

## Présentation d'un système autonome (isolé ou off grid)

Un système photovoltaïque isolé (autonome), également appelé système solaire hors réseau, est un système de production d'énergie autonome qui fonctionne indépendamment du réseau électrique. Il utilise des panneaux solaires pour convertir la lumière du soleil en électricité, qui est ensuite stockée dans un dispositif de stockage (généralement des batteries solaires) pour être utilisée lorsque le soleil ne brille pas (durant la nuit). Ce type de système est couramment utilisé dans les zones reculées où il n'y a pas d'accès au réseau, ou dans les situations où l'alimentation électrique du réseau est peu fiable ou coûteuse.

Les composants d'un système PV autonome sont :

- 1- Panneaux photovoltaïques.
- 2- Batteries solaire de stockage.
- 3- Régulateur de charge (avec ou sans onduleur).
- 4- Régulateur de charge et les Accessoires (câble, protection)
- 5- Charges (DC , AC)

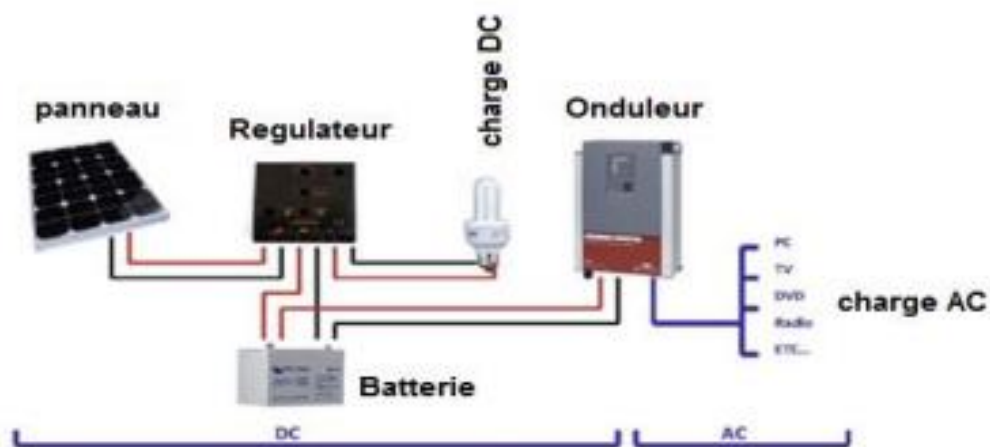


Figure 1 : structure générale d'un système PV autonome avec batterie.

## Dimensionnement d'un système autonome

« Dimensionner », c'est déterminer ou calculer la « taille », les caractéristiques optimales de chaque élément d'un système dont on connaît la configuration (structure et composants) tout en considérant les conditions climatiques (ensoleillement) du lieu.

Dans tout dimensionnement de système photovoltaïque autonome, il est impératif de se baser sur la **ressource solaire la plus faible** de l'année. En effet, le système doit garantir la couverture des besoins même pendant le mois où l'ensoleillement est minimal. Les données fournies (tableau des rayonnements horaires) permettent de déterminer ce mois critique.

## Dimensionnement d'un système autonome avec batterie :

### 1. Évaluation des besoins en énergie de la charge.

La méthode la plus utilisée pour l'estimation des besoins de puissance et d'énergie, consiste à recenser les différents appareils électriques et leur durée d'utilisation. C'est ainsi que, nous avons effectué ce tableau pour un client.

| Appareils                   | Nombre | Puissance unitaire (W) | Temps ou durée d'utilisation (h/JOUR) | Puissances (W) = Puissance unitaire (W) x Nombre | Energies (Wh) = P (W) x Temps d'utilisation (h/JOUR) |
|-----------------------------|--------|------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| Lampes                      | 12     | 20                     | 08                                    | 240                                              | 1920                                                 |
| Ventilateurs                | 6      | 50                     | 12                                    | 300                                              | 3600                                                 |
| Télévisions                 | 2      | 120                    | 8                                     | 240                                              | 1920                                                 |
| Congélateur                 | 01     | 110                    | 08                                    | 110                                              | 880                                                  |
| Ordinateurs                 | 4      | 45                     | 02                                    | 180                                              | 360                                                  |
| Mixeur                      | 01     | 200                    | 0.25                                  | 200                                              | 50                                                   |
| Autres                      | 10     | 20                     | 2                                     | 200                                              | 400                                                  |
| <b>Total (Ec/j) ou (Bj)</b> |        |                        |                                       | <b>1470 Wh</b>                                   | <b>9130 Wh/j</b>                                     |

A partir de ce tableau, on note que la puissance totale de tous les récepteurs du client est de 1470 W et le besoin énergétique journalier de la charge est estimé à 9130Wh/j. Il convient alors de produire d'avantage d'énergie pour avoir une consommation suffisante (nous allons considérer ce besoin à 9130 Wh dans nos calculs). Cette énergie produite notée est fonction du besoin énergétique et **d'un coefficient (k)** prenant en compte l'incertitude météorologique, l'inclinaison non corrigée des modules et le non optimalité du point de fonctionnement des modules.

### I. Évaluation du rayonnement PV (potentiel énergétique PV) journalier du lieu

L'intensité du rayonnement global journalier varie selon les conditions climatiques (ciel claire, nuageux, poussiéreux) et le selon le temps du jour (jour ou nuit). Généralement, on calcule le rayonnement moyen par mètre carré ( $m^2$  par jour) du jour le moins ensoleillé de l'année qui est la somme des rayonnements horaires. A partir de ce potentiel mesuré nous allons effectuer un dimensionnement.

- Identification du mois le plus défavorable

Le tableau 1 donne l'irradiation horaire ( $Wh/m^2$ ) pour chaque mois de l'année, de 6h à 19h. Le calcul de l'énergie totale journalière par mois est résumé ci-dessous.

Tableau.1: distribution du rayonnement global horaire ( $Wh/m^2$ ) reçu sur un plan horizontal

| Mois      | Temps (heurs) |     |     |     |     |     |      |      |      |     |     |     |     |    |
|-----------|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-----|-----|-----|-----|----|
|           | 6             | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12   | 13   | 14   | 15  | 16  | 17  | 18  | 19 |
| Janvier   | 0             | 0   | 30  | 209 | 404 | 563 | 656  | 682  | 642  | 535 | 373 | 157 | 20  | 0  |
| Février   | 0             | 0   | 77  | 288 | 499 | 657 | 758  | 785  | 763  | 653 | 492 | 290 | 74  | 0  |
| Mars      | 0             | 15  | 162 | 394 | 602 | 759 | 858  | 879  | 827  | 688 | 502 | 336 | 125 | 0  |
| Avril     | 0             | 110 | 346 | 573 | 776 | 906 | 979  | 1001 | 952  | 841 | 673 | 438 | 160 | 16 |
| Mai       | 21            | 180 | 408 | 629 | 807 | 931 | 1008 | 1019 | 1000 | 891 | 718 | 508 | 280 | 76 |
| Juin      | 47            | 199 | 413 | 636 | 828 | 958 | 1019 | 1032 | 982  | 870 | 703 | 491 | 284 | 82 |
| Juillet   | 14            | 110 | 349 | 569 | 747 | 885 | 951  | 953  | 939  | 843 | 676 | 476 | 265 | 79 |
| Aout      | 0             | 105 | 321 | 544 | 730 | 869 | 946  | 976  | 926  | 838 | 671 | 467 | 240 | 52 |
| Septembre | 0             | 58  | 245 | 466 | 653 | 789 | 847  | 851  | 804  | 705 | 511 | 279 | 93  | 0  |
| Octobre   | 0             | 31  | 215 | 440 | 628 | 771 | 852  | 847  | 777  | 645 | 470 | 242 | 35  | 0  |
| Novembre  | 0             | 0   | 131 | 337 | 522 | 649 | 721  | 721  | 657  | 527 | 330 | 131 | 0   | 0  |
| Décembre  | 0             | 0   | 53  | 240 | 418 | 548 | 623  | 622  | 570  | 451 | 285 | 91  | 0   | 0  |

Tableau 2. Irradiation globale journalière (Wh/m<sup>2</sup>/jour)

| Mois    | Irradiation (Wh/m <sup>2</sup> /j) | Mois      | Irradiation (Wh/m <sup>2</sup> /j) |
|---------|------------------------------------|-----------|------------------------------------|
| Janvier | 4271                               | Juillet   | 7856                               |
| Février | 5336                               | Août      | 7685                               |
| Mars    | 6147                               | Septembre | 6301                               |
| Avril   | 7771                               | Octobre   | 5953                               |
| Mai     | 8476                               | Novembre  | 4726                               |
| Juin    | 8544                               | Décembre  | 3901                               |

Le mois de décembre présente la plus faible irradiation journalière : 3,90 kWh/m<sup>2</sup>/j (valeur arrondie à 3,9 pour les calculs). C'est donc la référence pour un dimensionnement fiable.

## II. Dimensionnement des modules photovoltaïques

### a) Energie à produire Ep par le champ photovoltaïque

Les pertes globales (modules, batteries, câbles, régulateur, onduleur) sont prises en compte par un facteur K=0,6 (valeur classique pour une installation de qualité).

Désigné par la formule suivante :

$$Ep = \frac{\text{Besoin journalier}}{K} = \frac{Ec/j}{K}$$

$$Ep = \frac{9130 \text{ Wh}}{0.6} = 15216.66 \text{ Wh} \approx 15217 \text{ Wh}$$

Les pertes globales (modules, batteries, câbles, régulateur, onduleur) sont prises en compte par un facteur K=0,6 (valeur classique pour une installation de qualité).

### b) Puissance crête totale du champ photovoltaïque

Le calcul du nombre de module (panneaux) N<sub>P</sub> dépend de la puissance crête (P<sub>C</sub>) du champ et des caractéristiques de fabrication du type de module utilisé.

La puissance crête totale du champ photovoltaïque dépend de l'ensoleillement (Ens) quotidienne du lieu d'utilisation.

L'ensoleillement minimal (décembre) est Ens=3,9 kWh/m<sup>2</sup>/j.

La formule de base pour la détermination de la puissance crête ( $P_c$ ) nécessaire pour un système photovoltaïque est donnée comme suit :

$$P_c = \frac{\text{Energie à produire}}{\text{Ensoleillement}}$$

La puissance crête totale du champ est :

$$P_c = \frac{15217}{3,9} = 3902 \text{ Wc (Wc : Watts Crêtes)}.$$

### c) Détermination du nombre de modules à installer

Le nombre de panneaux photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête ( $P_c$ ) du générateur. Ainsi, pour calculer le nombre de panneaux ( $N_p$ ) nécessaire, il suffit de faire le rapport entre la puissance du champ requis (puissance crête) et la puissance unitaire ( $P_u$ ) indiquée sur la fiche technique du module.

$$N_p = \frac{\text{Puissance crête}}{\text{puissance unitaire du panneau}}$$

$$N_p = \frac{3902}{350} \approx 11.15 \Rightarrow 12 \text{ Panneaux photovoltaïques}$$

La puissance crête réelle devient  $12 \times 350 = 4200 \text{ Wc}$ . Ce léger surdimensionnement (environ 6%) est recommandé pour compenser la poussière, le vieillissement, etc.

## 2. Choix de la tension de fonctionnement

La tension du champ photovoltaïque dépend du type d'application, de la puissance photovoltaïque du système de la disponibilité des matériels (modules et récepteur). Elle est choisie généralement en fonction de la puissance crête du système et la structure du contrôleur de charge (TOR tout ou Rien, PWM ou MPPT). Le tableau 1 indique les valeurs de tension recommandées en fonction de la puissance crête de chaque installation avec un régulateur ou structure de type TOR. Le tableau 1 indique les valeurs de tension recommandées en fonction de la puissance crête de chaque installation.

Tableau 1 : Les tensions recommandées pour les systèmes photovoltaïques à chaque intervalle de puissance crête

| Tension recommandée (V DC) | Puissance crête (Wc) |
|----------------------------|----------------------|
| 12                         | < 500                |
| 24                         | 500 – 2 000          |
| 48                         | > 2 000              |

Les résultats obtenus sur le tableau 2 montrent que la puissance crête de notre client est supérieure à 2 kWc. En tenant compte des seuils recommandés, nous choisissons une tension fixée à 48 V (DC) pour notre installation solaire.

Notre installation a une puissance crête de **4 200 Wc**, largement supérieure à 2 kWc. Par conséquent, la tension nominale du système doit être **48 V** (courant continu). Cette tension réduit l'intensité du courant et donc les pertes par effet Joule dans les câbles.

### 3. Dimensionnement du parc de batteries

Les batteries servent à stocker le surplus d'énergie produite en journée par l'installation PV pour le réutiliser lorsque le soleil est voilé. Le système de charge mis en place permet de recharger les batteries à partir de l'énergie produite par les PV si celle-ci est suffisante ou à partir de l'énergie provenant du réseau public. Une batterie est caractérisée par deux grandeurs que sont sa tension (en Volt) et sa capacité (en Ampère heure). Le dimensionnement se déroule généralement en quatre étapes.

**D'abord, il faut déterminer le nombre de jour ( $N_j$ ) d'autonomie. Le chiffre retenu dépend des conditions météorologiques de chaque région. On choisit par exemple un nombre de jour d'autonomie de 3 jours.**

Ensuite, la profondeur de décharge ( $D_p$ ) maximale des batteries doit être prise en compte. En effet, pour une meilleure durée de vie des batteries, elles ne doivent pas se décharger complètement. Pour cela, un seuil fixé de profondeur maximal de décharge est nécessaire. En générale cette profondeur varie de 50% à 80%.

- **Rendement des batteries dans un système autonome :**

Le rendement d'une batterie, noté  $\eta_{bat}$ , est le rapport entre l'énergie restituée lors de la décharge et l'énergie absorbée lors de la charge. Il n'est jamais de 100 % en raison des pertes internes (effet Joule, réactions chimiques secondaires, auto-décharge). Dans un système photovoltaïque isolé, ce rendement influence directement le dimensionnement du champ PV et de la capacité de stockage.

| Technologie                     | Rendement ( $\eta_{bat}$ ) | Profondeur de décharge max (DoD) | Durée de vie (cycles) |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------|
| Plomb ouvert (OPzS)             | 70–75 %                    | 80 %                             | 1500–2000             |
| Plomb AGM/Gel                   | 80–85 %                    | 50–60 %                          | 800–1200              |
| Lithium Fer Phosphate (LiFePO4) | 92–98 %                    | 90–95 %                          | 4000–6000             |

Après, il y a l'étape de la détermination de la capacité de stockage  $C_s$  (Ah) de la batterie qui se calcule selon la formule suivante :

$$C_s = \frac{B_j \times N_j}{D_p \times U} = \frac{E_{c/j} \times N_j}{D_p \times U}$$

$B_j$  : Besoin journalier de la charge

$N_j$  : Nombre de jour d'autonomie,

$D_p$ : la profondeur de décharge maximale (pour les batteries en plomb est de 80% ou 0.8).

$U$  : tension de la batterie (12V)

Nous adoptons les hypothèses suivantes :

- **Nombre de jours d'autonomie** :  $N_j=3$  jours (couverture sans soleil).
- **Profondeur de décharge maximale** (pour batteries au plomb-AGM) :  $D_p=0,6$  (60 %).
- **Tension de la batterie** :  $U=48$  V.

La capacité en ampères-heures nécessaire est :

$$C_s = \frac{E_c / j \times N_j}{D_p \times U} = \frac{9130 \times 3}{0,6 \times 48} = 951 \text{ Ah}$$

Soit une capacité requise de **951 Ah** sous 48 V.

Choisissons des batteries individuelles de **12 V – 200 Ah** (type AGM). Pour obtenir 48 V, on monte 4 batteries en série. Pour atteindre 951 Ah, on doit mettre plusieurs chaînes série en parallèle :

$$\text{Nombre de chaines} = \frac{951}{200} = 4,75 \Rightarrow 5$$

Chaque chaîne comporte 5 batteries. Le nombre total de batteries est :

$$N_{bat} = 5 \times 4 = 20 \text{ batteries (12V/200Ah)}$$

La capacité réelle du parc est  $5 \times 200 = 1000$  Ah sous 48 V, ce qui donne une autonomie effective de :

$$\frac{1000 \times 0,6 \times 48}{9130} \approx 3,15 \text{ jours}$$

Cette valeur est parfaitement acceptable.

#### **4. Dimensionnement des câbles de raccordement :**

Dans un système photovoltaïque, les câbles doivent être soigneusement choisis pour éviter des pertes de puissance trop importantes.

Les principaux critères de choix de câblage sont :

- Résistance aux rayons solaires forts (U.V) et aux intempéries.
- Section des câbles afin d'éviter une chute de tension importante (meilleur rendement du système).
- Le diamètre des câbles pour un système photovoltaïque à courant continu plus important qu'un système à courant alternatif.

➤ **Entre les panneaux et le régulateur, pour une distance donnée :**



La formule pour calculer une section de câble pour éviter les pertes est

- $S = \frac{\rho \times L \times I}{PT}$
- S (mm<sup>2</sup>) : Section du conducteur
- $\rho$  (Ω) : Résistivité du conducteur (0,017 Ω pour le cuivre et 0,019 Ω L'aluminium à 50°C)
- L (m) = Longueur allé + retour du conducteur
- I (A) : Intensité (ici l'intensité des panneaux multipliés par le nombre de parallèle).
- PT (V) : Perte de tension acceptée au niveau des câbles (1% de la tension)

( La tension des panneaux  $\times$  le nombre de série(s))  $\times$  0,01 )

Dans notre cas on a :

$$AN : S = 0.019 \times (20 \times 2) \times (10.81 \times 5) / 41.19 \times 5 \times 0.01$$

$$S = 16 \text{ mm}^2$$

- **Entre le régulateur et les batteries, pour une distance de donnée :**

La formule pour calculer une section de câble pour éviter les pertes est :

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{\Delta U}$$

- S (mm<sup>2</sup>) : Section du conducteur
- $\rho$  (Ω) : Résistivité du conducteur (0,017 Ω pour le cuivre et 0,019 Ω pour l'aluminium à 50°C)
- L (m) : Longueur allé + retour du conducteur
- I (A) : L'intensité (ici la puissance des panneaux / la tension des batteries)
- PT (V) : Perte de tension acceptée au niveau des câbles (1% de la tension) La tension des batteries soit  $48V \times 0.01$

Dans ce cas, on a :

#### a) Courant maximal côté panneaux

Le courant maximal (à puissance crête) est :

$$I_{max} = \frac{P_c}{U_{bat}} = \frac{4200}{48} = 87,5A$$

Pour éviter des sections trop importantes, on répartit les 12 panneaux en **3 strings parallèles** de 4 panneaux en série chacun. Chaque string débite :

$$I_{string} = \frac{87,5}{3} \approx 29,2A$$

La tension de chaque string (au point de puissance max) est d'environ  $4 \times 30 \text{ V} = 120 \text{ V}$ , ce qui convient à un régulateur MPPT.

**b) Câble entre panneaux et régulateur (par string)**

- Longueur aller-retour :  $L = 40 \text{ m}$  (20 m aller + 20 m retour).
- Chute de tension maximale autorisée : 1 % de  $48 \text{ V} = 0,48 \text{ V}$ .

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{0,48} = \frac{0,019 \times 40 \times 29,2}{0,48} = 46,2 \text{ mm}^2 \Rightarrow 50 \text{ mm}^2$$

On choisit une section commerciale de **50 mm<sup>2</sup>** par string. Le câble principal après le combinage (87,5 A sur une courte distance de 5 m aller-retour) aura une section de :

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{0,48} = \frac{0,019 \times 5 \times 87,5}{0,48} = 17,3 \text{ mm}^2 \Rightarrow 25 \text{ mm}^2$$

**c) Câble entre régulateur et batteries**

- Longueur aller-retour :  $L = 4 \text{ m}$  (2 m + 2 m).
- Courant : 87,5 A.

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{0,48} = \frac{0,019 \times 4 \times 87,5}{0,48} = 13,85 \text{ mm}^2 \Rightarrow 16 \text{ mm}^2$$

On retient **16 mm<sup>2</sup>** (cuivre).

**5. Choix du régulateur**

Le choix d'un régulateur solaire dépend exclusivement de deux éléments principaux : la tension entre les panneaux photovoltaïques et les batteries d'un côté, et l'intensité maximale du régulateur de l'autre. Pour le premier critère, le régulateur doit en général accepter une tension de 12, de 24 ou de 48 volts. À vrai dire, le contrôle de charge, quel que soit le modèle ou la marque, peut accepter des plages de tension approximativement large. En ce qui concerne le second critère, c'est-à-dire l'intensité maximale du régulateur, sachez que celle-ci doit être largement supérieure à l'intensité de surcharge ou du court-circuit du **panneau solaire** auquel le contrôle de charge est relié. Pour information, cette donnée essentielle se trouve indiquer sur la notice des panneaux. Ainsi, comme prudence est mère de sûreté, il vous

est alors recommandé de prendre une marge de sécurité dans l'ordre de 10 à 20 % lorsque vient le moment où vous devriez choisir votre régulateur de charge solaire.

Pour notre cas de travail Le régulateur doit être de type **MPPT** (Maximum Power Point Tracking) pour extraire le maximum de puissance même par faible ensoleillement. Ses caractéristiques minimales sont :

- Tension batterie : 48 V.
- Courant de sortie : au moins  $87,5 \times 1,2 = 105$  A (marge de 20 %). On choisit un modèle **100 A** ou **120 A** selon disponibilité.
- Tension d'entrée PV : doit supporter la tension à vide des 4 panneaux en série (environ  $4 \times 37$  V = 148 V) – on prend une marge à **150 V** minimum.

Nous sélectionnons un **régulateur MPPT 48 V – 100 A**.

### 6. Choix de l'onduleur

Il s'agit simplement de trouver le meilleur couple « tension/intensité » pour délivrer la plus forte puissance selon la formule suivante :  $P (W) = U (V) \times I (A)$ . De ce fait, un onduleur est souvent sous-dimensionné par rapport à la puissance crête des panneaux avec un facteur allant de 0.8 à 1.

On pourrait aussi utiliser un onduleur hybride qui est une partie importante du système d'alimentation solaire hors réseau. La fonction principale d'un système solaire inverseur hybride est de convertir le courant continu généré par le panneau solaire en courant alternatif et de l'alimenter en charges.

L'onduleur solaire hybride est un onduleur hybride solaire MPPT, qui est un onduleur haut fréquence à ondes sinusoïdales avec un contrôleur MPPT à haut rendement intégré.

Pour notre cas de travail L'onduleur doit alimenter les charges alternatives. La puissance totale des récepteurs est de 1470 W. Il faut ajouter une marge pour les courants de démarrage (congélateur, mixeur). On retient un **onduleur à onde sinusoïdale pure** de **2000 VA / 1600 W** continu, avec entrée 48 V DC et sortie 230 V / 50 Hz. Un modèle hybride (onduleur-chargeur) est recommandé pour faciliter l'intégration d'une source d'appoint éventuelle.

**Récapitulatif du dimensionnement (mois de décembre – tension 48 V)**

| Composant                | Caractéristique                                                                                                 |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Panneaux photovoltaïques | 12 modules $\times$ 350 Wc $\rightarrow$ <b>4,2 kWc</b>                                                         |
| Batteries                | 20 $\times$ 12 V / 200 Ah $\rightarrow$ parc <b>48 V – 1000 Ah</b>                                              |
| Régulateur               | MPPT <b>48 V – 100 A</b>                                                                                        |
| Onduleur                 | <b>2000 VA</b> – sinusoïdal pur – entrée 48 V DC                                                                |
| Câblage                  | Strings : 50 mm <sup>2</sup> ; régulateur-batteries : 16 mm <sup>2</sup> ;<br>tronc commun : 25 mm <sup>2</sup> |

Ce dimensionnement garantit la couverture du besoin journalier de **9,13 kWh** même pendant le mois de décembre, avec une autonomie de **3,3 jours**. Il respecte parfaitement la recommandation du tableau qui impose une tension de **48 V** pour les puissances crête supérieures à 2 kWc.

**Remarque:**

Le choix de la tension du système n'est pas anodin. Une tension trop faible (12 V ou 24 V) pour une puissance de 4,2 kWc conduirait à des courants excessifs (350 A sous 12 V !), nécessitant des câbles énormes et générant des pertes inacceptables. Le tableau des tensions recommandées est le fruit d'une optimisation technico-économique ; il doit être impérativement respecté.

**Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome sans batterie**

**Objectif :** déterminer la puissance électrique totale (en W) et l'énergie journalière (en Wh/j) que doit fournir le système photovoltaïque.

**Méthode :** inventorier tous les appareils (moteurs, éclairage, commande), noter leur puissance unitaire, leur nombre, leur durée d'utilisation quotidienne. Calculer :

- Puissance totale =  $\Sigma$  (puissance unitaire  $\times$  nombre)  $\rightarrow$  utile pour dimensionner l'onduleur (puissance instantanée).
- Énergie journalière =  $\Sigma$  (puissance totale  $\times$  durée)  $\rightarrow$  utile pour dimensionner le champ PV (énergie).

**Application :**

| Équipement                    | Nb | Puissance unitaire (W) | Durée (h/j) | Puissance totale (W) | Énergie (Wh/j)     |
|-------------------------------|----|------------------------|-------------|----------------------|--------------------|
| <b>Broyeur</b>                | 1  | 2200                   | 4           | 2200                 | 8800               |
| <b>Tamiseur</b>               | 1  | 400                    | 6           | 400                  | 2400               |
| <b>Trieur</b>                 | 1  | 750                    | 6           | 750                  | 4500               |
| <b>Convoyeurs</b>             | 2  | 300                    | 6           | 600                  | 3600               |
| <b>Ventilation poussières</b> | 1  | 250                    | 8           | 250                  | 2000               |
| <b>Éclairage LED</b>          | 6  | 20                     | 8           | 120                  | 960                |
| <b>Armoire commande</b>       | 1  | 150                    | 8           | 150                  | 1200               |
| <b>Total</b>                  |    |                        |             | <b>4470 W</b>        | <b>23 460 Wh/j</b> |

On retient :

- **Puissance AC maximale simultanée** :  $P_{AC,max}=4470 \text{ W}$
- **Énergie journalière** :  $E_c/j=23\,460 \text{ Wh/j}$  (arrondi à  $23\,500 \text{ Wh/j}$  pour les calculs).

### 1. Détermination de l'énergie solaire disponible (gisement)

**Objectif** : connaître l'irradiation globale journalière ( $\text{kWh/m}^2/\text{j}$ ) et le nombre d'heures de fonctionnement utiles (éclairage  $\geq$  seuil) pour le mois le plus défavorable.

**Méthode** : utiliser des données horaires (comme le tableau I.1 du document). Pour le mois de décembre, on additionne les valeurs horaires pour obtenir l'irradiation journalière. On fixe un seuil minimal (ici  $400 \text{ W/m}^2$ ) et on compte les heures où l'éclairement dépasse ce seuil.

**Application :**

| Mois      | Temps (heurs) |     |     |     |     |     |      |      |      |     |     |     |     |    |
|-----------|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-----|-----|-----|-----|----|
|           | 6             | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12   | 13   | 14   | 15  | 16  | 17  | 18  | 19 |
| Janvier   | 0             | 0   | 30  | 209 | 404 | 563 | 656  | 682  | 642  | 535 | 373 | 157 | 20  | 0  |
| Février   | 0             | 0   | 77  | 288 | 499 | 657 | 758  | 785  | 763  | 653 | 492 | 290 | 74  | 0  |
| Mars      | 0             | 15  | 162 | 394 | 602 | 759 | 858  | 879  | 827  | 688 | 502 | 336 | 125 | 0  |
| Avril     | 0             | 110 | 346 | 573 | 776 | 906 | 979  | 1001 | 952  | 841 | 673 | 438 | 160 | 16 |
| Mai       | 21            | 180 | 408 | 629 | 807 | 931 | 1008 | 1019 | 1000 | 891 | 718 | 508 | 280 | 76 |
| Juin      | 47            | 199 | 413 | 636 | 828 | 958 | 1019 | 1032 | 982  | 870 | 703 | 491 | 284 | 82 |
| Juillet   | 14            | 110 | 349 | 569 | 747 | 885 | 951  | 953  | 939  | 843 | 676 | 476 | 265 | 79 |
| Aout      | 0             | 105 | 321 | 544 | 730 | 869 | 946  | 976  | 926  | 838 | 671 | 467 | 240 | 52 |
| Septembre | 0             | 58  | 245 | 466 | 653 | 789 | 847  | 851  | 804  | 705 | 511 | 279 | 93  | 0  |
| Octobre   | 0             | 31  | 215 | 440 | 628 | 771 | 852  | 847  | 777  | 645 | 470 | 242 | 35  | 0  |
| Novembre  | 0             | 0   | 131 | 337 | 522 | 649 | 721  | 721  | 657  | 527 | 330 | 131 | 0   | 0  |
| Décembre  | 0             | 0   | 53  | 240 | 418 | 548 | 623  | 622  | 570  | 451 | 285 | 91  | 0   | 0  |

D'après le tableau horaire fourni précédemment, en décembre :  
 Heures avec éclairement  $\geq 400 \text{ W/m}^2$  : 10h (418), 11h (548), 12h (623), 13h (622), 14h (570),  
 15h (451). Soit **6 heures** (de 10h à 15h).  
 Irradiation totale =  $418+548+623+622+570+451 = 3\,232 \text{ Wh/m}^2/\text{j} = 3,23 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ .  
 On conserve **Ens = 3,23 kWh/m<sup>2</sup>/j** et **h = 6 heures** utiles.

**2. Prise en compte des pertes de conversion (rendement)**

**Objectif** : relier l'énergie électrique consommée par les charges (AC) à l'énergie que doit produire le champ PV (DC).

**Méthode** : un système sans batterie comprend un régulateur MPPT (convertit le DC du PV en DC bus) et un onduleur (convertit DC bus en AC). Le rendement global  $\eta_{con}$  est le produit des rendements. Valeurs typiques : MPPT  $\approx 0,95$ , onduleur  $\approx 0,90 \rightarrow$

$$\eta_{con} = 0,95 \times 0,90 = 0,855.$$

L'énergie DC nécessaire est

$$E_e = \frac{E_{e/j}}{\eta_{con}}$$

La puissance DC instantanée nécessaire est :

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{con}}$$

**Application :**

$E_e = 23\,500 / 0,855 \approx 27\,485 \text{ Wh/j}$  (on arrondit à 27 500 Wh/j).

Pour la puissance de pointe :  $P_{DC,point} = \frac{4470}{0,855} \approx 5\,228$ .

### 3. Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Deux approches possibles (la plus contraignante est retenue).

#### a) Approche 1 : dimensionnement par la puissance instantanée (garantie du fonctionnement simultané)

On veut que, sous l'éclairement minimal ( $400 \text{ W/m}^2$ ), le champ PV délivre au moins  $P_{DC,point}$ .

Chaque module a une puissance  $P_{cr\hat{e}tet}$  (donnée sous  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ ). Sous un éclairement  $G$  ( $\text{en W/m}^2$ ), sa puissance est approximativement :

$$P_{module}(G) = P_{cr\hat{e}tet} \times \frac{G}{1000}$$

(On néglige l'effet de la température qui est faible sous faible éclairement.)

**Application :** module choisi :  $350 \text{ Wc}$ .

Sous  $400 \text{ W/m}^2$  :  $P_{mod} = 350 \times 0,4 = 140 \text{ W}$

Nombre de modules :  $N = \frac{P_{DC,point}}{P_{mod}} = \frac{5228}{140} \approx 37,3 \rightarrow \mathbf{38 \text{ modules}}$ .

Puissance crête totale :  $P_c = 38 \times 350 = 13\,300 \text{ Wc}$

#### b) Approche 2 : dimensionnement par l'énergie journalière

L'énergie à produire en une journée est  $E_e = 23\,500 / 0,855 \approx 27\,485 \text{ Wh/j}$ .

L'irradiation journalière est de  $3,23 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ . En première approximation, l'énergie produite par le champ (avant pertes de conversion) est :  $P_c \times E_{ns}$

Mais attention : cette énergie est celle reçue sur les modules ; elle doit ensuite être convertie.

Pour que l'énergie après conversion soit  $E_e$ , il faut :

$$P_c \times E_{ns} \times \eta_{con} = E_e \rightarrow P_c = \frac{E_e}{E_{ns} \times \eta_{con}} = \frac{27\,500}{3,23 \times 0,855} \approx 9956 \text{ Wc}$$

Ce qui donnerait  $N=9956/350=28,4 \approx 29$  modules. Cette valeur est inférieure à 38. Pourquoi cette différence ? Parce que l'approche énergétique suppose que la puissance PV est parfaitement utilisée pendant toutes les heures utiles, alors que l'approche par puissance instantanée impose de fournir la pleine puissance même sous l'éclairement minimal (400 W/m²).

**Attention :** Avec 29 modules, la puissance disponible à 400 W/m² serait  $29 \times 140 = 4\,060$  W DC, soit après conversion  $4\,060 \times 0,855 = 3\,471$  W AC, insuffisante pour les 4 470 W requis. La méthode 1 est la seule valide pour un fonctionnement fiable sans stockage.

#### 4. Choix de la tension de fonctionnement et configuration du champ

**Objectif :** déterminer la tension du bus DC (sortie du MPPT, entrée de l'onduleur) et la façon de connecter les modules pour optimiser les pertes.

**Méthode :** pour une puissance de 13,3 kWc, une tension de bus de 48 V conduirait à un courant énorme (277 A) – pertes élevées, câbles très épais. On préfère une tension plus élevée : **96 V, 120 V ou 200 V**. On choisit **96 V** (standard pour certains onduleurs). Les modules ont une tension au point de puissance max ( $V_{mpp}$ ) d'environ 30 V. On peut les monter en **série** pour obtenir une haute tension (faible courant) et utiliser un régulateur MPPT avec entrée haute tension (jusqu'à 1000 V ou 1500 V).

Configuration : 38 modules → 2 strings de 19 modules en série.

Avec 19 modules en série :

- $V_{mpp} = 19 \times 30 = 570$  V, courant
- $I = P_c / V = 13\,300 / 2 \times 570 \approx 11,67$  A.
- Tension de bus après MPPT : 96 V, courant de sortie  $I_{out} = 13\,300 / 96 \approx 138,5$  A.

Cette configuration est excellente car les pertes dans les câbles sont faibles.



## 5. Dimensionnement du régulateur MPPT

**Objectif** : choisir un régulateur capable de gérer la puissance, la tension d'entrée et le courant de sortie.

**Méthode** :

- Tension d'entrée maximale (à vide) : tension de circuit ouvert d'un module ( $V_{oc} \approx 37$ )  $\times$  nombre en série. Pour 19 modules :  $37 \times 19 = 703V$ . Il faut un régulateur acceptant au moins 1500 V DC en entrée.
- Courant de sortie :  $I_{out} = P_c / U_{bus} = 13\,300 / 96 \approx 138,5$  A. On ajoute 20 % de marge:  $138,5 \times 1,2 = 166$  A.
- Puissance : 13,3 kWc.

Référence : MPPT 1500 V / 170 A – sortie 96 V.

**Application** : on sélectionne un **régulateur MPPT** de type industriel, par exemple un **Victron SmartSolar 250/100** ne convient pas (tension trop faible). Il faut un modèle comme **Studer Xtender** ou **Fronius Symo** (pour le photovoltaïque sans batterie, on utilise souvent des onduleurs hybrides avec MPPT intégré). En pratique, on peut utiliser un **onduleur hybride haute tension** qui combine MPPT et onduleur. Mais pour respecter la décomposition, on note :

**Régulateur MPPT** : entrée 1500 V DC, sortie 96 V DC, courant nominal 170 A (ou deux unités 85 A en parallèle).

## 6. Dimensionnement de l'onduleur

**Objectif** : convertir le bus DC (96 V) en 230 V AC pour alimenter les charges.

**Méthode** : l'onduleur doit supporter la puissance AC maximale (4470 W) avec une marge pour les courants de démarrage (les moteurs, surtout le broyeur, peuvent tirer 3 à 5 fois leur courant nominal pendant quelques secondes). On dimensionne en puissance apparente (VA). Facteur de puissance des moteurs  $\approx 0,8$ . Puissance apparente nécessaire :  $S = P_{AC,max} / 0,8 = 4470 / 0,8 = 5588$  VA. On prend **6 kVA** (6000 VA).

Tension d'entrée : 96 V DC (plage admissible). Sortie : 230 V / 50 Hz, sinusoïdale pure.

**Application :** onduleur **6 kVA, entrée 96 V DC, sortie 230 V AC**. Courant de sortie nominal :  $6000 / 230 \approx 26$  A. Vérifier qu'il accepte les surcharges de démarrage (ex.  $2 \times$  courant nominal pendant 5 s).

## 7. Dimensionnement des câbles

**Objectif :** calculer la section minimale des câbles pour limiter la chute de tension à 1 % (ou une valeur donnée).

**Formule :**  $S = \frac{\rho \times L \times I}{\Delta U}$

avec  $\rho = 0,019 \Omega$  (cuivre à 50°C), L = longueur aller+retour (m), I = courant (A),  $\Delta U$  = chute de tension maximale (V) = 1 % de la tension nominale.

**Application :**

- **Câbles PV (string série 720V) :** L = 40 m (20 m aller + 20 m retour), I = 11,7 A,  $\Delta U = 0,01 \times 570 = 5,7$  V.  
 $S = 0,019 \times 40 \times 11,7 / 5,7 \approx 15,4 \text{ mm}^2$ . On prend la section standard **25 mm<sup>2</sup>** (minimum pour la mécanique et la sécurité).
- **Câble entre régulateur et onduleur (bus 96 V) :** L = 5 m (2,5+2,5), I = 138,5 A,  $\Delta U = 0,01 \times 96 = 0,96$  V.  $S = 0,019 \times 5 \times 138,5 / 0,96 \approx 13,7 \text{ mm}^2 \rightarrow$  **16 mm<sup>2</sup>**.
- **Câbles AC (onduleur  $\rightarrow$  charges) :** à calculer selon la norme locale (chute de tension 1-3 %). Pour 26 A sous 230 V, sur 20 m aller-retour, section  $\approx 4 \text{ mm}^2$ .

## 8. Gestion de fonctionnement (sans batterie)

**Problème :** sans stockage, toute baisse de l'éclairement (nuage passager) entraîne une chute de la puissance PV. Si la puissance demandée par les charges reste constante, la tension du bus DC chute et l'onduleur peut décrocher. Il faut donc **asservir la charge à la production** : soit on utilise un **contrôleur de délestage** qui coupe les charges non prioritaires (ex. tamiseur, trieur) pour ne garder que le broyeur, soit on programme un **fonctionnement séquentiel** :

- De 10h à 14h : fonctionnement du broyeur seul (2200 W)
- De 14h à 16h : arrêt du broyeur, fonctionnement des autres équipements (tamiseur+trieur+convoyeurs+ventilation = 1750 W)

Cette stratégie réduit la puissance de pointe à 2200 W, et donc le nombre de modules nécessaires deviendrait  $2200/0,855 \approx 2573$  W DC, soit  $2573/140 \approx 18,4$   $\rightarrow$  19 modules (6,65 kWc). Cette solution est beaucoup plus économique et souvent adoptée sur le terrain.

- **Récapitulatif final du dimensionnement (sans gestion de charge)**

| Élément                                         | Valeur calculée              |
|-------------------------------------------------|------------------------------|
| Besoin énergétique journalier                   | 23,5 kWh/j                   |
| Puissance AC max                                | 4470 W                       |
| Rendement conversion (DC $\rightarrow$ AC)      | 0,855                        |
| Puissance DC nécessaire (pointe)                | 5228 W                       |
| Module PV                                       | 350 Wc                       |
| Puissance d'un module sous 400 W/m <sup>2</sup> | 140 W                        |
| Nombre de modules                               | <b>38</b>                    |
| Puissance crête totale                          | 13,3 kWc                     |
| Tension PV (string série)                       | 570 V                        |
| Tension bus DC                                  | 96 V                         |
| Régulateur MPPT                                 | 1500 V / 170 A (sortie 96 V) |
| Onduleur                                        | 6 kVA – 96 V DC / 230 V AC   |
| Câble PV                                        | 2,5 mm <sup>2</sup>          |
| Câble régulateur $\rightarrow$ onduleur         | 16 mm <sup>2</sup>           |

Dans notre dimensionnement initial sans gestion, nous avons retenu le cas le plus défavorable (tout en même temps) pour illustrer la méthode.

## Conclusion

- **Avec batterie** : le dimensionnement se base sur l'irradiation journalière du mois le plus défavorable (décembre = 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/j) et l'autonomie souhaitée.

- **Sans batterie** : la contrainte principale est la **puissance instantanée sous faible éclairement** ( $400 \text{ W/m}^2$ ). La méthode par l'énergie journalière est insuffisante et peut conduire à un sous-dimensionnement dangereux.
- Une **gestion de charge** (séquençage des usages) réduit considérablement la puissance crête nécessaire, rendant le système sans batterie économiquement viable.
- Tous les calculs de câbles doivent respecter la chute de tension maximale (1 % recommandé pour les parties DC critiques).