

# Productible Solaire

## Introduction

L'étude du productible solaire est un préalable à la réalisation d'une installation solaire thermique ou photovoltaïque. En effet, à partir d'un rendement supposé de l'installation, elle permet de prédire sa production et de l'optimiser selon les besoins. Le plan de financement de l'installation découle de cette étude.

Il s'agit ici d'étudier le productible solaire à différentes échelles de temps de capteurs plans photovoltaïques totalisant 40 m<sup>2</sup>, en fonction de leur localisation et de leur paramètres d'installation.

- Localisation du capteur : Londres

Latitude : 51,5°

Longitude : -0,13°

- Paramètres d'installation initialement envisagés:

Orientation : 10°

Inclinaison/horizontale : 10°

- Objectifs d'optimisation de production (saison, période de la journée):

Période : été

Tranche horaire : matin

## Table of Contents

### **1. Diagramme solaire du lieu**

**3**

## 1. Rappels théoriques

3

FIGURE 1: EQUATIONS NÉCESSAIRES À LA CRÉATION D'UN DIAGRAMME SOLAIRE	3
FIGURE 2: DIAGRAMME SOLAIRE DU 20 MARS 2019	4
FIGURE 3: DIAGRAMME SOLAIRE DU 21 DÉCEMBRE 2019	4
FIGURE 4: DIAGRAMME SOLAIRE DU 21 JUIN 2019	5
FIGURE 5: DIAGRAMME SOLAIRE DES 3 DATES ÉTUDIÉES SUR LE SITE SUNEARTHTOOLS	5
FIGURE 6: IRRADIANCE DU 20 MARS À 10°	6
FIGURE 7: IRRADIANCE DU 21 DÉCEMBRE À 10°	6
FIGURE 8: IRRADIANCE DU 21 JUIN À 10°	7
FIGURE 9: IRRADIANCE DU 21 JUIN À 0°	7
FIGURE 10: IRRADIANCE DU 20 MARS À 0°	7
FIGURE 11: IRRADIANCE DU 21 DÉCEMBRE À 0°	8
FIGURE 12: COURBE DE L'IRRADIANCE( DIFFUSE, DIRECTE, GLOBALE) EN FONCTION DE L'HEURE LE 21 DÉCEMBRE, INCLINAISON 10°.	10
FIGURE 13: IRRADIANCE GLOBALE LE 21 DÉCEMBRE, INCLINAISON À 0°, $I_{max} = 195 \text{ W/m} - 2$	10
FIGURE 14: COURBE DE L'IRRADIANCE( DIFFUSE, DIRECTE, GLOBALE) EN FONCTION DE L'HEURE LE 21 JUIN, INCLINAISON 10°.	10
FIGURE 15: IRRADIANCE GLOBALE LE 21 DÉCEMBRE, INCLINAISON À 0°, $I_{max} = 858 \text{ W/m} - 2$	10
FIGURE 16: COURBE DE L'IRRADIANCE( DIFFUSE, DIRECTE, GLOBALE) EN FONCTION DE L'HEURE LE 20 MARS, INCLINAISON 10°.	11
FIGURE 17: IRRADIANCE GLOBALE LE 20 MARS, INCLINAISON À 0°, $I_{max} = 550 \text{ W/m} - 2$	11
FIGURE 18: ETUDE DE L'IRRADIANCE DIRECTE SUR UN CAPTEUR INCLINÉ DE 10° SUR LA PÉRIODE ÉTÉ ENTRE 00H00 ET 12H00 À LONDRES.	13
FIGURE 19: ETUDE DE L'IRRADIANCE DIFFUSE SUR UN CAPTEUR INCLINÉ DE 10° SUR LA PÉRIODE ÉTÉ ENTRE 00H00 ET 12H00 À LONDRES.	13
FIGURE 20: ETUDE DE L'IRRADIANCE GLOBALE SUR UN CAPTEUR INCLINÉ DE 10° SUR LA PÉRIODE ÉTÉ ENTRE 00H00 ET 12H00 À LONDRES.	14
FIGURE 21: HEURES D'ENSOLEILLEMENT MOYEN PAR JOUR À LONDRES SELON LES MOIS, BASÉ SUR UNE MOYENNE DES ANNÉES DE 1991 À 2020.	14
FIGURE 22: RÉSULTAT DE L'ÉTUDE SUR L'INCLINAISON DU PANNEAU	15
FIGURE 23: RÉSULTAT DE L'ÉTUDE DE L'ORIENTATION	16
FIGURE 24: SIMULATION DE L'ORIENTATION OPTIMALE DU PANNEAU SUR UNE BOUSSOLE	16
FIGURE 25: RÉSULTAT DE L'ÉTUDE DE L'INCLINAISON	17
FIGURE 26: RÉSULTAT DE L'ÉTUDE DE L'ORIENTATION	18
FIGURE 27: PARAMÈTRES D'ENTRÉE SUR PVGIS EN ACCORD AVEC LES ÉLÉMENTS DE NOTRE ÉTUDE	19
FIGURE 28: RÉSULTAT DE L'IRRADIANCE GLOBALE VIA PVGIS AVEC UN TOTAL DE 1758 KWH/m <sup>2</sup> SUR UNE ANNÉE. (FIGURE 31)	19
FIGURE 29: RÉSULTAT DE LA PRODUCTION ANNUELLE PV À VALENCE, $Prod_{PV} = 12313 \text{ KWH}$ . (FIGURE 31)	20
FIGURE 30: PERTES CALCULÉES PAR PVGIS	20
FIGURE 31: IRRADIANCE GLOBALE SUR UNE ANNÉE POUR UN CAPTEUR A VALENCE INCLINÉ DE 40° ET ORIENTÉ DE 0°,	20
FIGURE 32: FICHE RÉCAPITULATIVE DE L'ÉTUDE VIA PVGIS D'UNE INSTALLATION DE 40 M <sup>2</sup> À VALENCE ORIENTÉE PLEIN SUD ET INCLINÉE DE 40° SUR UNE ANNÉE	22

## 1. Diagramme solaire du lieu

On souhaite tracer le diagramme solaire du lieu de l'installation, sans masque d'ombrage éventuel (absence d'arbres, de bâtiment avec une certaine hauteur...) .

### 1. Rappels théoriques

Pour réaliser le diagramme solaire, différents paramètres sont requis :

- La hauteur  $h$  : angle entre direction de l'astre et l'horizontale (sud, ouest)
- L'azimut  $a$  : angle entre le plan du méridien local et le plan vertical contenant l'astre
- La déclinaison  $\delta$  : angle (mesuré perpendiculairement) entre l'équateur et l'astre observé, en degrés
- L'angle horaire ( $\omega$ ) : angle que fait la projection du soleil sur l'équateur avec la projection du méridien céleste sur l'équateur
- La longitude et latitude respectivement :  $L$  et  $\varphi$

Les équations sont les suivantes :

$$\bullet \left\{ \begin{array}{l} \sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \\ \cos(a) = \frac{\cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cos(\varphi)}{\cos(h)} \\ \sin(h) = \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \end{array} \right.$$

Figure 1: Equations nécessaires à la création d'un diagramme solaire

## 1. 2. Résultats / Validation / interprétation

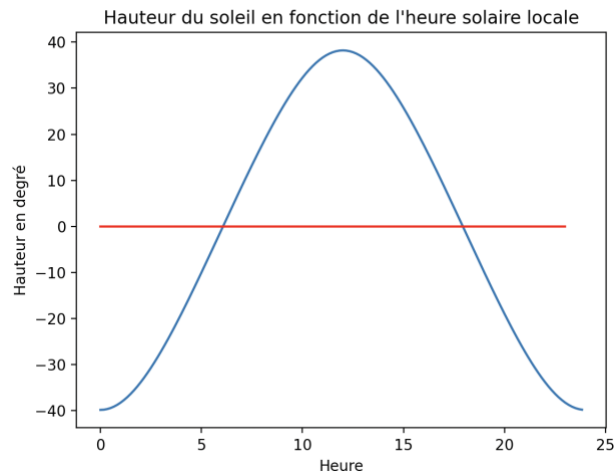


Figure 2: Diagramme solaire du 20 Mars 2019

Le 20 Mars à Londres le soleil est dans le ciel de 6h à 18h, en dehors de cette tranche horaire le soleil est considéré comme absent (il est « derrière » Londres). Le maximum est atteint à 12 :00 à une hauteur de 37,8°.

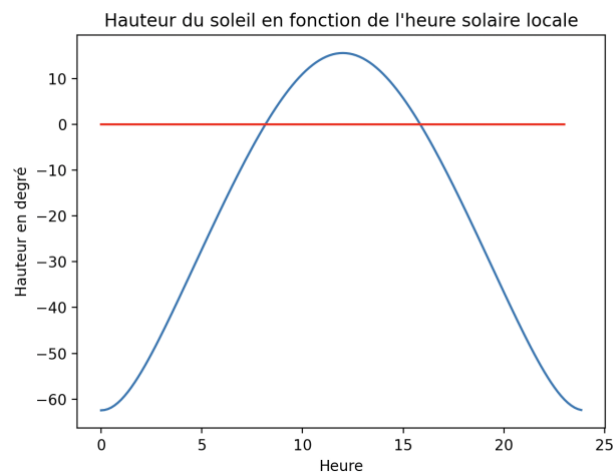


Figure 3: Diagramme solaire du 21 Décembre 2019

En comparaison ici, on observe bien la diminution ( 9h à 16h) du temps de « jour » (présence du soleil dans le ciel) ce qui est cohérent en Décembre ( hiver) par rapport à Mars et Juin. Le maximum est atteint à 12 :00 à une hauteur de 15,6°.

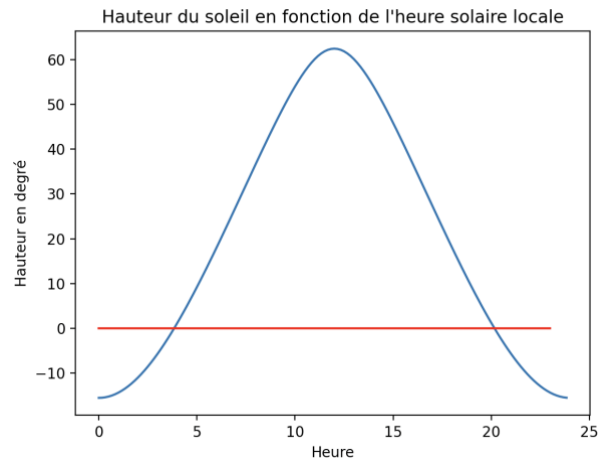


Figure 4: Diagramme solaire du 21 Juin 2019

Le maximum est atteint à 12 :00 à une hauteur de 62,2°.

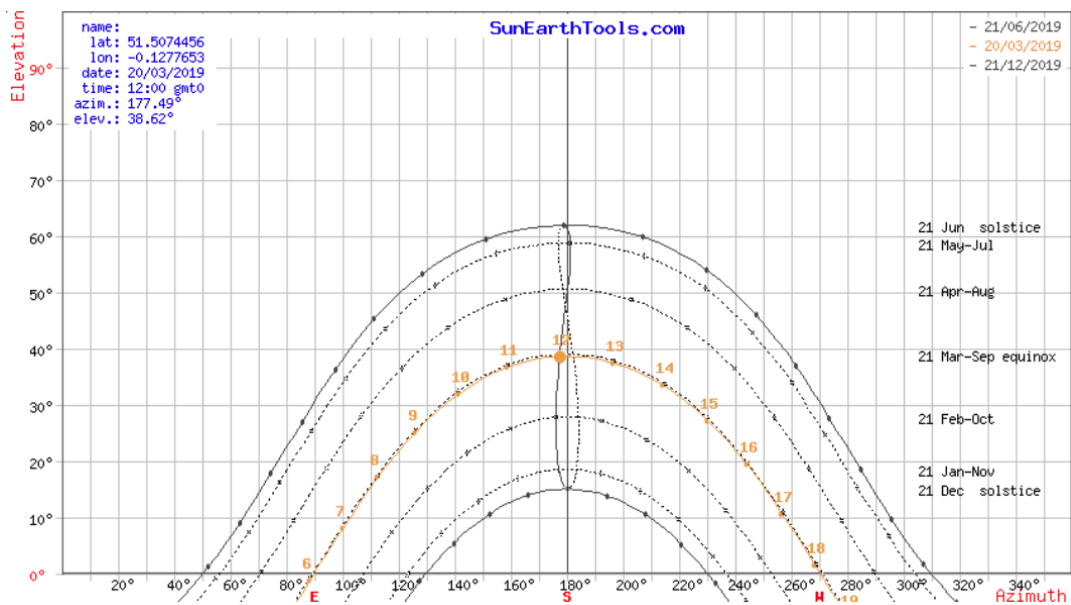


Figure 5: Diagramme solaire des 3 dates étudiées sur le site SunEarthTools

On peut donc comparer les courbes issues de notre programme python avec l'outil SunEarthTools et on peut constater que les courbes sont légèrement différentes. Celles issues de l'outil sont plus arrondies que celles issues du Python, car l'axe des abscisses est en degré et non en heure. En revanche les maximums de hauteur en degré sont très similaires, ce qui traduit certainement une similarité dans les fonctions de calculs.

## a. 2. Effets des paramètres d'installation du capteur : Irradiation journalière directe

On souhaite calculer l'irradiance directe sur le capteur,  $S^*$ , en négligeant tout effet climatique, pour une irradiance normale  $I^*=1000\text{Wm}^{-2}$

### 1. 1. Rappels théoriques

Irradiance

Les paramètres :

- L'inclinaison :  $10^\circ$
- Latitude :  $51^\circ$
- L'orientation :  $10^\circ$

Les équations utiles :

- $R_s = \frac{S^*(i, \gamma)}{S_h^*}$

avec :

- $S_h^* = I^* \sin(h)$
- $S^*(i, \gamma) = I^*(\sin(i) \cos(h) \cos(a - \gamma) + \cos(i) \sin(h))$

### 1. 2. Résultats / interprétation

On utilise le code « *etude\_journaliere\_directe.py* ». Pour les 3 jours types de l'année précédemment envisagés.

Installation envisagée (  $10^\circ$  ) :

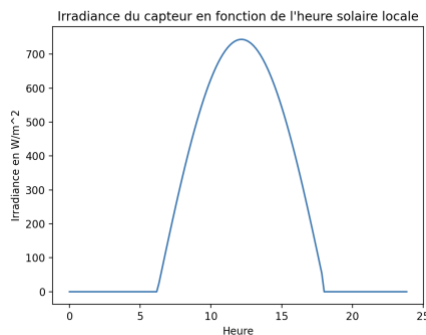


Figure 6: Irradiance du 20 Mars à  $10^\circ$

$$I_{max} = 745 \text{ W/m}^{-2}$$

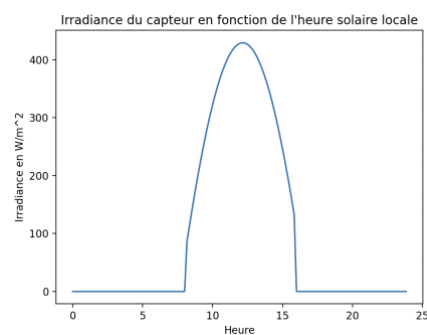


Figure 7: Irradiance du 21 Décembre à  $10^\circ$

$$I_{max} = 428 \text{ W/m}^{-2}$$

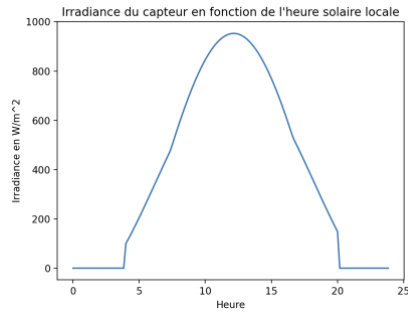


Figure 8: Irradiance du 21 Juin à 10°

$$I_{max} = 950 \text{ W/m}^{-2}$$

Le calcul du rapport d'éclairement  $R_s$ , se fait avec cette équation:

$$R_s = \frac{S^*(i, \gamma)}{S_h^*} = \frac{I^*(\sin(i) \cos(h) \cos(a - \gamma) + \cos(i) \sin(h))}{I^* \sin(h)} = \frac{\sin(i) \cos(a - \gamma)}{\tan(h)} + \cos(i)$$

C'est donc le rapport des irradiances maximale (à 12h solaire) de l'inclinaison sur l'irradiance l'horizontale (0°).

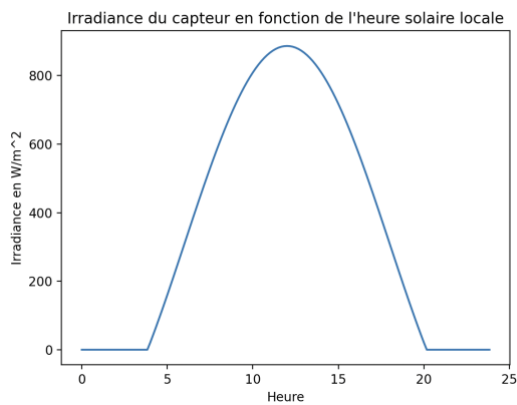


Figure 9: Irradiance du 21 Juin à 0°

$$I_{max} = 890 \text{ W/m}^{-2}$$

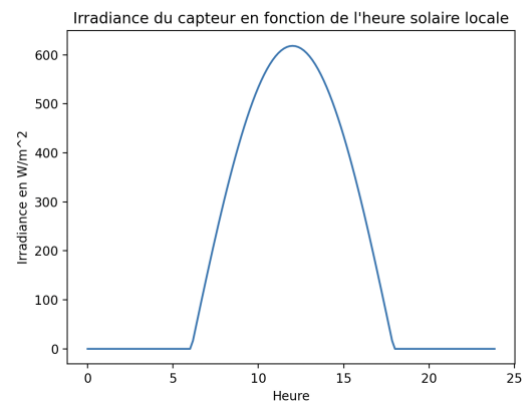


Figure 10: Irradiance du 20 Mars à 0°

$$I_{max} = 620 \text{ W/m}^{-2}$$

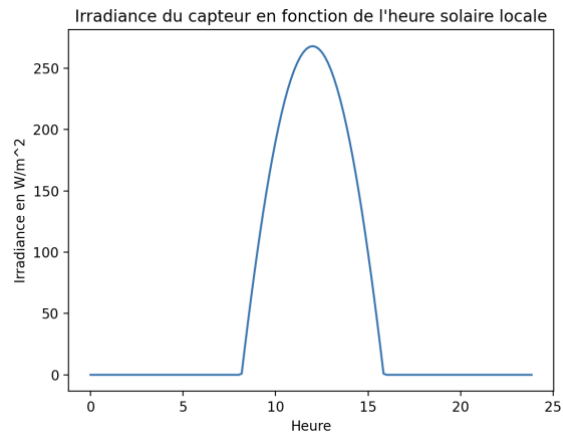


Figure 11: Irradiance du 21 Décembre à 0°

$$I_{max} = 266 \text{ W/m}^{-2}$$

*Récapitulatif :*

Date	Irradiance à 10° ( $\text{W/m}^{-2}$ ) *	Irradiance à 0°, ( $\text{W/m}^{-2}$ )	Rapports d'éclairements, $R_s$
20 Mars	745	620	$RS_{20Mars} = \frac{745}{620} = 1,20$
21 Juin	950	890	$RS_{21Juin} = \frac{950}{890} = 1,07$
21 Décembre	428	266	$RS_{21Dec} = \frac{428}{266} = 1,61$

\*Les valeurs d'irradiance sont lues à la sortie du code python.



### a. 3. Effets des paramètres d'installation du capteur : Irradiations journalières directes, globales, diffuses, avec modèle climatique « Perrin de Brichambault »

On souhaite maintenant calculer l'irradiance directe sur le capteur,  $S^*$ , l'irradiance diffuse  $D^*$ , et la globale  $G^*$ , pour une irradiance normale  $I^*$  donnée par le modèle climatique « Perrin de Brichambault ».

#### 1. 1. Rappels théoriques

*On rappelle les expressions de  $I^*$  irradiance normale,  $D_h^*$  et  $G_h^*$  irradiances diffuses et globales telle que données par le modèle de Perrin de Brichambault.*

- $I^* = A \exp\left(-\frac{1}{B \sin(h+2)}\right)$
- $D_h^* = A' \sin(h)^{0,4}$
- $G_h^* = A'' \sin(h)^{B''}$
- $S^* = I^*(\sin(i) \cos(h) \cos(\alpha - \gamma) + \cos(i) \sin(h))$
- $D^* = D_h^* \times \left(\frac{1+\cos(i)}{2}\right) + a \times G_h^* \times \left(\frac{1-\cos(i)}{2}\right)$
- $G^* = S^* + D^*$

#### 1. 2. Choix des conditions

*On choisit les conditions de l'état du ciel (selon modèle Perrin de Brichambault :  $A$ ,  $A'$ ...) et de l'environnement ( $a$ )*

*Justification des choix :*

*Choix trouble donc  $A = 1200$ ,  $A' = 187$ ,  $A'' = 990$ ,  $B = 2,5$  ;  $B' = 1,25$ . Ce choix de condition de l'état du ciel fait suite au fait que Londres est une capitale européenne où une grosse activité humaine notamment industrielle est présente ce qui traduit une pollution de l'air de la ville.*

*Londres étant une ville on choisira un albedo de 0,2.*

#### 1. 3. Résultats / interprétation

*On utilise le code « etude\_journaliere\_modele\_climatique.py ». On reporte ici les résultats pour les paramètres de l'installation initialement envisagés, on relève donc la valeur de  $R_g$  à midi solaire.*

21 DECEMBRE :

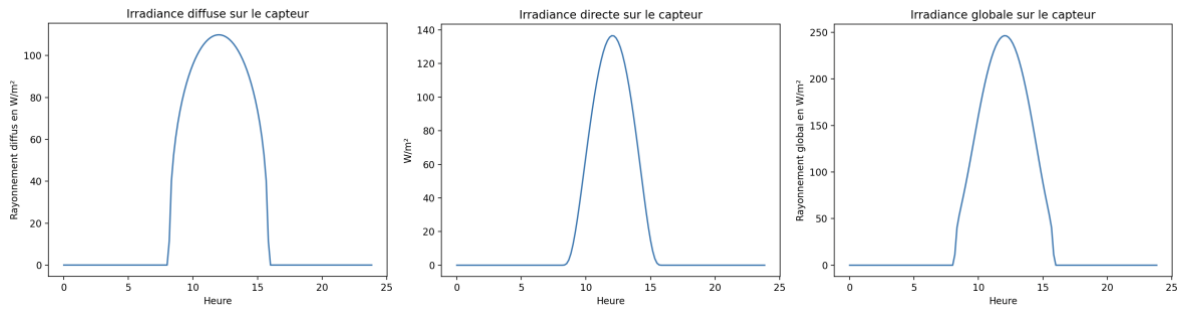


Figure 12: Courbe de l'irradiance( Diffuse, directe, globale) en fonction de l'heure le 21 Décembre, inclinaison 10°.

$$I_{max} = 245 \text{ W/m}^{-2}$$

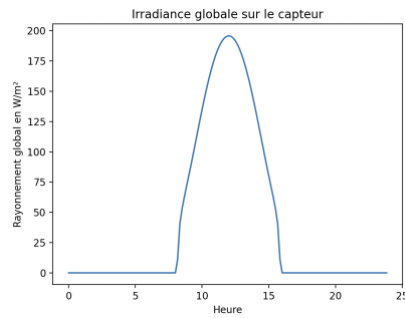


Figure 13: irradiance globale le 21 Décembre, inclinaison à 0°,  $I_{max} = 195 \text{ W/m}^{-2}$

21 JUIN:

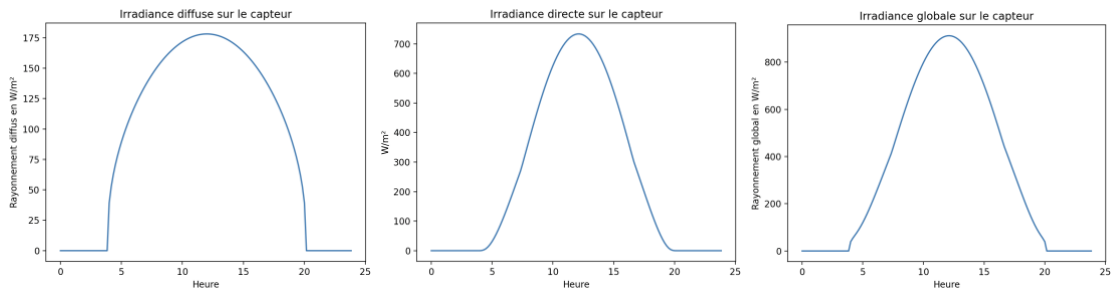


Figure 14: Courbe de l'irradiance( Diffuse, directe, globale) en fonction de l'heure le 21 Juin, inclinaison 10°.

$$I_{max} = 910 \text{ W/m}^{-2}$$

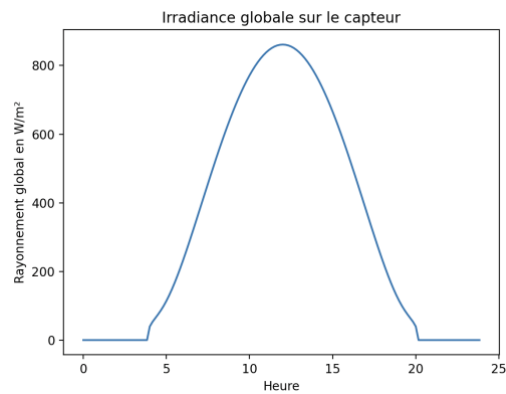


Figure 15: irradiance globale le 21 Décembre, inclinaison à 0°,  $I_{max} = 858 \text{ W/m}^{-2}$

## 20 MARS :

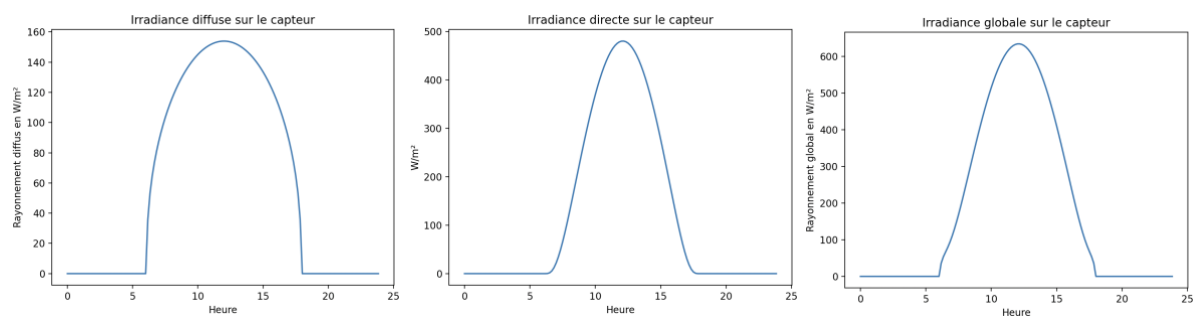


Figure 16: Courbe de l'irradiance( Diffuse, directe, globale) en fonction de l'heure le 20 Mars, inclinaison 10°.

$$I_{max} = 630 \text{ W/m}^{-2}$$

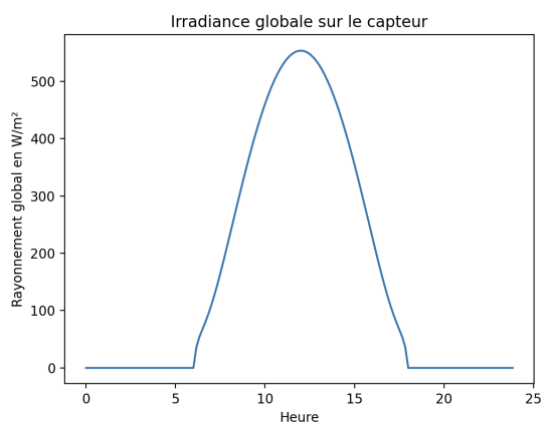


Figure 17: irradiance globale le 20 Mars, inclinaison à 0°,  $I_{max} = 550 \text{ W/m}^{-2}$

### Tableau récapitulatif :

Date	Irradiance à 10° ( $\text{W/m}^{-2}$ ) *	Irradiance à 0°, ( $\text{W/m}^{-2}$ )	Rapports d'éclairements global, $R_g$
20 Mars	630	550	$R_{g20Mars} = \frac{630}{550} = 1,15$
21 Juin	910	858	$R_{g21Juin} = \frac{910}{858} = 1,06$
21 Décembre	245	195	$R_{g21Dec} = \frac{245}{195} = 1,26$

Comparaison des valeurs d'irradiance avec et sans correction climatique sur l'inclinaison de 10° :

Date	Irradiance à 10° ( $W/m^{-2}$ ) avec correction climatique	Irradiance à 10° ( $W/m^{-2}$ ) sans correction climatique	$\Delta S^*$
20 Mars	630	745	115
21 Juin	910	950	40
21 Décembre	245	428	183

Comparaison des valeurs d'irradiance avec et sans correction climatique sur l'inclinaison de 0° :

Date	Irradiance à 0° ( $W/m^{-2}$ ) avec correction climatique	Irradiance à 10° ( $W/m^{-2}$ ) sans correction climatique	$\Delta S^*$
20 Mars	550	620	130
21 Juin	858	890	32
21 Décembre	195	266	71

On constate que la simulation avec la prise en compte du modèle climatique « Perrin de Brichambault », diminue l'irradiance normale  $I^*$  (différente de 1000  $Wm^{-2}$  à irradiance de référence) ce qui diminue directement la valeur de  $S^*$  (irradiance directe).

Les valeurs d'irradiance directe indépendamment de l'inclinaison diminue avec la prise en compte des effets climatiques ce qui est cohérent car la prise en compte de ces éléments correspond à une diminution de l'irradiance directe (la lumière a plus de mal à pénétrer l'atmosphère car le ciel est trouble).

#### a. 4. Optimisation du productible du capteur avec modèle climatique « Perrin de Brichambault » selon objectifs fournis

*On souhaite calculer les irradiances directe  $S^*$ , diffuse  $D^*$  et globale  $G^*$ , à différentes échelles de temps, pour une irradiance normale  $I^*$  donnée par le modèle Perrin de Brichambault.*

L'été commence le 1<sup>er</sup> juin et se finit le 31 aout.

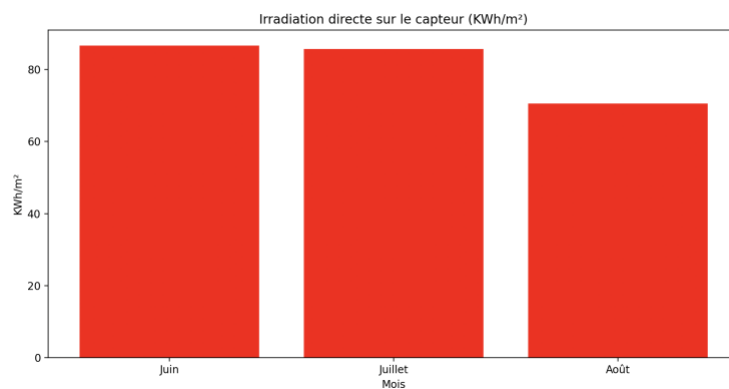
##### 1. 1. Résultats / interprétation

*On utilise le code « etude\_annuelle\_modele\_climatique.py ».*

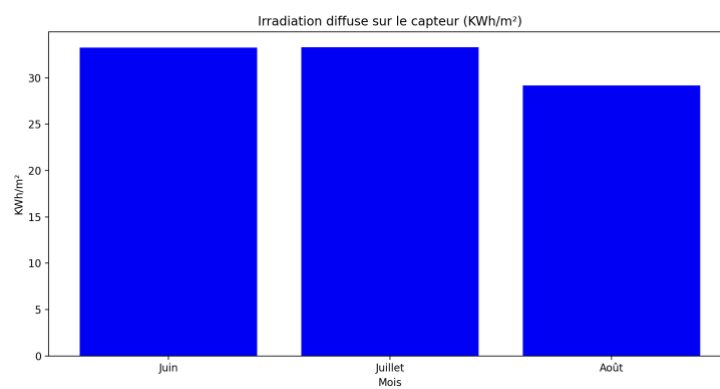
*Pour rappel notre étude porte sur la tranche horaire matinée (considérée de 0h00 à 12h00) et la période été (du 1<sup>er</sup> Juin au 31 Aout)*

*Faire une hypothèse de rendement du capteur (de surface 40m<sup>2</sup>).*

*En déduire le productible de l'installation selon les paramètres d'installation envisagés.*



*Figure 18: Etude de l'irradiance directe sur un capteur incliné de 10° sur la période été entre 00h00 et 12h00 à Londres.*



*Figure 19: Etude de l'irradiance diffuse sur un capteur incliné de 10° sur la période été entre 00h00 et 12h00 à Londres.*

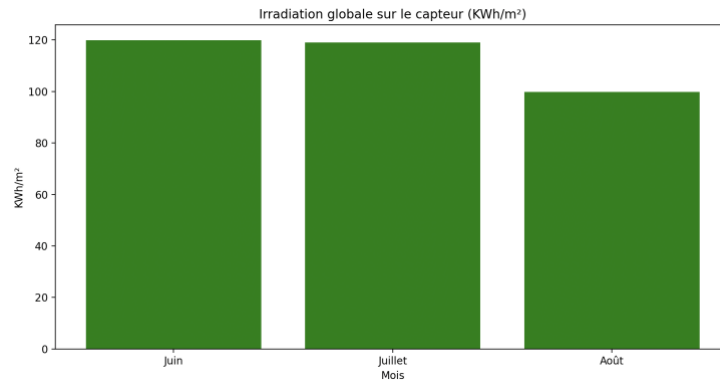


Figure 20: Etude de l'irradiance globale sur un capteur incliné de 10° sur la période été entre 00h00 et 12h00 à Londres.

Londres - Heures d'ensoleillement		
Mois	Moyenne quotidienne	Total Mois
Janvier	2	60
Février	3	80
Mars	4	125
Avril	6	175
Mai	6,5	210
Juin	7	210
Juillet	7	220
Août	6,5	200
Septembre	5	155
Octobre	3,5	115
Novembre	2,5	70
Décembre	2	55

Figure 21: Heures d'ensoleillement moyen par jour à Londres selon les mois, basé sur une moyenne des années de 1991 à 2020.

<https://www.climatsetvoyages.com/climat/angleterre/londres>

On constate que Juin et Juillet ont un ensoleillement quasi similaire ce qui se traduit sur nos graphiques par des irradiance quasi égale, en revanche Août est légèrement moins ensoleillé ( le soleil se lève plus tard) ce qui est observable sur nos études avec une chute de l'irradiance sur le capteur.

Selon ENGIE, un capteur a un rendement qui varie de 13 à 24%. Pour effectuer une étude représentative d'un matériel moyen. On considèrera dans notre étude la médiane de cet intervalle de rendement soit **19%**.

$$E_{produite} = \sum_{juin}^{Août} (G_i^*) \times S_{capteur} \times \eta_{capteur}$$

Avec :

- $S_{capteur} = 40 \text{ m}^2$
- $\eta_{capteur} = 0,19$
- $\sum_{juin}^{Août} (G_i^*) = 119 + 117 + 98 = 334 \text{ kWh/m}^2$

$$E_{produite} = 334 \times 40 \times 0,19 = 2538 \text{ kWh}$$

## 1. 2. Optimisation du productible

Changer les paramètres d'installation du capteur, par pas de quelques (ex : 2 à 5°) en orientation / inclinaison, pour maximiser le productible selon vos objectifs (saison, période de la journée).

Reporter ici les diagrammes et donner les valeurs d'angles correspondantes. La position envisagée initialement était-elle optimale ? Pourquoi ?

L'inclinaison du panneau va permettre de jouer sur l'angle d'incidence des rayons du soleil sur le panneaux, le but étant de rendre cet angle le plus proche de 90°, ce qui se traduirait par un « flux » maximal de rayons à travers la surface du panneau.

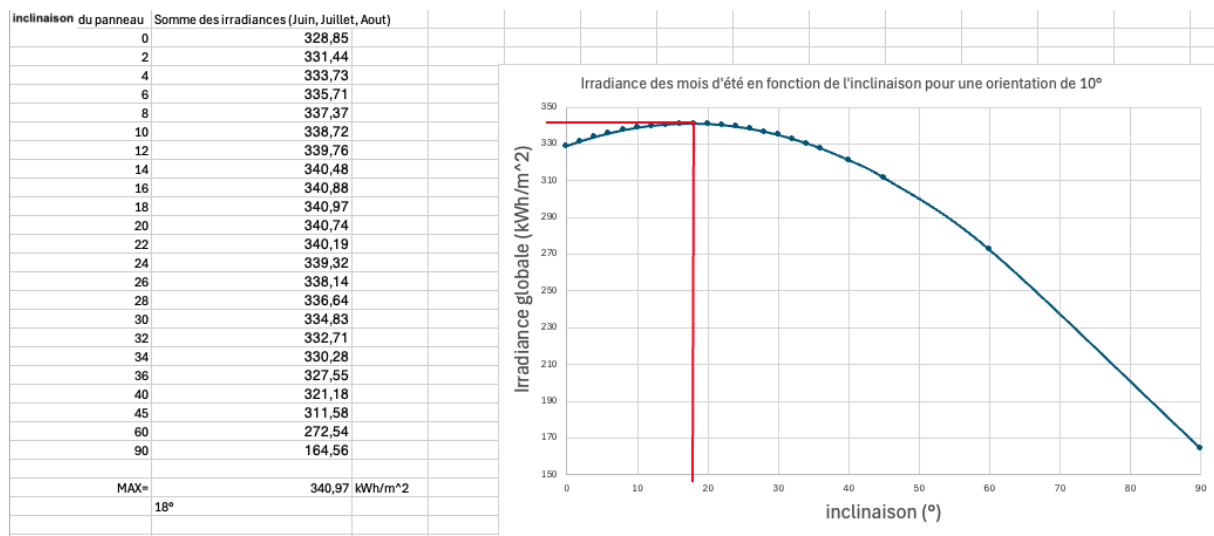


Figure 22: Résultat de l'étude sur l'inclinaison du panneau

Dans un premier temps on a fait varier l'inclinaison de 10° en 10° afin d'observer les variations et on a ensuite sur un intervalle d'encadrement du point de flexion [14°;24°] et on effectue la même étude mais avec des pas plus petit de 2°. La conclusion est que l'inclinaison qui procure une maximisation de l'irradiance globale du capteur sur les mois de Juin, Juillet et Août en matinée est 18°.

Il n'a pas été jugé judicieux de faire l'étude pour une inclinaison de plus de 90°, car le panneaux n'est plus dans une orientation physiquement cohérente pour une maximisation de l'exposition au soleil.

L'étude de l'orientation suivante sera faite avec une inclinaison de 18°:

L'orientation du panneau permet de faire varier le temps d'exposition aux rayons du soleil. Dans notre étude faite sur la matinée, il serait cohérent de trouver une exposition maximale avec une orientation aligné sur le levé du soleil pour pouvoir capter les premiers rayons du soleil, soit à l'EST.

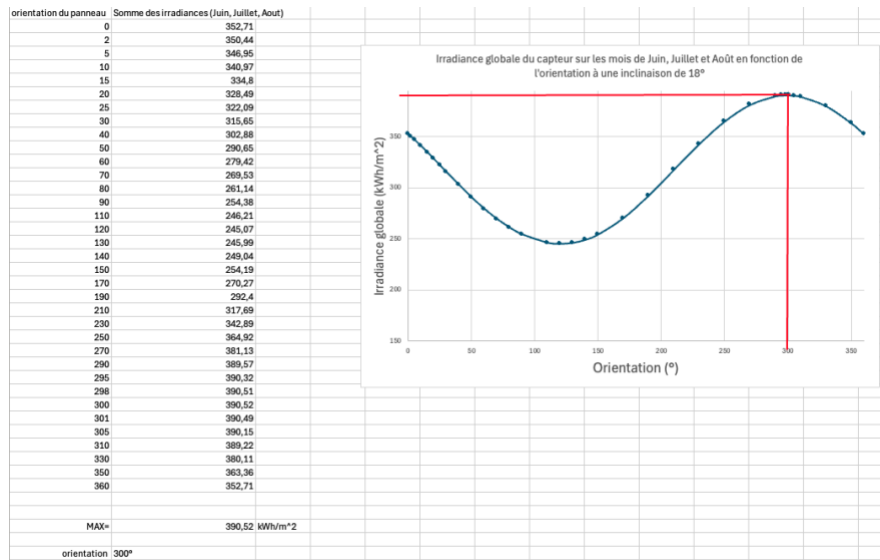


Figure 23: résultat de l'étude de l'orientation

Même raisonnement que précédemment, mais l'intervalle à étudier est  $[0^\circ; 360^\circ]$ .

La conclusion est que l'orientation qui procure une maximisation de l'irradiance globale du capteur sur les mois de Juin, Juillet et Août en matinée est de  $300^\circ$  par rapport au SUD en comptant positivement vers l'OUEST. Cela revient à se déplacer de  $60^\circ$  du sud vers l'EST (voir figure 24). L'orientation est bien dirigée vers l'EST, notre résultat est cohérent.

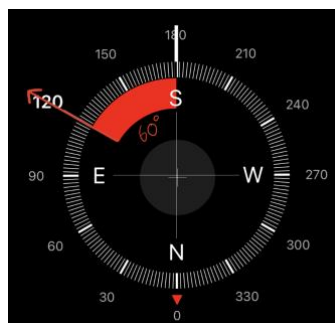


Figure 24: Simulation de l'orientation optimale du panneau sur une boussole

La position optimale pour maximiser l'irradiance globale sur un capteur à Londres en été en matinée, selon notre étude est une valeur de  $18^\circ$  d'inclinaison et une orientation de  $300^\circ$  pour une valeur d'irradiance globale de  **$390,52 \text{ kWh/m}^2$** .

Les paramètres de base  $10^\circ$  d'inclinaison et  $10^\circ$  d'orientation n'étaient donc pas optimales.



Avec ces paramètres appliqués au panneau, on a donc un nouveau productible :

$$E_{produite} = 390,52 \times 40 \times 0,19 = 2968 \text{ kWh}$$

Ce qui représente une augmentation de 17% du productible, cela montre l'importance du réglage de positionnement d'un panneau solaire.

### a. 5. Comparaison entre le modèle simple et PVGIS pour une installation supposée à Valence (Drôme)

Utiliser les codes python et l'outil PVGIS (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>) pour estimer le productible d'une installation supposée à Valence(Drôme) (latitude ~45°), et comparer les résultats. Détailler les autres paramètres choisis sur PVGIS.

On fait l'hypothèse que Valence possède un ciel assez dégagé et peu pollué, dans le modèle de « Perrin de Brichambault » on considèrera donc que l'état du ciel est considéré comme moyennement trouble.

Les nouvelles variables sont donc:

A= 1230; A'=125; A''=1080; B=4; B''=1,22 et un albedo de 0,2.

L'étude porte sur la totalité d'une année et pour une journée complète.

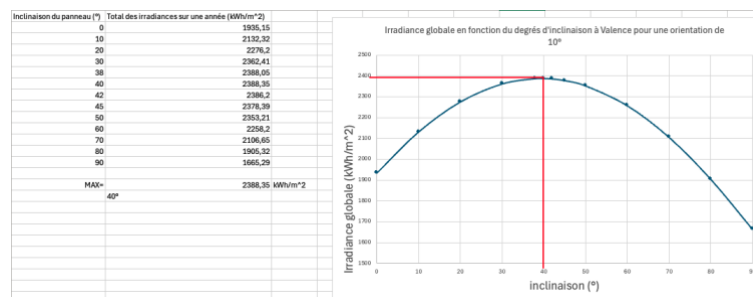


Figure 25: Résultat de l'étude de l'inclinaison

Pour optimiser cette installation selon le modèle de « Perrin de Brichambault », le panneau doit être incliné de 40°.

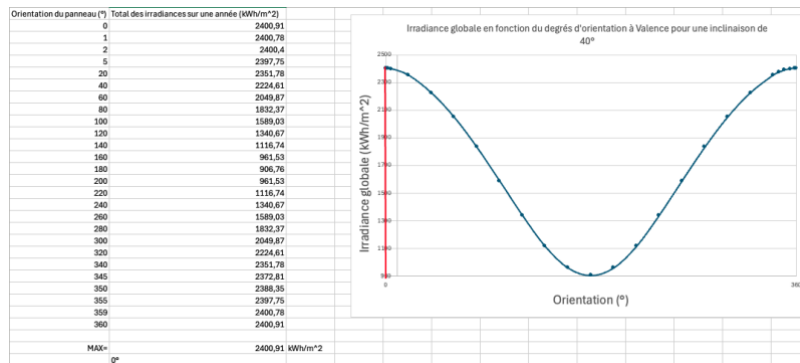


Figure 26: Résultat de l'étude de l'orientation

Concernant l'orientation optimale, plein sud (0°) est la valeur qui permet une maximisation de l'irradiance globale sur le panneau.

Donc dans cette installation plein sud et inclinée de 40° selon notre étude est la configuration la plus performante à Valence.

Le logiciel PVGIS demande des informations différentes du code Python pour son fonctionnement :

- La perte du système correspondent aux pertes des câblages, onduleur, saleté sur les modules. Dans notre cas ces éléments n'ont pas été pris en compte. De plus le module étant au fil du temps de moins en moins efficace si on lisse son efficacité sur sa durée de vie cela induit une diminution de son efficacité les premières années. Ces éléments n'étant pas pris en compte dans notre raisonnement et notre python, on ne va pas les considérer non plus sur PVGIS. C'est bien le productible issu du panneau solaire donc avant le couplage au réseau qui est étudié ici.  
Pertes du système = 0%
- La puissance crête :

$$\text{puissance (kWp)} = 1 \text{ kW/m}^2 * \text{surface} * \text{efficacité} / 100$$

Ayant établie la rendement à 19% précédemment et le but étant de comparer les résultats avec PVGIS et Python, on conserve ce rendement.

$$\text{Donc Puissance PV crête installée} = 1 \times 40 \times \frac{19}{100} = 7,6 \text{ kWp}$$

Lorsque ces choix sont appliqués, et que la case "optimiser l'inclinaison et l'azimut" est cochée. L'inclinaison optimale du résultat est de 38° (ou 37° selon le matériaux) et l'azimut est de -1°. Ces résultats sont quasi-identiques aux valeurs trouvées via le python.

Une fois toutes ces valeurs renseignées, on peut visualiser nos résultats.

Base de données de rayonnement solaire\* PVGIS-SARAH3

Technologie PV\* Silicium cristallin

Puissance PV crête installée [kWp]\* 7,6

Pertes du système [%]\* 0

**Options montage fixe**

Position de montage\* Position libre

Inclinaison [°]\* 40 ☐ Optimiser l'inclinaison

Azimut [°]\* 0 ☒ Optimiser l'inclinaison et l'azimut

☐ **Prix de l'électricité PV**

Coût du système PV [votre devise]

Intérêt [%/an]

Vie [années]

Figure 27: Paramètres d'entrée sur PVGIS en accord avec les éléments de notre étude



Figure 28: Résultat de l'irradiance globale via PVGIS avec un total de 1758 kWh/m<sup>2</sup> sur une année. (figure 31)

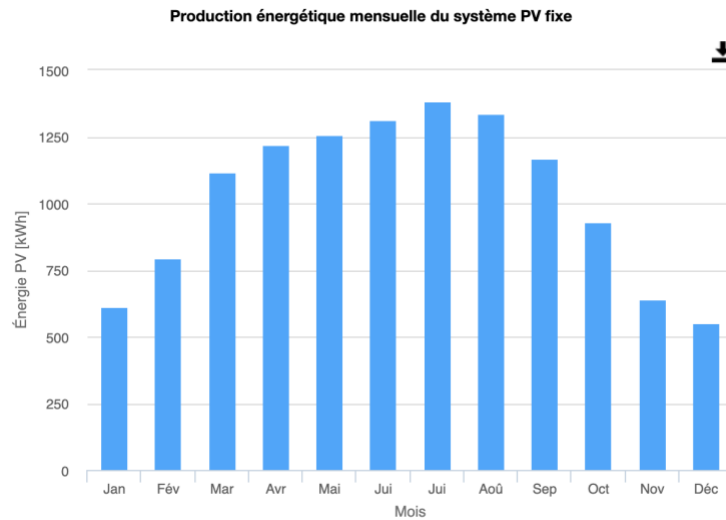


Figure 29: Résultat de la production annuelle PV à Valence,  $Prod_{PV} = 12313 \text{ kWh}$ . (figure 31)

Or cette prod PV prend en compte des pertes non négligeables (voir figure 30) telles que, l'angle d'incidence, les effets spectraux et la température et l'irradiance faible. Qui mise bout à bout représente 7,86%. Ces éléments ne sont pas pris en compte dans notre programme Python. Si l'on souhaite comparer les PVGIS avec le Python on se doit donc de "rajouter" ces 7,86%.

$$\text{Donc } E_{produite} = \frac{Prod_{PV}}{1 - \text{pertes}} = \frac{12313}{1 - 0,0786} = 13363 \text{ kWh}$$

Changements de la production à cause de:

Angle d'incidence:	-2.71 %
Effets spectraux:	1.05 %
Température et irradiance faible:	-6.27 %
Pertes totales:	-7.86 %

Figure 30: Pertes calculées par PVGIS

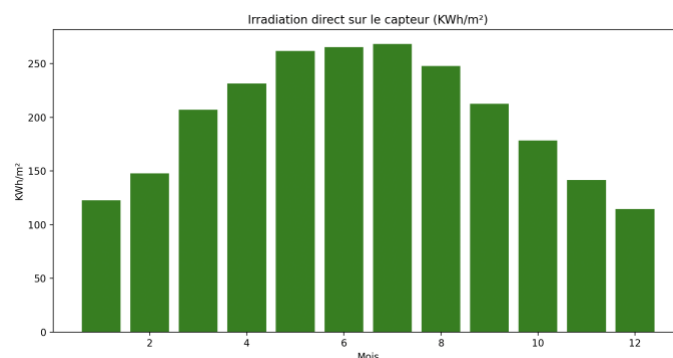


Figure 31: irradiance globale sur une année pour un capteur à valence incliné de 40° et orienté de 0°,

$$S^* = 2022 \text{ kWh/m}^2$$

On calcul ici l'irradiance direct car on parle dans le logiciel PVGIS d'irradiation sur plan. Le terme d'irradiance diffus n'est pas prit en compte.

Cela donne un productible :


$$E_{produite} = 40 \times 0,19 \times 2022 = 15367 \text{ kWh}$$

On observe que le productible calculé via le Python est supérieur à celui de PVGIS:

$$Ecart = \frac{15367 - 13386}{13386} \times 100 = 14,8\%$$

On a un écart de 14,8%, cet écart est assez conséquent notamment si on souhaite avec cette étude effectuer des études financières de retour sur investissement ou autres simulation.

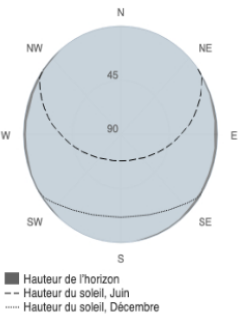
Cet écart s'explique par les éléments prient en compte dans les deux méthodes, *on prend un jour de référence dans le mois dans le python alors que sur PVGIS le calcul est fait sur un mois moyen donc le calcul de l'irradiance n'est pas fait avec le même référentiel ce qui explique cette divergence des résultat. La méthode de PVGIS est plus précise aux études menées, car on lisse les valeurs extremes en faisant une moyenne sur un mois.*



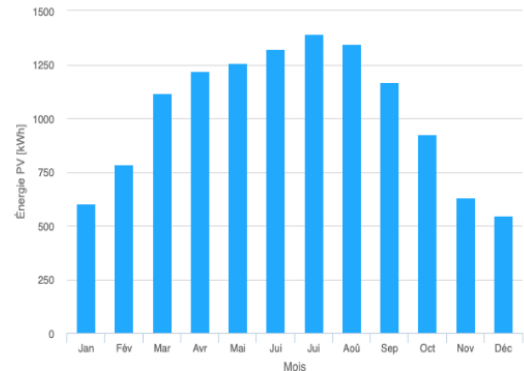
# Performance du système PV couplé au réseau

PVGIS-5 données de production solaire énergétique estimées:

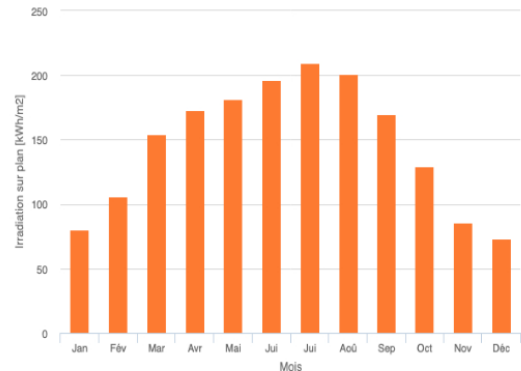
Entrées fournies:		Résultats de la simulation	Ligne d'horizon à l'emplacement choisi:
Latitude/Longitude:	44.938,4.916	Angle d'inclinaison:	37 (opt) °
Horizon:	Calculé	Angle d'azimut:	-1 (opt) °
Base de données:	PVGIS-SARAH3	Production annuelle PV:	12313.09 kWh
Technologie PV:	Silicium cristallin	Irradiation annuelle:	1758.26 kWh/m²
PV installée:	7.6 kWp	Variabilité interannuelle:	437.47 kWh
Pertes du système:	0 %	Changements de la production à cause de:	
		Angle d'incidence:	-2.71 %
		Effets spectraux:	1.05 %
		Température et irradiance faible:	-6.27 %
		Pertes totales:	-7.86 %



Production énergétique mensuelle du système PV fixe:



Irradiation mensuelle sur plan fixe:



Énergie PV et irradiation solaire mensuelle

Mois	E_m	H(i)_m	SD_m	
Janvier	604.1	79.9	89.9	E_m: Production électrique moyenne mensuelle du système défini [kWh].
Février	785.2	105.7	146.4	H(i)_m: Montant total mensuel moyen de l'irradiation globale reçue par mètre carré sur les panneaux du système défini [kWh/m²].
Mars	1115.3	154.3	130.7	SD_m: Déviation standard de la production électrique mensuelle à cause de la variation interannuelle [kWh].
Avril	1220.4	173.1	127.8	
Mai	1255.9	181.5	126.5	
Juin	1321.4	196.0	78.1	
Juillet	1393.8	209.7	111.6	
Août	1344.0	200.6	57.8	
Septembre	1166.2	169.4	70.4	
Octobre	927.5	129.4	121.5	
Novembre	631.8	85.5	111.8	
Décembre	547.6	73.1	141.2	

La Commission européenne gère ce site web pour améliorer l'accès du public aux informations à ses initiatives et aux politiques de l'Union européenne en général. Notre but est de rendre ces informations à jour et exactes. Nous nous efforçons de corriger les erreurs qui nous seront signalées. La Commission décline cependant toute responsabilité concernant les informations figurant sur ce site.

Nous souhaitons limiter autant que possible les inconvénients occasionnés par des erreurs techniques. Cependant, certaines données ou informations publiées sur notre site peuvent ne pas avoir été créées ou structurées dans des fichiers ou des formats exempts d'erreurs, de sorte que nous ne pouvons garantir que notre service ne sera pas interrompu ou autrement affecté par de tels problèmes. La Commission décline toute responsabilité quant aux problèmes de ce type découlant de l'utilisation de ce site ou de tout autre site extérieur auquel il renvoie.

Pour plus d'information, visitez s'il vous plaît [https://ec.europa.eu/info/legal-notice\\_fr](https://ec.europa.eu/info/legal-notice_fr)

Figure 32: Fiche récapitulative de l'étude via PVGIS d'une installation de 40 m<sup>2</sup> à Valence orientée plein sud et inclinée de 40° sur une année

## Votre Conclusion générale sur l'étude :

- a. L'orientation et l'inclinaison sont primordiales dans l'optimisation d'un panneau solaire, tout comme le lieu où l'on se situe ?
- b. Il est important de pouvoir identifier toutes les pertes possibles et d'établir des rendements pour se rapprocher le plus possible des conditions réelles et donc pouvoir avoir des simulations/études qui ont du sens.
- c. Une étude selon un modèle restera toujours un modèle donc des hypothèses et des approximations seront toujours présentes, il faut toujours pouvoir donner ses résultats avec un intervalle d'erreur. Dans un premier temps avec notre modèle, je pensais que notre démarche était très rigoureuse et que les variables établies selon le ciel trouble etc permettaient d'être précis dans notre réflexion au final, il y a encore plein d'autres variables à prendre en compte notamment celle que PVGIS prend en compte et sans doute des études encore plus précises existent.

ENGIE : <https://mypower.engie.fr/conseils/energie-solaire/production-energie-solaire/rendement-panneau-solaire.html>