Méthode de dimensionnement des systèmes Photovoltaïques

II.1 Introduction

Après avoir étudier et citer les différents composants d'un système photovoltaïque, et l'influence que peut avoir chacun d'eux, nous allons voir dans ce chapitre une technique de modélisation des systèmes photovoltaïques autonomes.

Parmi toutes les configurations que nous pouvons envisager, la plus simple à étudier est celle pour laquelle l'énergie produite est utilisée directement. Dans ce cas, l'énergie produite en excès par rapport à la demande de charge est perdue et c'est pour cela que le concepteur doit envisager un moyen pour, soit dissiper cette énergie en excès, soit l'emmagasiner dans des batteries.

Pour les systèmes photovoltaïques comportant un stockage dans des batteries, il faudra non seulement connaître la quantité d'énergie disponible pour le stockage, et en plus il faudra aussi estimer la fraction utilisée de l'énergie produite en excès.

Evans a résolu les problèmes cités ci dessus en préparant des graphiques pour estimer la fraction de charge fournie par un système photovoltaïque avec n'importe quelle capacité d'accumulation d'énergie [10]. La précision des graphiques est presque parfaite mais cependant, vu les énormes opportunités qu'offre de nos jours le monde de l'informatique, et les tas de logiciels qui existent pour la simulation numérique, une méthode mathématique et analytique, qui peut être traitée par ordinateur, est mieux et plus souhaitable.

Dans ce chapitre, en prenant en compte lors de notre modélisation seulement les panneaux PV et les batteries, nous allons présenter les équations de base de cette méthode.
La méthode utilisée est basée sur le concept d'utilisabilité horaire (concept que nous verrons en détail dans ce chapitre).

II.2 Principes de calcul de l'énergie solaire sur un plan incliné

II.2.1 Définitions de base

II.2.1.1 Latitude [13]

La latitude φ est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Lorsque reliés entre eux, tous les endroits de la Terre ayant une même latitude forment un cercle, cercle dont le plan est parallèle à celui de l'équateur, d'où l'autre terme "parallèle" permettant de nommer une latitude.

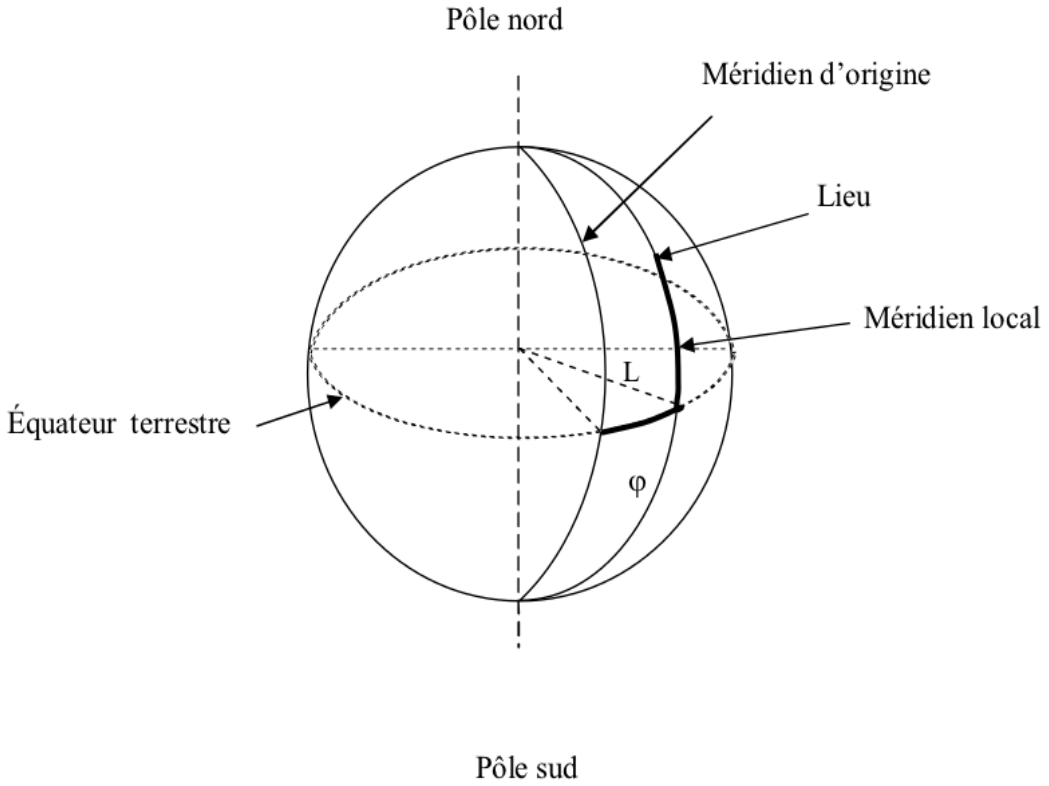


Figure II.1 : Coordonnées terrestres d'un lieu.

II.2.1.2 Déclinaison [11]

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23.45 \sin\left(2\pi.\frac{284+nj}{365}\right) \quad \text{(II.1)}$$

Où nj est le nombre de jours de l'année a partir de 1er janvier (nj = 32 pour le 1er fevrier, etc). La déclinaison varie entre -23:45° le 21 décembre et +23:45° le 21 juin.

II.2.1.3 Angle horaire du soleil

L'angle horaire ω du soleil est le déplacement du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local [11]. ω est défini d'après la relation suivante [12]: T_{sv}

$$\omega = 15(\mathrm{Tsv} - 12) \quad \text{(II.2)}$$

Où Tsv représente la valeur de l'heure solaire [12].

L'heure solaire est celle que donnerait un cadran solaire, c'est-à-dire que le midi solaire correspond au moment de la journée ou le soleil est au plus haut point de sa course. Ce moment est généralement décalé par rapport au midi de l'heure légale [11].

II.2.1.4 Angle horaire du soleil à son coucher [11]

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_{ss} est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\cos \omega_{ss} = -\tan \varphi \ . \tan \delta \qquad \text{(II.3)}$$

Où δ est la déclinaison calculée d'après l'équation II.1 et φ la latitude du lieu du projet précisé par l'utilisateur.

II.2.1.5 Journée moyenne

Une journée moyenne est une journée durant laquelle la valeur d'un paramètre, par exemple la déclinaison, est égale ou presque à la valeur moyenne mensuelle de ce même paramètre, et cela pour un mois choisi.

II.2.1.6 Constante solaire [12]

L'énergie totale que le soleil envoie à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface de 1m² placée perpendiculairement au rayonnement est appelée "constante solaire". Elle est indépendante des conditions météorologiques, mais dépend de la distance Terre-Soleil. Cette distance variant quelque peu au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre. La valeur moyenne de la constante solaire est :

$G_{sc} = 1367$ W/m²

II.2.1.7 Albédo

C'est la fraction de l'énergie incidente diffusée par un corps lumineux, ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul [12].

L'albédo ρ du sol est le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol [12]. Il a été fixé à 0.2 si la température moyenne mensuelle est supérieur à 0°C, et une valeur de 0.7 si elle est inférieure à -5°C [11].

II.2.1.8 Rayonnement extraterrestre [11]

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0, pour le jour nj , est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400.G_{SC}}{\pi}\left(1 + 0.33\,cos\frac{360.nj}{365}\right)\left(cos\,\varphi.cos\delta.sin\,\omega_{SS} + \frac{\pi\omega_{SS}}{180}.sin\,\varphi.sin\delta\right)[J/m^2] \quad \text{(II.4)}$$

II.2.1.9 Indice de clarté

L'indice de clarté, ou indice de sérénité K_T , est défini comme le rapport entre la moyenne mensuelle de la radiation journalière sur une surface horizontale et la valeur correspondante en dehors de l'atmosphère.

$$K_T = \frac{H^m}{H_0} \quad \text{(II.5)}$$

- H^m est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal.
- H_0 est la valeur correspondante à ce même rayonnement mais en dehors de l'atmosphère.

Les valeurs de K_T varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0.3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0.8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés) [11].

II.2.2 Calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné

Le calcul de la valeur de l'ensoleillement sur un plan incliné passe par 2 étapes :

II.2.2.1 Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus

Comme on l'a déjà vu, le rayonnement solaire peut être séparé en deux composantes : l'ensoleillement direct et l'ensoleillement diffus.

Dans notre calcul, on va se baser sur le concept de "journée moyenne" (concept précédemment défini), et cela pour le calcul des ensoleillements direct et diffus pour chaque heure de cette journée.

En premier lieu, il convient donc de calculer la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien Hd en utilisant la corrélation d'Erbs et Coll :

Si ω_{SS} du jour moyen du mois est inférieur à 81:4° :

$$\frac{H_d}{H^m} = 1.391 - 3.560\,K_T + 4.189\,K_T^2 - 2.137\,K_T^3 \quad \text{(II.6)}$$

Si ω_{SS} du jour moyen du mois est supérieur à 81:4° :

$$\frac{H_d}{H^m} = 1.311 - 3.022\,K_T + 3.427\,K_T^2 - 1.821K_T^3 \quad \text{(II.7)}$$

Ensuite, on passe aux valeurs horaires grâce aux formules de Collares-Pareira et Rabl pour l'ensoleillement global :

$$r_t = \frac{\pi}{24}\,(a + b\cos\omega)\frac{\cos\omega - \cos\omega_{SS}}{\sin\omega_{SS} - \frac{\pi\,\omega_{SS}}{180}\cos\omega_{SS}} \quad \text{(II.8)}$$

$$a = 0.409 + 0.5016\,\sin(\omega_{SS} - 60) \quad \text{(II.9)}$$

$$b = 0.6609 - 0.4767\sin(\omega_{SS} - 60) \quad \text{(II.10)}$$

Et avec la formule de Liu et Jordan pour l'ensoleillement diffus :

$$r_d = \frac{\pi}{24}\,\frac{\cos\omega - \cos\omega_{SS}}{\sin\omega_{SS} - \frac{\pi\omega_{SS}}{180}\cos\omega_{SS}} \quad \text{(II.11)}$$

r_t et r_d représentent, respectivement, le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement global et de l'ensoleillement diffus. Ainsi, pour chaque heure de la "journée moyenne" choisie, on peut calculer :

L'ensoleillement global horizontal $I = H^m \times r_t$ (II.12)

La composante diffuse $I_d = H_d \times r_d$ (II.13)

La composante directe $I_b = I - I_b$ (II.14)

II.2.2.2 Calcul de l'ensoleillement dans le plan des panneaux PV

Il peut être supposé (comme suggéré par Hottel et Woertz (1942)), que la combinaison des radiations diffuses et réfléchies par le sol est isotopique. Avec cette supposition, la somme des radiations diffuses à partir du ciel et celles réfléchies par le sol, et cela sur une surface inclinée, est la même dans n'importe quelle orientation (ou direction).

Une amélioration de ce modèle a été proposée par Liu et Jordan (1963). La radiation sur plan incliné est considérée comme la somme de 3 autres radiations : directe, diffuse (isotropiquement à partir du ciel) et la réflexion de la radiation diffuse sur le sol. Ainsi, on aura :

$$I_t = I_b \times R_b + I_D\left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + I \times \rho\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \quad \text{(II.15)}$$

Où ρ représente le coefficient de réflexion de la lumière du sol (aussi appelé albédo du sol) et ρ l'inclinaison des panneaux PV.

R_b est l'ensoleillement direct sur le panneaux divisé par l'ensoleillement direct sur l'horizontale [11]. Il est calculé par la relation suivante :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi-\beta)\cos\delta\cos\omega+\sin(\varphi-\beta)\sin\delta}{\cos\varphi\cos\delta\,cos\omega+\sin\varphi\sin\delta} \quad \text{(II.16)}$$

II.3 Fonction utilisabilité

La méthode utilisabilité solaire est un outil très puissant pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques. L'utilisabilité de la radiation solaire est définie comme étant la fraction de la radiation totale incidente sur la surface des panneaux PV, et qui excéderait un niveau spécifique appelé "niveau critique" [14].

Avant de donner la relation permettant de calculer l'utilisabilité solaire, il nous faut d'abord définir quelques paramètres.

II.3.1 Intensité d'ensoleillement critique

Le "niveau critique" ou "niveau d'ensoleillement critique" I_c est défini comme le niveau d'ensoleillement minimum qui doit être dépassé pour que les panneaux PV produisent plus d'énergie que la quantité immédiatement appelée par une charge continue [11].

Si $L(t)$est la quantité d'énergie nécessaire pour satisfaire la charge durant l'heure (t), le niveau d'ensoleillement critique $I_c(t)$, pour cette même heure, est donné par la relation suivante :

$$I_c(t) = \frac{L(t)}{\eta_p \times S} \quad \text{(II.17)}$$

S est la surface des panneaux PV donnée en m^2 et η_p est le rendement moyen de ces mêmes panneaux.

II.3.2 Calcul du rendement moyen [11]

Le rendement moyen du module PV η_p est fonction de la température moyenne du module Tc :

$$\eta_p = \eta_r\left[1 - \beta_p\,(T_c - T_r)\right] \quad \text{(II.18)}$$

Où η_r est le rendement du module à la température de référence T_r (25°C), et β_p est le coefficient de température pour le rendement du module. T_c est reliée à la température ambiante du mois T_a par la formule d'Evans :

$$T_c - T_a = (219 + 832\,K_T\,)\frac{NOCT-20}{800} \quad \text{(II.19)}$$

Où NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) est la température nominale des cellules en opération et K_T l'indice de clarté mensuelle. η_r, NOCT et β_p dépendent du type de module PV considéré.

II.3.3 Calcul de l'utilisabilité horaire

Avec la connaissance de la valeur horaire critique $I_c(t)$ et le rendement moyen des panneaux photovoltaïques η_p , on peut passer au calcul de la fonction utilisabilité horaire. Il faudra quand même, avant, définir le rapport critique X_c et le rapport X_m entre l'intensité maximum dans le mois à cette heure sur surface inclinée et la valeur moyenne. D'après [10] les calculs se font ainsi :

$$X_c = \frac{I_c}{I_t} \quad \text{(II.20)}$$

$$X_m = 1.85 + 0.169\,\frac{R}{\overline{K}_T^2} + 0.0696\,\frac{\cos\beta}{\overline{K}_T^2} - 0.981\,\frac{\overline{K}_T^2}{cos^2\,\delta} \quad \text{(II.21)}$$

où $\overline{K}_T$ qui représente l'indice de clarté horaire, R le rapport entre l'irradiation horaire sur surface inclinée et celle sur surface horizontale, et les autres paramètres ont déjà été définis plus haut.

$$\overline{K}_T = K_T(a + b\cos\omega) \quad \text{(II.22)}$$

$$R = \frac{I_t}{I} \quad \text{(II.23)}$$

Ainsi, pour la fonction utilisabilité, 3 situations se présentent à nous [8] :

Si $X_c \geq X_m$

$$\emptyset = 0 \quad \text{(II.24)}$$

Si $X_m = 2$

$$\emptyset = \left(\frac{1-X_c}{X_m}\right)^2 \quad \text{(II.25)}$$

Si $X_c < X_m$

$$\emptyset = \left|\left(\left[\,|\alpha| - \left[\,\alpha^2 + (1+2\alpha)\left(\frac{1-X_c}{X_m}\right)^2\,\right]\right]^{1/2}\right)\right| \quad \text{(II.26)}$$

$$\alpha = \frac{X_m - 1}{2 - X_m} \quad \text{(II.27)}$$

Avec ceci nous avons tous les outils pour entamer la phase finale, c'est-à-dire le calcul de l'installation photovoltaïque.

II.4 Énergie électrique produite par les panneaux PV

L'énergie produite par les panneaux PV durant une heure t de la journée, $E_p\ (t)$, est simplement donnée par :

$$E_p\ (t) = S.\eta_p.I_t \quad \text{(II.28)}$$

Où S est la surface de ces panneaux, η_p le rendement moyen des cellules PV et I_t l'irradiation horaire incidente sur la surface inclinée des panneaux.

Cette énergie doit être réduite par les "pertes diverses du champ PV" $\lambda_p$et les "autres pertes du conditionnement de l'énergie" λ_c [11] :

$$E_a(t) = E_p(t)\big(1-\lambda_p\big)(1-\lambda_c) \quad \text{(II.29)}$$

Où $E_a(t)$ est l'énergie disponible pour la charge électrique et l'accumulateur durant l'heure (t).

II.4.1 Système sans batteries d'accumulation

À travers l'utilisabilité comme elle a été calculée précédemment, il devient facile de calculer le surplus d'énergie électrique (par rapport à la charge) produite à une heure donnée en moyenne dans le mois [10]. Mais dans ce cas, comme on suppose qu'il n'y a pas de batteries, on enlève les pertes du conditionnement de l'énergie, et donc on peut trouver la valeur de ce surplus pour une heure t suivant la relation II.27.

$$\grave{D_0}(t) = E_p(t)\big(1-\lambda_p\big).\tau \quad \text{(II.30)}$$

Bien sûr, la valeur de τ est prise à la même heure (t). L'énergie envoyée directement à la charge est :

$$\grave{E_L}(t) = \left[E_p(t).\left(1-\lambda_p\right)\right] - \grave{D_0}(t) \quad \text{(II.31)}$$

Maintenant on passe aux moyennes horaires sur

$$\overline{\grave{D}_0} = \frac{1}{24}\sum_i \grave{D_0}(t_i) \quad \text{(II.32)}$$

$$\overline{\grave{E}_L} = \frac{1}{24}\sum_i \grave{E_L}(t_i) \quad \text{(II.33)}$$

$$\overline{L} = \frac{1}{24}\sum_i L\,(t_i) \quad \text{(II.34)}$$

Avec L (t) qui représente la valeur de la demande d'énergie de la part de la charge, et cela durant l'heure (t).

Très difficilement la charge électrique se présente avec des valeurs uniformes pendant une heure entière et garde la même valeur d'un jour à l'autre [10]. Ceci implique qu'avec cette méthode, il y a une sous estimation de l'utilisabilité. On doit dire cependant que des analyses précises ont montré que les variations sont en général modestes, à moins qu'il n'y ait de modifications brusques de la charge. La méthode reste donc presque toujours valable [10].

Le rapport entre $\overline{E_L}$ et $\overline{L}$ est la fraction de charge satisfaite par les panneaux photovoltaïques sans recours aux batteries :

$$f_0 = \frac{\overline{\grave{E}_L}}{\overline{L}} \quad \text{(II.35)}$$

II.4.2 Système complet : panneaux + batteries

Maintenant qu'il y a introduction de batteries, il faut qu'on introduise à nouveau les pertes liées au conditionnement de l'énergie, et donc on va utiliser $E_a(t)$ comme énergie produite par les panneaux PV et qui est disponible pour la charge et les accumulateurs. Dans ce cas là, et en prenant toujours la valeur de τ correspondante à l'heure (t), la valeur du surplus sera égale à :

$$D_0(t) = E_a(t)\,\tau \quad \text{(II.36)}$$

L'énergie envoyée directement à la charge et les moyennes horaires seront :

$$E_L(t) = E_a(t) - D_0(t) \quad \text{(II.37)}$$

$$\overline{D}_0 = \frac{1}{24}\sum_i D_0(t_i) \quad \text{(II.38)}$$

$$\overline{E}_L = \frac{1}{24}\sum_i E_L(t_i) \quad \text{(II.39)}$$

$\overline{D}_0$ représente l'énergie qui ne peut pas être envoyée directement du panneau à la charge, mais qui doit être dissipée, vendue ou emmagasinée [mémoire prof]. On va définir un nouveau paramètre, Δf_s présenté comme l'accroissement dans la fraction de charge dû à l'introduction de batteries :

$$\Delta f_s = f - f_0 \tag{II.40}$$

où f est la fraction de charge satisfaite par le système complet (panneaux photovoltaïques + batteries) et f_0 est la fraction de charge satisfaite par un système sans batteries.

Si tout le surplus d'énergie électrique d'un système sans batteries peut être emmagasiné, la valeur qui résulte de Δf_s doit être [10] :

$$\Delta f_s = \frac{\overline{D}_0}{\overline{L}} \tag{II.41}$$

Multipliée par le rendement d'accumulation des batteries η_b , on aura ainsi une limite supérieure à l'accroissement de la fraction utile Δf_sofferte par les batteries. On indique cette limite supérieure par d_0 [10] :

$$d_0 = \eta_b \frac{\overline{D}_0}{\overline{L}} \tag{II.42}$$

De toute façon du moment que la fraction f ne peut pas dépasser l'unité, l'accroissement Δf_s ne peut pas dépasser $1 - f_0$ [10].

La possibilité d'arriver à un résultat similaire est liée à la capacité des batteries B_c qu'on préfère exprimer par rapport à la charge moyenne journalière (L_S)et qu'on indique par b_c[10] :

$$b_c = \frac{B_c}{L_S} \tag{II.43}$$

En définitif, l'accroissement Δf_s sera au plus égal à d_0 . De toute façon, même si ce dernier est très grand, il y aura toujours une limite supérieure égale à $1 - f_0$.

L'analyse des prestations des installations photovoltaïques, en tenant compte de ce que l'on vient de dire, fournit l'équation suivante pour le calcul de l'accroissement Δf_s [15] :

$$\Delta f_s = \frac{1}{2A}\left\{ d_0 + \Delta f_{max} - [(d_0 + \Delta f_{max})^2 - 4A d_0 \Delta f_{max}]^{1/2} \right\} \tag{II.44}$$

$$\Delta f_{max} = \min[(1 - f_0), b_c] \tag{II.45}$$

$$A = 1.315 - 0.1059.\frac{f_0}{b_c} - \frac{0.1847}{\overline{K}_T} \tag{II.46}$$

Avec cette dernière équation, on a toutes les données pour calculer la fraction de charge f satisfaite par le système complet.

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, on vient de présenter une méthode de calcul d'optimisation simple mais très précise. La force de cette méthode vient du fait qu'elle se base sur le concept d'utilisabilité horaire et non pas journalière, car cette dernière peut mener à des sur (ou sous) dimensionnements d'installations photovoltaïques.

L'ensemble des équations décrites vont êtres utilisées dans le chapitre suivant pour concevoir un programme informatique qui nous permettra de simuler le dimensionnement de notre installation photovoltaïque. L'ensemble des schémas décrivant l'ordre et les étapes de calcul seront présentées dans le chapitre suivant.