'autre. Le volume 2 décrit le régime de primes de chacune de nos 3 régions et est le principal incitant à l'installation de batteries de dimensions adaptées à usage domestique.


Il n'empêche que dès après il est temps de réfléchir à :


- Comment respecter encore mieux les règles indispensables d'U.R.E. (Utilisation Rationnelle de l'Electricité) décrites dans le Volume 2.
- A mettre en place des enregistreurs de consommation et de production afin de connaître au mieux les périodes d'auto-consommation.
- Proposer les meilleurs équipements intelligents connectés qui seront configurés suivant les besoins du « consommateur producteur » avec ou sans stockage afin de garantir à l'utilisateur un moindre coût participatif à l'utilisation des services du GRD et du transporteur.

Sachant que l'énergie dont on a besoin pour l'utilisation d'eau chaude sanitaire d'un ménage de 4 personnes varie entre 2000 et 3000 kWh/an, il est intéressant de profiter de stocker directement l'eau chaude par un boiler smart intelligent plutôt que de passer par une batterie

pour y arriver. Cette façon de procéder permet de diminuer la taille ainsi que le prix de la batterie de stockage.

Exemple de caractéristique de batteries appelées communément " BT " (48V) et " HT " (400V)








Change Your Energy, Charge Your Life



" BASSE TENSION "

48V

Models	RESU3.3	RESU6.5	RESU10
Total Energy [kWh]	3.3	6.5	9.8
Usable Energy [kWh]	2.9	5.9	8.8
Capacity [Ah]	63	126	189
Nominal Voltage [V]	51.8	51.8	51.8
Voltage Range [V]	42.0-58.8	42.0-58.8	42.0-58.8
Max Power [kW]	3.0	4.2	5.0
Peak Power [kW] (for 3 sec.)	3.3	4.6	7.0
Dimension [W x H x D, mm]	452 x 401 x 120	452 x 654 x 120	452 x 483 x 227
Weight [kg]	31	52	75
Enclosure Protection Rating	IP55		
Communication	CAN 2.0 B		
Certificates	Cell	UL1642	
	Product	CE / RCM / TUV (IEC 62619) / UL1973	

Compatible Inverter Brands: SMA, Solax, Sungrow, Schneider, Ingeteam, GoodWe, Redback, Victron Energy (As of 3Q, 2016, More brands to be added)






RESU Plus is an expansion kit specially designed for 48V models of new RESU series. With RESU Plus, all 48V models can be cross-connected with each other.

- Dimension: 385 x 240 x 65 (W x H x D, mm)
- Number of Expandable Battery Units: Up to 2EA
- IP55

" HAUTE TENSION "

400V

Models	RESU7H	RESU10H	
Total Energy [kWh]	7.0	9.8	
Usable Energy [kWh]	6.5	9.3	
Capacity [Ah]	63	63	
Voltage Range [V]	350-450	350-450 385-550	
Max Power [kW]	3.5	5.0	
Peak Power [kW] (for 10 sec.)	5.0	7.0	
Dimension [W x H x D, mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206	
Weight [kg]	76	97 99.8	
Enclosure Protection Rating	IP55		
Communication	RS485	RS485 CAN 2.0 B	
Certificates	Cell	UL 1642	
	Product	TUV (IEC 62619) / CE	TUV (IEC 62619) / UL1973 / CE

Compatible Inverter Brands: SMA, SolarEdge (As of 3Q, 2016, More brands to be added)

Fig 4.24 Caractéristique des batteries BT et HT Resu de chez LG

1.9. La gestion intelligente des consommateurs :

Il existe des équipements complémentaires à l'installation photovoltaïque de base destinés à augmenter la part d'autoconsommation et ainsi pouvoir bénéficier d'un coût moindre de utilisation des services du GRD et du transporteur.

Ce sont des energimètres intelligents qui communiquent avec les onduleurs et les interfaces connectées aux récepteurs. Ces connexions sont faites soit par des interfaces compatibles avec les protocoles de communication, soit directement avec les modèles de récepteurs équipés d'origines de ces interfaces. Des récepteurs modulants permettent de pouvoir fonctionner à différents régimes de puissances ce qui permet leur mise en service qu'elle que soit la puissance disponible.

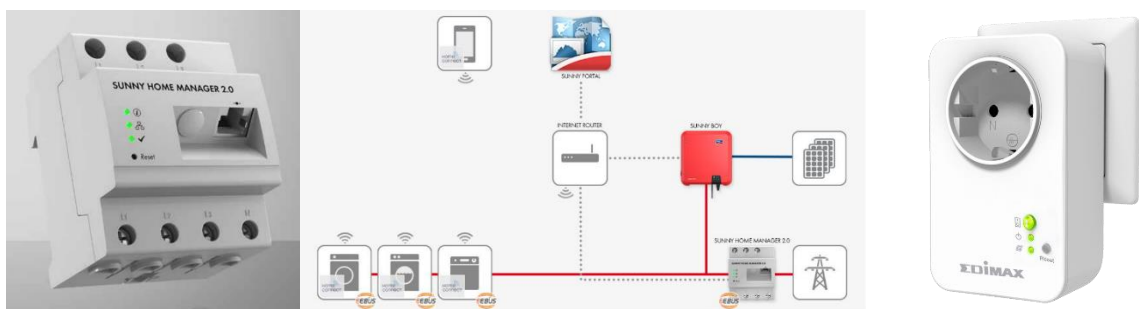


Fig 4.25 Sunny Home Manager de chez SMA et interface Edimax

Selon une étude de l'ULB de 2017, en utilisant un PVheater, vous pouvez autoconsommer jusqu'à 70% de votre énergie produite par vos panneaux solaires.. Sans PVheater, vous n'atteignez qu'en moyenne une autoconsommation de 40%

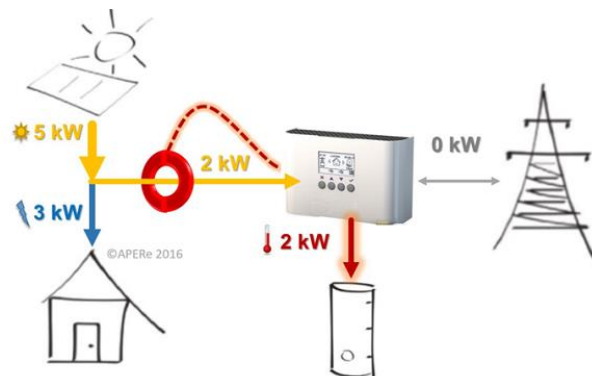


Fig 4.26 PV heater source "Renouvelle"

1.10. Les caractéristiques de rendement des composants d'une installation photovoltaïque

Le rendement global d'une installation tient compte des rendements particuliers de chacun des composants de cette installation.

D'un point de vue électrique, on distinguera quatre éléments susceptibles d'engendrer des pertes à savoir : l'onduleur, le compteur d'énergie verte, les câbles côté DC et les câbles côté AC.

1.10.1. Le rendement de l'onduleur

Le rendement de l'onduleur dépend de sa plage de fonctionnement en tension et en puissance. Un choix judicieux permettra d'en tirer un maximum de puissance dans les conditions les plus courantes de fonctionnement.

1.10.2. Les pertes en ligne côté DC

Elles sont proportionnelles à la résistance du câble et au carré du courant.

L'association d'un maximum de modules en série permettra, à puissance produite égale, de diminuer le nombre de strings et d'épargner un surcoût inutile de longueur du câble.

Les pertes en ligne côté DC peuvent se calculer par la formule suivante :

$$P = R_t \times I^2$$

Dans cette formule :

- P : puissance perdue ou pertes (exprimée en Watt)
- R_t : résistance linéaire du câble x la longueur totale des câbles DC
- I : courant (exprimé en ampère)

La résistance linéique du câble se trouve dans les fiches techniques. Elle s'exprime généralement en Ω/km .

Physiquement, cette valeur de résistance linéique R_t se calcule selon la formule :

$$R_t = \frac{\rho \times L}{S}$$

Dans cette formule :

- ρ : résistivité du matériau conducteur en $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
(ex. 0.0169 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre électrolytique ou $169 \times 10^{-9} \Omega\text{m}$)
- L : la distance entre les modules et l'onduleur (exprimée en m)
- S : section du conducteur (exprimée en mm^2)

1.10.3. Les pertes en ligne et la chute de tension côté AC

a. Les pertes en ligne côté AC

Les pertes en ligne côté AC sont proportionnelles à la résistance du câble et au carré du courant.

Elles peuvent se calculer par la formule suivante :

$P = 2 \times R_t \times I^2$	(en monophasé)
$P = 3 \times R_t \times I^2$	(en triphasé)

Dans cette formule :

- P : puissance perdue ou pertes (exprimé en Watt)
- R_t : résistance totale **d'une seule longueur de fil** du câble x la longueur
- I : courant de ligne (exprimé en ampère)

Aujourd'hui, les tensions DC d'entrées des onduleurs étant plus élevées que celles côté AC, à puissance égale, il est plus intéressant de mettre un maximum de longueur de conducteur du côté DC plutôt que du côté AC.

b. La chute de tension côté AC

La chute de tension est proportionnelle à l'impédance du câble et à l'intensité du courant qui le traverse.

Elle peut se calculer par la formule suivante :

$u = Z_t \times I$

Dans cette formule :

- u : chute de tension (exprimé en volts)
- Z_t : impédance linéique du câble x la longueur
- I : courant de ligne (exprimé en ampère)

Pour les câbles de diamètre inférieur à 50 mm², la valeur X (réactance) étant négligeable, il en résulte que $Z = R$ d'où $u = R \times I$.

Selon la SENERGRID – point 7 du FAQ, la valeur de la chute de tension doit être **limité à 1% de la tension nominale du réseau.**

1.10.4. La consommation du compteur d'énergie verte

Aujourd'hui le choix se portera plus facilement vers les compteurs modulaires électroniques plutôt qu'électromécanique. Dans cette même catégorie, on privilégiera le compteur qui consomme le moins.

Les règles de l'art veulent que l'ensemble des pertes dans les câbles, côtés AC + DC, soit limité à une valeur de 2% de la puissance totale installée.

Exemple chiffré :

Soit une puissance installée de 3760 Wc à partir de 14 modules de 235 Wc.
Les caractéristiques électriques des modules sont reprises dans le tableau ci-dessous :

Puissance nominale (Pmp)	Wc	215	220	225	230	235
Nr de cellules	n.	60 connectées en série				
Tolérance par rapport à Pmp dans les flash-list	%	+/- 1				
Courant de court-circuit (Isc)	A	7,97	8,16	8,26	8,36	8,45
Tension de circuit ouvert (Voc)	V	36,79	37,05	37,55	37,92	38,25
Tension au point max de puissance (Vmp)	V	30,07	30,14	30,25	30,31	30,41
Courant au point de max puissance (Imp)	A	7,15	7,30	7,44	7,59	7,73
Tension max de système	V	1000				
Emballage	1 pallet	from 2 to 30 modules				
Dimensions (externe-externe) pallet de 30 modules	mm	1050 x 1720 x 1430 h				
Poids	Kg	22				
Coefficient de température de la courant de court-circuit α	%/°C	0,085				
Coefficient de température de la tension de circuit ouvert β	%/°C	-0,36				
Coefficient de température de la puissance max δ	%/°C	-0,40				
NOCT	°C	44,18				
Certification		TÜV – IEC 61215, IEC 61730-2 1000Vdc – Class A				
Efficience totale du module	%	13,3	13,6	13,9	14,2	14,5

Note: Les valeurs publiées se réfèrent aux conditions d'intensité rayonnement égal à 1000 W/mq, masse d'air AM 1,5 et température de la cellule à 25 ± 2°C

Fig. 4-27 : extrait d'une fiche technique de modules PV

A ces modules sera associé un onduleur.

A titre d'exemple, nous prendrons le SMA SB 3000 TL dont les caractéristiques techniques sont reprises dans le tableau ci-dessous :

Données techniques	Sunny Boy 3.0	
Entrée (DC)		
Puissance max. du générateur photovoltaïque	5500 Wp	
Tension d'entrée max.		600 V
Plage de tension MPP	110 V à 500 V	
Tension d'entrée assignée		365 V
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage		100 V / 125 V
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B		15 A / 15 A
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B		20 A / 20 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes / strings par entrée MPP		2 / A.2 ; B.2
Sortie (AC)		
Puissance assignée (pour 230 V, 50 Hz)	3000 W	
Puissance apparente AC max.	3000 VA	
Tension nominale AC / plage		220 V, 230 V, 240 V / 180 V à 280 V
Fréquence du réseau AC / plage		50 Hz, 60 Hz / -5 Hz à +5 Hz
Fréquence de réseau assignée / tension de réseau assignée		50 Hz / 230 V
Courant de sortie max.	16 A	
Facteur de puissance pour la puissance assignée		1
Facteur de déphasage réglable		0,8 inductif à 0,8 capacitif
Phases d'injection / phases de raccordement		1 / 1
Rendement		
Rendement max. / rendement européen	97,0 % / 96,4 %	97,0 % / 96,5 % 97,0 % / 96,5 % 97,0 % / 96,5 % 97,0 % / 96,6 %

Fig. 4-28 : extrait d'une fiche technique d'onduleur SMA

En prenant comme hypothèse une distance de 30m entre l'onduleur et les modules, et en considérant la connexion réalisée au moyen d'un câble de 4 mm² dont les caractéristiques sont reprises dans le tableau ci-dessous :



LV POWER CABLES DATA SHEET Ed.01/2020-12-18

Kabelwerk **EUPEN** AG
cable

EUCASOLAR H1Z2Z2-K C_{ca}-s1,d2,a1

Section mm ²	Diamètre extérieur mm	Poids kg/km	Résistance du conducteur à 20 °C Ω/km
4	5,6	62	5,09
6	6,2	84	3,39
10	7,3	130	1,95
16	8,4	191	1,24

Courant admissible

Section mm ²	Courant admissible suivant type de pose		
	1 câble à l' air libre A	1 câble sur une surface A	2 câbles adjacents sur une surface A
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107

Fig. 4-29 : extrait de données de câble

Nous pouvons calculer les pertes en ligne du côté DC comme suit :

$$R_t = \frac{5,09 \Omega / \text{km} \times (2 \times 30 \text{m})}{1000} = 0,3054 \Omega$$

$$I_{MPP} = 7,73 \text{ A DC}$$

$$P = 0,3054 \Omega \times 7,73^2 \text{ A} = 18,25 \text{ W}$$

Sachant que les pertes totales acceptables dans les câbles, côtés DC & AC, sont de maximum 2% de la puissance installée, on peut déterminer la perte maximale côté AC comme suit :

Puissance installée	= 3 760 Wc
Pertes totales admissibles	= 2% de 3 760 soit 75,20 W
Pertes côté DC calculées ci-dessus	= 18,25 W
Pertes côté AC max. admissibles	= 75,20 W – 18,25 W soit 56,95 W

Il est donc possible de déterminer la section minimum du câble côté AC en la calculant comme suit :

$$P = 2 \times R_t \times I^2 \quad (2 \text{ parce qu'il y a 2 fils en monophasé})$$

$$\text{donc } R_t = \frac{P}{I^2} \text{ soit } \frac{56,95 \text{ W}}{2 \times 16^2 \text{ A}} = 0,111 \Omega \text{ pour 1 fil du câble (soit pour 5m de fil)}$$

$$R_t = \frac{\rho \times L}{S}$$

$$\text{donc } S = \frac{\rho \times L}{R_t} \text{ soit } \frac{0,0169 \Omega \text{mm}^2/\text{m} \times 5 \text{ m}}{0,111 \Omega} = 0,76 \text{ mm}^2$$

Le RGIE impose une section minimale de 2,5 mm², nous prendrons, pour notre exemple, un câble de type XVB 3G2,5 mm².

Du point de vue chute de tension, elle pourra se calculer de la manière suivante :

La chute de tension devant être limitée à maximum 1% de la tension nominale d'alimentation $u = \frac{1}{100} \times 230 \text{ V} = 2,3 \text{ V}$

$$u = R_t \times I \rightarrow R_t = \frac{u}{I} = \frac{2,3 \text{ V}}{16 \text{ A}} = 0,144 \Omega$$

$$R_t = \frac{\rho \times L}{S} \rightarrow S = \frac{\rho \times L}{R_t} = \frac{0,0169 \Omega \text{mm}^2/\text{m} \times (2 \times 5 \text{ m})}{0,144 \Omega} = 1,17 \text{ mm}^2$$

De même que pour les pertes, le RGIE impose une section minimale de 2,5 mm², nous prendrons, pour notre exemple, un câble de type XVB 3G2,5 mm².

1.11. Le rendement du système photovoltaïque

Si l'on tient compte des différents rendements des composants d'une installation photovoltaïque (modules, onduleur, compteur) ainsi que des pertes en ligne dans les câbles DC et AC, le rendement global d'une installation peut être évaluée à 11-14%.

- Rendement moyen des modules cristallins : +- 15%
- Rendement moyen d'un onduleur : +- 96%
- Pertes en ligne : +- 2%
- Rendement moyen du compteur d'énergie verte : +- 98%

Le rendement global moyen du système sera :

$$\eta = 0,15 \times 0,96 \times 0,98 \times 0,98 = +/- 13\%$$

En clair, sur une énergie solaire moyenne de 1000 kWh reçue par mètre carré de module photovoltaïque, nous ne pourrions en utiliser qu'environ 130 kWh électrique au niveau de nos consommateurs.

1.12. Normes et réglementation

Le choix de l'ensemble des éléments constitutifs d'une installation photovoltaïque devront répondre aux exigences du RGIE (Règlement Générale des Installations Electriques) ainsi qu'à la Synergrid C10/11.

Nous envisagerons ces deux textes règlementaires dans le volet 5 – Mise en œuvre de l'installation photovoltaïque ; partie « Réception et mise en service d'une installation photovoltaïque ».

Exercices :

- Listez, dans l'ordre du raccordement, tous les composants d'une installation photovoltaïque :

.....
.....
.....
.....

- Schématisez le raccordement de onze modules photovoltaïques (6+5) sur un seul onduleur. De quel type d'onduleur s'agit-il ?

- Entre quels composants électriques place-t-on le compteur d'énergie verte ?

.....
.....

2. Dimensionnement des constituants d'une installation connectée au réseau - exemple concret

2.1. Généralités

Dans les conditions identiques d'implantation (orientation et inclinaison), le choix des modules tiendra essentiellement compte de la surface de toiture disponible pour produire la quantité d'énergie souhaitée.

Plus cette surface sera faible, plus on s'orientera vers des modules à performance élevée (par exemple : Sanyo HIT, Sunpower, ...).

Pour étayer ces propos, prenons un exemple concret. Soit une surface de 50m² de toiture disponible sur laquelle nous disposons 30 modules photovoltaïques de technologie différente :

Types de modules	Nombre de modules	Puissance crête totale	Production
Modules « classiques » 230 Wc – 1,6m ² Rendement de 14%	30 pces	6 900 Wc	6 210 kWh/an
Modules haute performance 320 Wc – 1,6 m ² Rendement de 20%	30 pces	9 600 Wc	8 640 kWh/an

Si maintenant, nous envisageons le problème inverse et que notre souhait est une même production d'énergie, quelque soit la technologie choisie, nous obtenons les résultats suivants :

Types de modules	Production	Nombre de modules	Surface disponible
Modules « classiques » 230 Wc – 1,6m ² Rendement de 14%	6 210 kWh/an	30 pces	50 m ²
Modules haute performance 320 Wc – 1,6 m ² Rendement de 20%	6 210 kWh/an	21 pces	34 m ²

Ainsi, pour une **surface disponible +/- 30% plus petite**, il est possible d'obtenir la même production d'énergie et ce, en choisissant correctement la technologie des modules à installer.

(+ annexes 1, 2 & 3)

2.2. Les hypothèses de travail

Le client dispose d'une surface de 17,05m² (5,5m x 3,10m) sur sa toiture et souhaite y installer des modules photovoltaïques. L'orientation de la toiture est sud-est avec une inclinaison de 45°.

Le client souhaite profiter au maximum de la superficie de sa toiture.

Les modules choisis pour le dimensionnement sont les **Solar P210-60 – 200 Wp** dont les données techniques sont reprises sur l'extrait de la fiche technique ci-dessous :

Specification	P210-60 GET AK							
	185 W _n	190 W _n	195 W _n	200 W _n	205 W _n	210 W _n	215 W _n	220 W _n
Nominal Power P _n	185 W _n	190 W _n	195 W _n	200 W _n	205 W _n	210 W _n	215 W _n	220 W _n
Nominal Voltage U _n	27.7 V	27.7 V	27.7 V	27.8 V	28.0 V	28.2 V	28.3 V	28.4 V
Nominal Current I _n	6.68 A	6.86 A	7.04 A	7.19 A	7.32 A	7.45 A	7.60 A	7.75 A
Open Circuit U _{oc}	36.4 V	36.4 V	36.5 V	36.6 V	36.7 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Short Circuit I _{sc}	8.03 A	8.10 A	8.16 A	8.20 A	8.24 A	8.28 A	8.33 A	8.38 A
Max. Tolerance of P _n	± 5 %							
Max. System Voltage	870 V							
Temperature Coefficient of P _n	-0.37 %/K							
Temperature Coefficient of U _{oc}	-0.32 %/K							
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.06 %/K							
Bypass-Diodes	3 pcs.							
Dimensions (LxWxH)	1680 x 990 x 50 mm							
Weight	24 kg							

Fig. 4-30 : extrait d'une fiche technique – module SOLARWATT

2.3. Les paramètres nécessaires à un bon dimensionnement

Pour rappel, comme énoncé dans le volume 3, le dimensionnement d'une installation photovoltaïque doit tenir compte de différents paramètres :

- Le nombre de modules doit être calculé sur base des desiderata du client :
 - La consommation effective du client
 - La surface de toiture disponible
 - Le budget alloué pour l'installation
- La production étant influencée par l'orientation et l'inclinaison de la toiture, il faudra tenir compte d'un facteur de correction.
- Il faut également tenir compte d'éventuelles zones d'ombrage qui perturberont le nombre de modules à installer ainsi que la production.

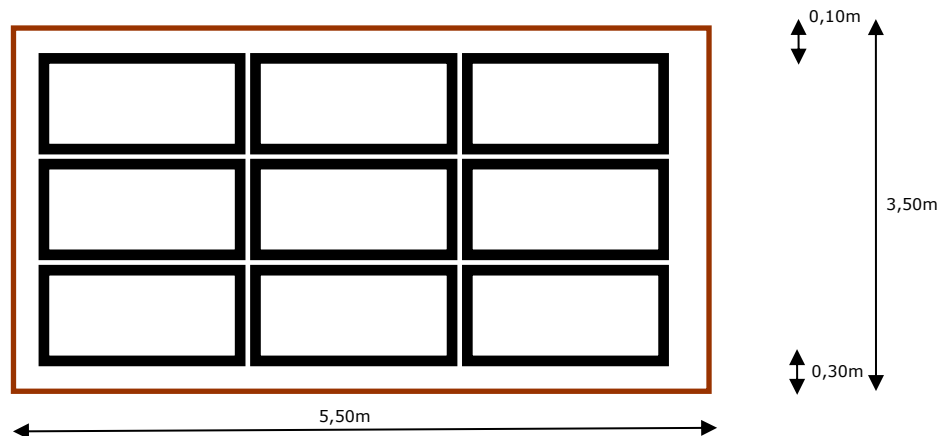
Sur base de l'analyse des factures du client (les trois dernières années par exemple) et d'une approche URE (Utilisation Rationnelle de l'Energie) qui permettra de réduire, à la source, les consommations électriques, en ressortira la fraction énergétique à compenser par une installation photovoltaïque.

Dans certains cas, cette estimation pourrait résulter d'un rapport d'audit énergétique.

2.4. Le calcul du nombre nécessaire de modules

Tenant compte des dimensions des modules retenus $(1,68+0,02^*) \times (0,99+0,02^*)$ (m), il y a lieu d'évaluer les différentes possibilités de pose. Dans notre cas, et compte tenu de la demande du client d'un apport maximum de puissance, nous opterons pour la solution ci-dessous :

* 0,02m correspond à la clame de fixation



- Nombre max. de colonnes : $5,50\text{m} : 1,67\text{m} = 3,24$ soit 3 modules
- Nombre max. de rangées : $3,10\text{m} : 1,02\text{m} = 3,04$ soit 3 modules

Sur l'espace de toiture disponible, nous pourrions donc placer 3 x 3 modules soit 9 modules photovoltaïques.

2.5. Le calcul de la puissance, des tensions et du courant de l'installation

Pour ce faire, il faut se référer à la fiche technique des modules envisagés. Ci-dessous sont reprises les données nécessaires aux calculs des tensions et de la puissance.

Caractéristiques du module choisi :

- Puissance nominale 200 Wc
- Tension en circuit ouvert 36,6 V
- Tension à puissance maximale 27,8 V
- Courant à puissance max. 7,19 A
- Coefficient de température $-0,32\%$ de U_{oc} soit $-0,117\text{V}/^\circ$

2.5.1. Le calcul de la puissance de l'installation

Nous installons 9 modules de 200Wc, la puissance totale sera donc de :

$$\text{Puissance installée} = 9 \times 200 \text{ Wc} = 1800 \text{ Wc}$$

2.5.2. Le calcul des tensions aux bornes de l'installation

Grâce à la formule de calcul de tension reprise ci-dessous, et tenant compte du coefficient de température donné sur la fiche technique, il nous faut calculer les trois tensions suivantes : U_{oc} à -10° ; U_{MPP} à -10° et U_{MPP} à $+70^\circ$.

Rappel de la formule théorique :

$$U_{t^\circ} = U_{25^\circ} + (\text{coeff.temp.} \times U_{oc} \times \text{diff.t}^\circ)$$

Application à notre installation :

$$U_{-10^\circ} \text{ (calculée sur } U_{oc}) = 36,6 \text{ V} + (-0,117 \text{ V/}^\circ \times -35^\circ) = 40,7 \text{ V}$$

$$U_{-10^\circ} \text{ (calculée sur } U_{MPP}) = 27,8 \text{ V} + (-0,117 \text{ V/}^\circ \times -35^\circ) = 31,9 \text{ V}$$

$$U_{+70^\circ} \text{ (calculée sur } U_{MPP}) = 27,8 \text{ V} + (-0,117 \text{ V/}^\circ \times +45^\circ) = 22,5 \text{ V}$$

Il faudra comparer ces trois tensions calculées avec les tensions de l'onduleur reprises sur la fiche technique du fabricant.

Imaginons un onduleur dont les caractéristiques techniques seraient les suivantes :

Puissance	: 1850 W
Tension DC max.	: 500 V
Plage de tension en MPP	: 139 V – 400 V
Courant I en MPP	: 1 x 12 A
Courant I(AC) max.	: 8,6 A

Dès lors que nous connaissons les différentes tensions calculées ci-dessus, Il nous est possible de déterminer les nombres minimum et maximum de modules pouvant être connectés en série, pour que le système fonctionne. Ce nombre de modules est obtenu par la formule suivante :

$$\text{Nombre de modules} = U_{\text{onduleur}} / U_{\text{module}}$$

Application à notre installation :

$$\text{Nb max. de modules (sur } U_{oc}) = U_{PVsup} / U_{oc -10^\circ} = 500 \text{ V} / 40,7 \text{ V} = 12,3 \text{ modules}$$

$$\text{Nb max. de modules (sur } U_{MPP}) = U_{PVsup} / U_{MPP -10^\circ} = 400 \text{ V} / 31,9 \text{ V} = 12,5 \text{ modules}$$

$$\text{Nb min. de modules (sur } U_{MPP}) = U_{PVinf} / U_{MPP +70^\circ} = 139 \text{ V} / 22,5 \text{ V} = 6,2 \text{ modules}$$

Ces calculs permettent d'affirmer qu'il faudra :

- Au minimum 7 modules en série pour que l'onduleur travaille dans sa bonne plage de rendement.
- Qu'avec cet onduleur, il est interdit de connecter en série plus de 12 modules sans risque d'endommager ce dernier.

Remarque :

Si le nombre maximum de modules à installer dépasse le nombre maximum de modules à connecter à l'entrée de l'onduleur, tout en respectant la parité par string, il faudra envisager une autre configuration. Il faudra travailler avec des strings connectés en parallèle, tout en privilégiant néanmoins un nombre maximum de modules en série pour limiter les pertes en

ligne (tension élevée – courant faible). Chaque string devra avoir le même nombre de modules couplés en série.

2.5.3. Le calcul du courant aux bornes de l'installation

La vérification du courant admissible à l'entrée de l'onduleur se fera par le produit suivant :

$$I_{\text{module}} \times \text{nombre de strings} < I_{\text{max}} \text{ entrée de l'onduleur}$$

Dans l'exemple qui nous occupe, nous obtenons :

$$7,19 \text{ A} \times 1 \text{ string} < 12 \text{ A}$$

2.5.4. La comparaison aux données techniques de l'onduleur

L'onduleur choisi convient donc parfaitement à la conception de notre installation.

- La puissance de notre installation est proche de celle de notre onduleur.
- Le courant circulant dans notre installation est inférieur au courant maximum de notre onduleur.
- La plage de tension de notre installation est comprise dans la plage de fonctionnement de l'onduleur choisi : 139 V ... **[202,8 V ... 287,1 V]** ... 400 V.
- La tension DC maximale de l'installation est inférieure à la tension de sécurité de l'onduleur.

A des fins de vérification, les différentes tensions aux bornes de l'installation sont calculées comme suit :

$$U_{-10^\circ} \text{ (calculée sur } U_{oc}) = 9 \times 40,7 \text{ V} = 366,3 \text{ V}$$

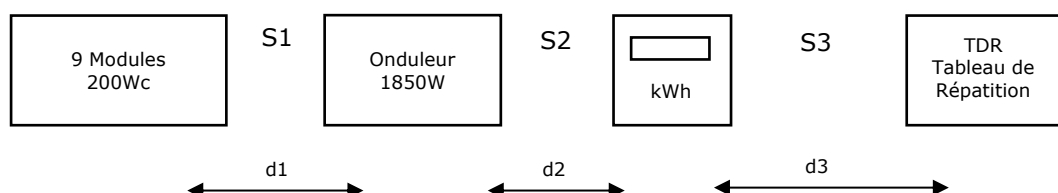
$$U_{-10^\circ} \text{ (calculée sur } U_{MPP}) = 9 \times 31,9 \text{ V} = 287,1 \text{ V}$$

$$U_{+70^\circ} \text{ (calculée sur } U_{MPP}) = 9 \times 22,5 \text{ V} = 202,8 \text{ V}$$

2.5.5. Calcul des pertes en ligne cotés DC et AC

Pour rappel, nous venons de dimensionner une installation de 9 modules de 200Wc avec un onduleur de 1850W ; courant I_{MPP} de 7,19 A et un courant I_{AC} max. de 8,6 A.

Voici schématisée l'installation que nous venons de calculer.



Caractéristiques des câbles utilisés :

- Pour la liaison 1 – section du câble : 4mm² ; longueur : 35m
- Pour la liaison 2 – section de câble : ? ; longueur : 10m
- Pour la liaison 3 – section de câble : ? ; longueur : 12m

a. Calcul des pertes côté DC

La résistance du câble est de 5,09 Ω/km

$$Z_t = R_t = \frac{5,09\Omega / \text{km} \times (2 \times 35\text{m})}{1000} = 0,3563\Omega$$

$$I_{MPP} = 7,19 \text{ A DC}$$

$$P = 0,3563\Omega \times 7,19^2 \text{ A} = 18,42 \text{ W}$$

b. Calcul des pertes côté AC

La somme des pertes côtés DC + AC devant être limitée à 2% de la puissance installée, la valeur maximale des pertes en lignes admissibles est donc égale à :

$$P_t = 2\% \text{ de } 1\,800 \text{ Wc} = 36,00 \text{ W}$$

La valeur des pertes côté AC se calculera comme suit :

Pertes totales admissibles	= 36,00 W
Pertes côté DC calculées	= 18,42 W
Pertes côté AC max. admissibles	= 36,00 W – 18,42 W = 17,52 W

Dans ces conditions, nous pouvons déterminer la section du câble AC pour limiter les pertes côté AC à valeur calculée précédemment :

$$P = 2 \times R_t \times I^2$$

$$\text{donc } R_t = \frac{P}{2 \times I^2} \text{ soit } \frac{17,52}{2 \times 8,6^2} = 0,118 \Omega \text{ pour 1 fil de 22m du câble}$$

$$R_t = \frac{\rho \times L}{S}$$

$$\text{donc } S = \frac{\rho \times L}{R_t} \text{ soit } \frac{0,0169 \times 22}{0,118} = 3,15 \text{ mm}^2$$

Nous opterons dans ce cas pour un câble de 4mm² côté AC.

c. Calcul de la chute de tension côté AC

La chute de tension dépendant de l'impédance linéique et du courant, nous pouvons calculer cette chute de tension selon la formule suivante :

$$Z_t = R_t = \frac{\rho \times L}{S} \text{ soit } \frac{0,0169 \Omega \text{mm}^2 / \text{m} \times (2 \times 22 \text{m})}{4 \text{mm}^2} = 0,186 \Omega$$

$$U = Z_t \times I \text{ soit } 0,186 \Omega \times 8,6 \text{ A} = 1,60 \text{ V}$$

Par rapport à la tension du réseau, cette chute de tension représente :

$$\frac{1,60 \text{ V}}{230 \text{ V}} \times 100 = 0,70\% \quad (\text{OK} < 1\%)$$

2.5.6. Bilan énergétique

Pour rappel des données calculées ci-dessus :

- Pose de 9 modules de 200 Wc soit 1800 Wc
- Orientation et inclinaison de l'installation : Azimuth -45° (Sud Est) / inclinaison 45° (Facteur de correction du à la position= 93%)

Compte tenu d'une production nette annuelle estimée de 1050 kWh/kWc, notre installation produira une quantité d'énergie calculée comme suit :

$$\text{Production} = 1,8 \text{ kWc} \times 1050 \text{ kWh/kWc} \times 0.93 = 1\,757,7 \text{ kWh/an}$$

Remarque : la valeur de production nette annuelle tient compte des différents rendements des constituants électriques de l'installation..

La valeur de 1050 kWh/an pour 1 kWc de modules installés est d'application pour la Région Wallonne. Pour les autres régions, il faut se référer aux recommandations en vigueur.

Exercice : Un client a une consommation électrique annuelle s'élevant à 4600 kWh. La toiture de son habitation est optimalement orientée et inclinée soit plein Sud – 35°.

En imaginant que la superficie de la toiture ne soit pas contraignante et qu'il n'y a pas d'ombrage potentiel, quelle **proposition technique** peut-on faire à ce client pour couvrir sa consommation électrique ?

Ci-dessous, le tableau, à compléter, avec les données des modules choisis pour le dimensionnement :

Spécification	Type de module :		
Puissance nominale	P		Wc
Tension nominale	U_{mpp}		V
Courant nominal	I_{mpp}		A
Tension circuit ouvert	U_{oc}		V
Courant court-circuit	I_{sc}		A
Coefficient de temp.			MV/° - %/°
Dimensions des modules			m

Nombre de modules à installer pour couvrir la consommation du client :

.....

Calcul de la puissance effective, des tensions et du courant de l'installation :

Données nécessaires : U_{oc} =
 U_{MPP} =
 I_{MPP} =
 Coeff. de température U_{oc} =

- Calcul de la puissance effective installée :

.....

- Calcul des tensions aux bornes de l'installation :

.....

Tenant compte de l'onduleur choisi pour ce dimensionnement, compléter les données techniques suivantes :

Spécification	Type d'onduleur :	
Puissance		W
Tension DC max.		V
Plage de tension MPP		V
Courant en MPP		A

- Détermination du nombre de modules connectables en série :

Nombre max. en U_{oc} =

Nombre max. en U_{MPP} =

Nombre min. en U_{MPP} =

.....
.....

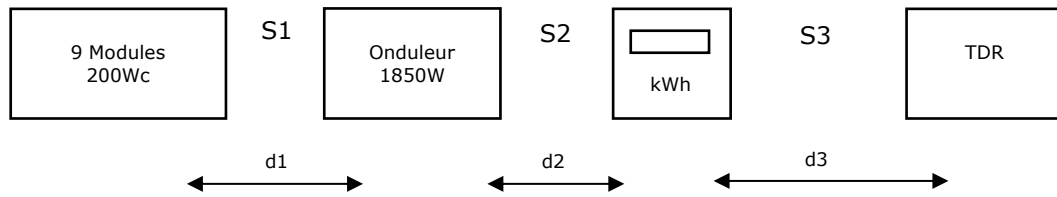
- Calcul du courant aux bornes de l'installation :

.....

Conclusion de nos calculs – bilan énergétique effectif :

.....
.....
.....
.....

Calcul des pertes cotés DC et AC en prenant les mêmes longueurs et sections de cables que dans l'exemple precedent :



- Pour la liaison 1 – section du cable : 4mm² ; longueur : 35m
- Pour la liaison 2 – section de cable : 2,5mm² ; longueur : 10m
- Pour la liaison 3 – section de cable : ? mm² ; longueur : 12m

- Calcul des pertes coté DC :

.....

.....

.....

- Calcul des pertes coté AC :

.....

.....

.....

- Valeur globale des pertes en ligne (tenant compte des sections normalisees) :

.....

.....

.....

- Soit un ratio de : inferieur a 2% de la puissance installee

- Calcul de la chute de tension coté AC :

.....

.....

.....

- Soit un ratio de : inferieur a 1% de la tension du reseau

3. Le suiveur solaire (ou tracker)

3.1. Le mode de fonctionnement

Pour rappel, les optimums d'orientation et d'inclinaison sont respectivement plein sud et 35°. Néanmoins, compte tenu du balayage du soleil de l'Est à l'Ouest et suivant les saisons, ces deux conditions ne sont jamais respectées que quelques minutes par jour.

Le système de suiveur solaire permet de suivre le mouvement du soleil dans le ciel et permet d'augmenter la production de 25 à 40% par an. Les modules solaires sont alignés sur la position du soleil de telle manière que la surface de chaque module est toujours orientée selon l'angle optimal par rapport aux rayons de soleil. C'est la garantie d'obtenir le coefficient d'efficacité le plus élevé.



Fig. 4-31 : suiveur solaire société Solarwatt – Dresden (Germany)

Il est important de noter que le système de suiveur solaire trouve son réel avantage avec le **rayonnement direct**. Lorsque le **rayonnement diffus** est prédominant, une bonne gestion du suiveur permet de le mettre à l'horizontal. C'est dans cette position que le rendement est maximum. On distingue les suiveurs solaires à un axe et à deux axes.

3.2. Le suiveur solaire à un axe

Ce système ne permet que de suivre le soleil dans une direction. Ce système suit le mouvement du soleil de l'Est à l'Ouest. L'axe est mis en mouvement par un petit moteur branché sur une horloge.

3.3. Le suiveur solaire à deux axes

Ce système permet de suivre le soleil tant au niveau de l'orientation que de l'inclinaison. Cela nécessite dès lors deux moteurs distincts. Il s'agit d'une technologie complexe dont l'investissement est élevé et la durée d'amortissement relativement longue. La position se fait grâce à une régulation sur base de mesures qui optimisent la production annuelle.

Ci-contre, un exemple de cellule assurant le positionnement des modules sur un système de suiveur solaire.

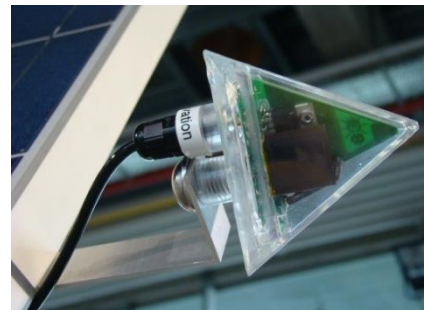


Fig. 4-32 : cellule solaire

En fonction de l'envergure du suiveur, de la dimension du fût ainsi que du génie civil, le suiveur sera équipé d'un anémomètre mesurant en continu la vitesse du vent. Dans un souci de sécurité, le suiveur se placera en position horizontale pour une vitesse réglable définie par le bureau d'étude.

4. Analyse du coût - Rentabilité d'une installation photovoltaïque

4.1. Généralités

Pour évaluer le coût d'une installation photovoltaïque, il faut tenir compte du prix des différents composants mais également des difficultés et complexités éventuelles de leur mise en œuvre.

4.2. L'évaluation du coût d'une installation photovoltaïque

Le coût d'une installation photovoltaïque tient compte de plusieurs facteurs :

- Le niveau de technologie (Sanyo HIT ou Sunpower par rapport à du conventionnel)
- La puissance de raccordement AC (mono- ou triphasé)
- Le choix de l'installation (fixe ou avec suiveur solaire)
- Le type de pose (nombre de rails et crochets, nombre de coupes, type de toiture)
- Le type de couverture (toiture plate ou inclinée)
- Le choix de la conversion DC/AC
- Le type de compteur d'énergie verte (analogique ou digital) – **optionnel !**

Au prix de l'installation proprement dite, il faudra tenir compte de coûts additionnels que sont :

- La main-d'œuvre (pose sur ardoises, tuiles ou toiture plate)
- La main-d'œuvre pour la partie électrique
- Le(s) coût(s) d'éventuel(s) corps de métier sous-traitant
- Le coût de la réception de l'installation par un agent visiteur
- Les mises en conformité de l'installation existante (ex : ajustement de la terre, mise en conformité du coffret, ajout de disjoncteurs, ...)
- Les options sur les produits de certains fabricants (ex : rails et clames de couleur plus chers que ceux en alu brut)

4.3. La rédaction d'un devis pour une installation photovoltaïque

4.3.1. Les éléments d'un devis

A titre indicatif, un document reprenant les éléments essentiels d'un devis pour une installation photovoltaïque est joint en annexe (**voir Annexe 4**).

4.3.2. Les conditions générales de vente et les garanties

Se référer au contrat type

Ce document reprend les différents accointes à demander aux clients lors de la réalisation d'une installation photovoltaïque.

Cette même installation photovoltaïque, une fois terminée, tombe sous le coup de certaines garanties, à savoir :

- 10 ans sur les travaux d'étanchéité de toiture (limité à la zone de travail)
- 5 à 20 ans sur les modules
- 5 ou 10 ans sur les composants de l'installation, avec un min. de 2 ans
- Eventuellement, une garantie sur la production et ce, selon les relevés de l'IRM et les statistiques régionales d'ensoleillement.

5. L'impact environnemental d'une installation photovoltaïque

5.1. Le temps de retour d'une installation photovoltaïque

Par temps de retour, on entend le nombre d'années qu'il faut à l'installation pour rembourser la quantité de CO₂ qu'il a fallu pour la produire.

Aujourd'hui, on estime ce nombre d'années à 3,2 ans (donnée EF4), après quoi l'installation a un impact positif sur le bilan CO₂.

5.2. L'économie CO₂ – bilan carbone

Pour évaluer l'impact sur l'environnement qu'engendre une installation photovoltaïque, il faut comparer cette production « verte » avec celle produite par une centrale conventionnelle.

Le tableau ci-dessous reprend les quantités de CO₂ par MWh thermique net valorisé produit pour différents types de centrales :

Types de centrale	Production de CO ₂	Rend.	Quantité de CO ₂ totale
Gaz naturel	251 kg / MWh primaire	55%	456 kg /MWh primaire
Mazout	306 kg / MWh primaire	90%	340 kg / MWh primaire
Charbon	385 kg / MWh primaire		
Fuel extra	320 kg / MWh primaire		

Exemple : Si nous envisageons une installation photovoltaïque de 1,8 kWc (placée dans les conditions optimales), et en comparaison d'une production issue d'une centrale TGV, nous pouvons estimer l'économie CO₂ comme suit :

Production électrique annuelle estimée : $1,8 \text{ kWc} \times 1050 \text{ kWh/kWc} \times 0,93 = 1\,757,7$
kWh/an

Economie CO₂ par rapport à une centrale TGV :
 $1,7577 \text{ MWh} \times 456 \text{ kg/MWh (pour une TGV)} = 801 \text{ kg CO}_2/\text{an}$

Exprimer cette impact environnemental en kg de CO₂/an n'est peut-être pas des plus parlant. Si on fait le parallélisme avec une voiture consommant 100 gr de CO₂/km parcouru, l'économie CO₂ procurée par l'installation photovoltaïque équivaut à un trajet de 8010 km effectué avec cette même voiture.

En conclusion :

La production de 1 kWc de modules sera compensée en 2,74 années et occasionnera l'émission de $1,050 \text{ MWh/h} \times 0,93 \times 456 \text{ kg/MWh} \times 2,74 = 1221,35 \text{ kg de CO}_2$.

Exercice : Tenant compte de l'exercice de dimensionnement réalisé page 22, calculez l'impact environnemental de l'installation ainsi réalisée :

.....
.....
.....

Annexes :

Annexe 1 : Fiche technique – module Sanyo HIT

Annexe 2 : Fiche technique – module Sunpower

Annexe 3 : Fiche technique – module Soluxtec

Annexe 4 : Modèle de devis type

Annexe 1 : Fiche technique – module Sanyo HIT

Panasonic

Module photovoltaïque HIT®
VBHN330SJ47/ VBHN325SJ47

N 330
N 325



IEC

Rendement du module de 19,7 %

Permet d'atteindre un rendement plus élevé et de baisser les coûts spécifiques d'installation et les coûts BOS (coûts de tous les composants à l'exception des modules photovoltaïques) qu'avec le même nombre de modules à 60 cellules standards.



100% Panasonic, 100% HIT®

Ce module est le fruit d'une technologie unique de Panasonic : la cellule photovoltaïque à hétérojonction. Avec plus de 40 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie solaire et avec plus d'un milliard de cellules produites et commercialisées en 20 ans, Panasonic vous offre une garantie en laquelle vous pouvez vraiment avoir confiance.



Plus d'énergie, plus de rentabilité !

Nous vous aidons à atteindre une rentabilité finale plus élevée avec votre système photovoltaïque !



330 W/325 W

Puissance

garantie du produit 25 ans

Système d'évacuation d'eau unique

Rendement élevé → Performances élevées à hautes températures → Productible élevé

QUALITÉ PROUVÉE DE 4 MANIÈRES

1 Garanti par Panasonic

- Certification CEI et plus de 20 tests effectués en interne par Panasonic.
- Fabrication à intégration verticale (wafer, cellule et module)

3 Moins de dégradation sur le terrain

Des données réelles sur 12 ans qui prouvent la fiabilité et la stabilité des performances.

Installation : mars 2004
Site : Gloucestershire (Royaume-Uni)
Module : 330-1.025C
Tendance système : 1,00 kWc
Inclinaison : 45°
Orientation : Sud-Ouest

2 Pourcentage de réclamations le plus bas

Taux de défaillance inférieure à 0,0035 % après plus de 10 années d'expérience en Europe (janvier 2017)

4 Contrôles par des tiers

- Test du cycle de vie (essai séquentiel à long terme) par TÜV Rheinland (test sur le modèle VBHN240SE10)
- Aucune dégradation induite par le potentiel (PID) (test par l'Institut Fraunhofer)

HIT® est une marque déposée de Panasonic Group.

Annexe 1 : Fiche technique – module Sanyo HIT (suite)



Caractéristiques électriques et mécaniques
N330/N325



Données électriques (à STC)

	VB-N330S47	VB-N325S47
Puissance maximale (Pmax) [W]	330	325
Tension de crête max. (Umpp) [V]	58,0	57,6
Courant de crête max. (Impp) [A]	5,70	5,65
Tension à vide (Uoc) [V]	69,7	69,6
Courant de court-circuit (Icc) [A]	6,07	6,03
Protection max. par surintensité Inverse [A]	15	15
Tolérance de puissance de sortie [%] *	+10/-0	+10/-0
Tension maximale du système [V]	1000	1000
Rendement module [%]	19,7	19,4

Notes: conditions standard de test (STC); masse d'air 1,5; ensoleillement: 1000W/m²; temp. de cellule = 25°C.
* Tous les modules fabriqués par les Équipements Panasonic ont une tolérance positive de la puissance.

Caractéristiques de température

	44,0	44,0
Température (NOCT) [°C]		
Coefficient de temp. de Pmax [%/°C]	-0,258	-0,258
Coefficient de temp. de Uoc [V/°C]	-0,164	-0,164
Coefficient de temp. de Icc [mA/°C]	3,34	3,32

En NOCT (Normal Operating Conditions)

	251,9	249,3
Puissance maximale (Pmax) [W]		
Tension de crête max. (Umpp) [V]	56,3	56,1
Courant de crête max. (Impp) [A]	4,54	4,52
Tension à vide (Uoc) [V]	65,8	65,9
Courant de court circuit (Icc) [A]	4,89	4,88

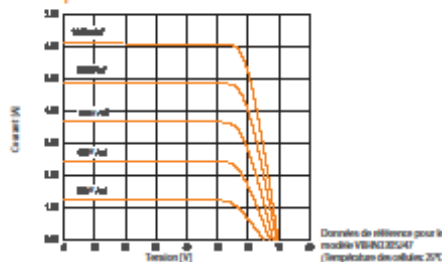
Notes: température nominale d'utilisation des cellules; masse d'air 1,5; ensoleillement 800W/m²; température de l'air 20°C; vitesse du vent 1m/s.

A faible ensoleillement (20%)

	63,5	62,3
Puissance maximale (Pmax) [W]		
Tension de crête max. (Umpp) [V]	57,0	56,4
Courant de crête max. (Impp) [A]	1,12	1,11
Tension à vide (Uoc) [V]	65,6	65,3
Courant de court circuit (Icc) [A]	1,22	1,21

Notes: faible ensoleillement; masse d'air 1,5; ensoleillement 200W/m²; température de la cellule 25°C.

Sensibilité spectrale

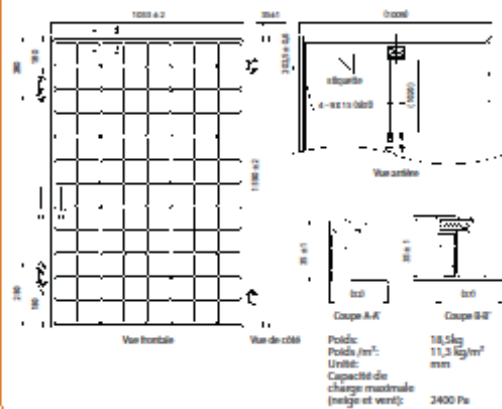


ATTENTION! Veuillez lire attentivement les instructions de montage avant la mise en oeuvre des produits.

Les appareils électriques et électroniques usagés, doivent être séparés des ordures ménagères. Afin de permettre le traitement, la valorisation et le recyclage adéquats des appareils usagés, veuillez les apporter à l'un des points de collecte prévus, conformément à la législation nationale en vigueur.



Dimensions et poids



Garantie

Performance: 10 ans (90% de Pmin)
25 ans (80% de Pmin)
Produit: 25 ans (l'inscription est nécessaire sur www.eu-solar.panasonic.net, sinon 15 ans s'appliquent selon le document de garantie)

Matériaux

Cellule: cellules solaires 5 pouces
Verre: verre trempé AR
Cadre: aluminium anodisé noir
Type de connecteurs: SMK (compatible MC4)

Certificats

CLASS UNO
By TÜV Rheinland
UNI 8457
UNI 9174
UNI 9177



Veuillez contacter votre revendeur local pour toute information complémentaire

Panasonic Eco Solutions Europe
Panasonic Electric Works Europe AG

Robert-Koch-Strasse 100,
85127 Olching, Germany
Tel: +49 89 4624-1000
Fax: +49 89 4624-2111
info.europe.panasonic.com



All Rights Reserved © 2016/COMPONENT Panasonic Electric Works Europe AG
Spécifications susceptibles de changer sans préavis.
05/2017

Annexe 2 : Fiche technique – module Sunpower


SUNPOWER®

SunPower Série X : X22-360

Panneau SunPower® pour les particuliers

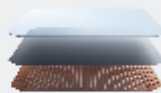
Les panneaux photovoltaïques SunPower de la Série X combinent durabilité, rendement élevé et la meilleure garantie disponible sur le marché - permettant de produire et d'économiser plus à long terme. ^{1,2}


Puissance maximum. Design minimaliste.

Son rendement à la pointe de la technologie solaire offre plus de puissance à surface égale qu'un panneau standard et plus d'économies. Vous produisez plus avec moins de panneaux.


Plus d'énergie, plus d'économies

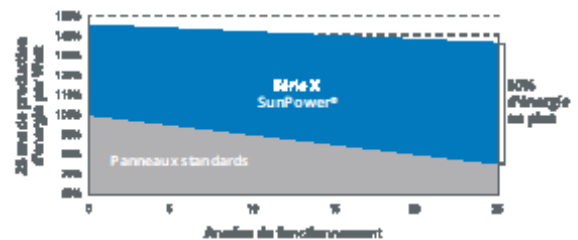
Conçu pour fournir 60% d'énergie de plus qu'un panneau standard à surface égale sur 25 ans en conditions réelles - prenant en compte l'ombrage partiel et les températures élevées. ²

Fondamentalement différent. Et mieux.

La cellule solaire Maxeon® de SunPower

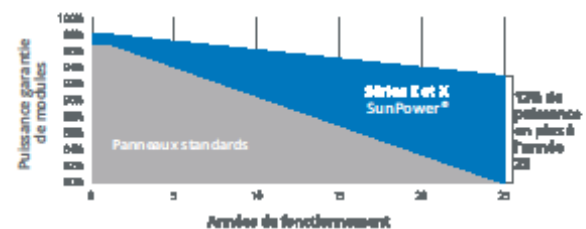
- Un rendement exceptionnel ²
- Une fiabilité inégalée ³
- Une meilleure résistance à la corrosion et aux fissures grâce à sa base en cuivre brevetée.


Aussi durables que l'énergie qu'ils produisent

- Classés numéro 1 dans le scorecard de la Silicon Valley Toxics Coalition 2017 ⁴
- Les premiers et seuls panneaux solaires à être certifiés Cradle to Cradle™ argent ⁵
- Les usines de Toulouse et De Vernejoul en France sont certifiées zéro déchets par NSF Sustainability. ⁶


Meilleure fiabilité, meilleure garantie

Avec plus de 25 millions de panneaux déployés dans le monde, la fiabilité exceptionnelle de la technologie SunPower n'est plus à prouver. C'est pour cette raison que nous vous offrons la meilleure garantie combinée couvrant à la fois puissance, produit et services sur 25 ans.



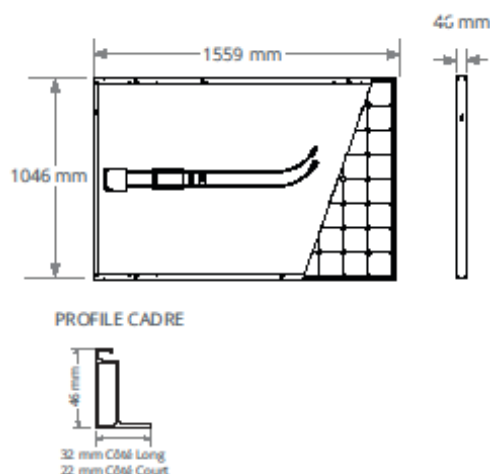
Annexe 2 : Fiche technique – module Sunpower (suite)

Série X : X22-360 Panneau SunPower® pour les particuliers

	SPR-X22-360	SPR-X21-345
Puissance nominale (P _{nom}) ⁷	360 W	345 W
Tolérance (module)	+5/0%	+5/0%
Rendement (module)	22,1%	21,2%
Tension à puissance maximale (V _{mpp})	59,1 V	57,3 V
Courant à puissance maximale (I _{mpp})	6,09 A	6,02 A
Tension en circuit ouvert (V _{oc})	69,5 V	68,2 V
Courant de court-circuit (I _{sc})	6,48 A	6,39 A
Tension maximale du système	1000 V IEC & 600 V UL	
Calibre des fusibles série	15 A	
Coef. Temp. Puissance (P _{mpp})	-0,29% / °C	
Coef. Temp. Tension (V _{oc})	-167,4 mV / °C	
Coef. Temp. Courant (I _{sc})	2,9 mA / °C	

Température	-40° C à +85° C
Résistance à l'impact	25 mm de diamètre à 23 m/s
Apparence	Classe A+
Cellules	96 Cellules monocristallines Maxeon Gén. III
Verre trempé	Verre trempé haute transmission avec couche antireflet
Boîtier de connexion	Classé IP-65, MC4
Poids	18,6 kg
Charge maximale	Vent : 2400 Pa, 244 kg/m ² avant et arrière Neige : 5400 Pa, 550 kg/m ² avant
Cadre	Anodisé noir de classe 1

Tests Standards ⁸	IEC 61215, IEC 61730, UL1703 (Classe Feu de type 2)
Certification Qualité management	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Conforme aux règles HSE	RoHS, OHSAS 18001:2007, sans plomb, recyclage ou PV Cycle, REACH SVHC-163
Gestion durable	Certifié Cradle to Cradle™ Argent. Vérifié "Zéro Déchet" par NFS Sustainability.
Test à l'ammoniaque	IEC 62716
Test au sable	10.1109/PVSC.2013.6744437
Test aux environnements salins	IEC 61701 (Sévérité maximum)
Test PID	1000 V : IEC 62804, PVEL durée : 600 h.
Autres Tests	TUV, UL, MCS, FSEC, CEC



PROFILE CADRE

1 Comparaison entre les modules SunPower 360W et les modules conventionnels de 260W, 1.6m² env., 15% de rendement, 4% d'énergie en plus par watt, (basé sur le fichier PAN de PVsyst), 0.75%/an de dégradation en moins (Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," Livre blanc SunPower, 2013).

2 Basé sur une recherche de fiche produit du Top 10 des fabricants d'après l'HS, de Janv. 2017.

3 Numéro 1 au classement du "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3". PVTech Power Magazine, 2015. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," Livre Blanc SunPower, 2013.

4 SunPower est classé numéro 1 dans le scorecard solaire de la Silicon Valley Toxics Coalition.

5 La Certification Cradle to Cradle est un programme de certification multi-attributs qui évalue les produits et matériaux pour la sécurité de la santé humaine et environnementale, la conception pour les cycles d'utilisation futurs et la fabrication durable.

6 99 % des déchets générés par les usines SunPower de Toulouse et De Vernejoul en France et de Mexicali au Mexique sont détournés de la mise en décharge, valant ainsi aux usines le label « landfill-free verification » [littéralement : vérification zéro déchet] attribué par l'organisme NSF Sustainability, une division de l'organisation mondiale de la santé publique NSF International.

7 Conditions de Test Standard (1000 W/m² d'irradiance, AM 1.5, 25° C). Le module utilisé pour la calibration standard de NREL, utilise une méthodologie SOMS pour la valeur de courant et une méthodologie LACCS pour la tension et le FF.

8 Classe feu de type 2 selon l'UL 1703:2013, Classe de type C selon UL1703:2002.

Visitez la page www.sunpower.fr/company pour plus d'informations.

Les spécifications fournies dans ce document sont susceptibles d'être modifiées sans préavis.

©2018 SunPower Corporation. Tous droits réservés. SUNPOWER, le logo SUNPOWER et MAXEON sont des marques commerciales ou déposées de SunPower Corporation. Cradle to Cradle Certified™ est une marque de certification sous licence du Cradle to Cradle Products Innovation Institute. Toutes les autres marques sont les propriétés de leurs exploitants respectifs.


France : 0 805 090 808 | Belgique : 0800 786 35

527767 REV A / A4_FR

sunpower.fr

Annexe 3 : Fiche technique – module Soluxtec




En












SOLUXTEC

Quality made in Germany











100% Made in Germany

DAS MODUL POLY SERIE

 <p>20 years warranty</p>	 <p>100% EL Quality Control</p>	 <p>Self Stackable Frame & water drainage</p>
 <p>5bb Multi Cells</p>	 <p>25 year linear Performance Guarantee</p>	 <p>Excellent thermal properties</p>
 <p>Easy to handle</p>	 <p>5400 load charge capacity</p>	 <p>Positive sorting 0 / + 4,99 Wp</p>

DMP270-285

SOLUXTEC GmbH, Ihr Deutscher Photovoltaik Hersteller

This data sheet complies with the requirement of EN 50381. Soluxtec GmbH reserves the right to make specification changes without prior notice. (2019)

Annexe 3 : Fiche technique – module Soluxtec (suite)

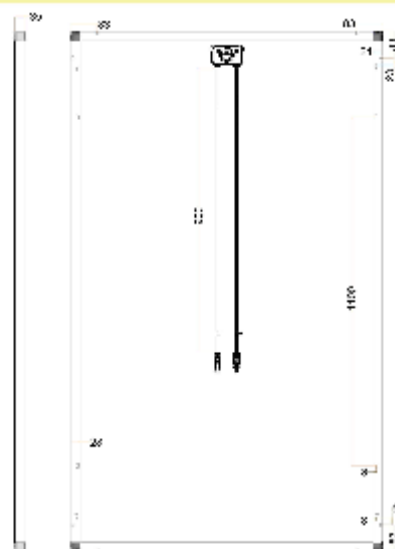
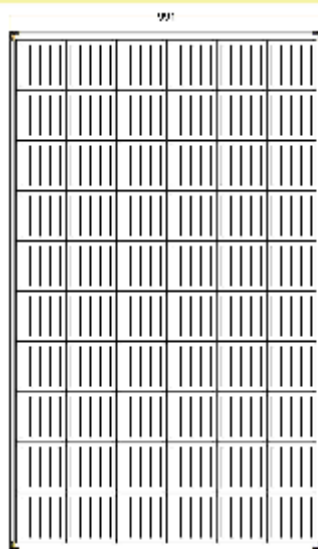


DAS MODUL POLY SERIE FR60

ELECTRICAL PARAMETERS UNDER STC CONDITIONS

TYPE	DMP270	DMP275	DMP280	DMP285
Maximum PowerPoint (Wp)	270	275	280	285
Open Circuit Voltage (Voc)	38,15	38,37	38,61	38,80
Short Circuit Current (Isc)	9,10	9,21	9,32	9,42
Maximum Power Voltage (Vmpp)	31,13	31,32	31,61	31,82
Maximum Power Current (Impp)	8,70	8,80	8,88	8,96
Module Efficiency (%)	18,70	17,00	17,30	17,60
Power Tolerance (Wp)	0 - 4,99 Wp			
Temperature coefficient TC Isc	+ 0,058 %/°C			
Temperature coefficient TC Voc	- 0,320 %/°C			
Temperature coefficient TC Pmpp	- 0,400 %/°C			

MECHANICAL SPECIFICATIONS



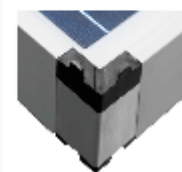
Dimensions	1640 x 991 x 35 mm
Weight	15 kg +/- 3 %
Cell	60 poly Sbb
Junction Box	IP67, 3 diodes potted
Connectors	MC4 original
Cables	2 x 900 mm
Solar Glass	3,2 mm tempered

Packaging

Per Pallet 30 modules

Per Truck 32 pallets

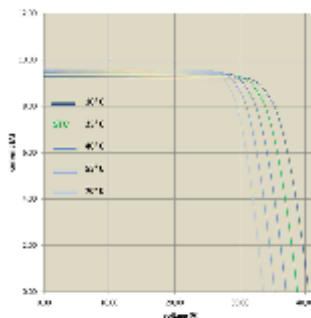
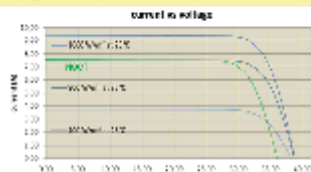
Exclusive eco friendly stacking solution :



water drainage

self-stacking solution
no more recycling waste.

CURVES CHARACTERISTICS



ELECTRICAL PARAMETERS UNDER NOCT CONDITIONS

Type	Pmpp	Voc	Isc	Vmpp	Impp
DMP270	200	35,35	7,29	25,70	5,97
DMP275	204	35,55	7,38	25,94	7,05
DMP280	207	35,80	7,46	29,17	7,11
DMP285	210	35,98	7,54	29,38	7,17

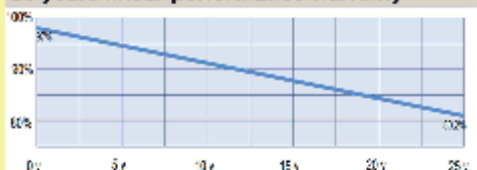
OPERATING CONDITIONS

Max. Operating Voltage	1000 Vcc
Application Class	Class A
Operating T° range	-40°C...+55°C
Max. Reverse Current	16 A
STC	25°C +/- 2°C
NOCT	45°C +/- 2°C
Max Load Front	5400 Pa
Max Load Back	2400 Pa

WARRANTIES

20 years product warranty

25 years linear performance warranty



CERTIFICATIONS

IEC 61215, EN 61730, IEC 61701, LVD 2014/35/EU, EMC 2014/30/EU, INMETRO

Tel: +49 6561 6137 265

Soluxtec GmbH, Werner Von Siemens strasse 25, 54634 Bitburg
Fax: +49 6561 6940 521

@: info@soluxtec.de

Web: www.soluxtec.eu

Annexe 4 : Modèle de devis type

Coordonnées de l'entreprise :							
N° d'entreprise :							
Coordonnées du client :					Date :		
Coordonnées du chantier :							
Validité de l'offre :					TVA		
N°	Désignation	Marque	Référence	U	Qté	PU tva	PU TVAC
	Module photovoltaïque			p			
	Onduleur 1			p			
	Onduleur 2			p			
	Onduleur 3			p			
	Crochet de toiture tuile			p			
	Crochet de toiture ardoise			p			
	Tirefond			p			
	Rail longueur 5 m			p			
	Clame de prolongation			p			
	Boulon fixation crochet-rail			p			
	Boulon fixation rail-clame			p			
	Clame terminale			p			
	Clame intermédiaire			p			
	Câble S1ZZ-F 6 mm ²			m			
	Compteur vert mono			p			
	Compteur vert tétra			p			
	Disjoncteur 2px 16A			p			
	Disjoncteur 3px 20A			p			
	Disjoncteur tétra 3p+Nx 20A			p			
	Coffret 18 mod.			p			
	Câble xvb 3g 2,5			m			
	Câble xvb 5g 2,5			m			
	Main d'œuvre			h			
	Réception			fft			
Options							
	Extension de garantie			fft			
	Supervision			p			
Conditions de paiement :		Acompte (max. 20% TTC)		Total			
		20 % TTC à l'ouverture du chantier					
		30 % TTC à la clôture du chantier					
		20 % TTC à la réception définitive					