

Energies Renouvelables en Bretagne

Photovoltaïque, Eolien terrestre et marin

Contraintes -Potentiels et modèle économique

JP Aubry – AubryConseil : aubryconseil-tf@orange.fr

RESUME

Cet article tente de répondre à plusieurs questions posées sur l'efficacité et les performances attendues des futures technologies de cellules photovoltaïques en cours de développement, sur l'efficacité des panneaux solaires sous des conditions nuageuses, sur la manière optimale de déployer des panneaux solaires (orientation fixe, montage sur pilotis rotatifs, montages verticaux pour les murs de bâtiments, montage verticaux -bi face, etc

Les questions posées portent également sur la rentabilité et la production en kWh/m²/an de déploiements photovoltaïques, éolien terrestre etc... et sur l'emprise au sol que pourraient avoir des déploiements éoliens ou photovoltaïques, et sur la possibilité de préserver l'espace agricole « nourricier »

Donc on trouvera dans cet article :

- une revue « a date » de la situation des études et performances de différentes technologies photovoltaïques, ainsi qu'une référence donnant en continu cette information
- une méthode de calcul de l'efficacité photovoltaïque en éclairement solaire direct et en éclairement diffus (par un modèle développé par l'auteur), permettant de quantifier la production attendue annuellement, en tenant compte de l'éclairage Bretagne sud (1750 h ensoleillées par an) et des périodes de couvertures nuageuses (2630 h),
- une comparaison de l'efficacité photovoltaïque pour différents déploiements (orientation et inclinaison fixes, montage sur pilotis orientable, montage vertical simple ou bi-face)
- un état des lieux des capacités énergétiques éolien terrestre et offshore par surface occupée
- une comparaison de l'efficacité kWh/an/hectare de surface utilisée entre PV et éolien
- une interrogation sur les modèles économiques possibles
- un questionnement sur les risques d'interaction avec la biodiversité et les précautions à prendre lors de tout déploiement, éolien ou photovoltaïque.

Le lecteur notera que les dernières parties de ce texte sont encore en phase écriture et devront être complétées, ainsi que l'ajout à venir d'autres sources, Bois-énergie, Méthanisation,... en terme d'efficacité (par ha de terrain, bois ou de biomasse,..) ..

Table des matières

Table des matières	2
I. Introduction	2
II. Potentiel photovoltaïque	3
A. Cellule Photovoltaïque	4
➤ Cellule photovoltaïque tandem	5
➤ Cellule photovoltaïque CIGS	6
➤ Cellule photovoltaïque organique	6
B. Insolation et rendement de conversion	9
1. Modèle d'insolation solaire	9
2. Les saisons et le mouvement du soleil sur l'horizon	9
3. L'énergie solaire reçue	11
4. Définition géométrique	12
5. Irradiation solaire	13
C. Irradiation solaire photovoltaïque (ciel sans nuages)	18
1. Remarque production solaire directe PV été-hiver	21
D. Irradiation diffuse- sous nuages	22
E. Retour d'expérience efficacité PV sous nuages	28
F. Implantation Photovoltaïque	30
1. PV sur toiture	30
2. PV au sol : auto-masquage	31
3. PV sur Pilotis rotatifs	32
III. Potentiel éolien	40
A. éoliennes	40
B. Le vent et les éoliennes	41
i. Vent au sol, vent en hauteur	41
C. Eolien terrestre	43
1. Emprise au sol de l'éolien terrestre	44
D. Eolien offshore	45
IV. L'économie des EnR photovoltaïque et éolien	47
V. Contraintes de déploiement	52
A. Ressources Agriculture favorisées	52
B. Flores et faune favorisées – défavorisées ?	53
1. Panneaux photovoltaïques	53
2. Eoliennes terrestres et marines	54

I. Introduction

Les dérives climatiques ont de plus en plus de répercussions sur la vie quotidienne des citoyens du monde. La montée des eaux, les séquences de périodes sèches et de périodes orageuses, augmentent en intensité et leur fréquence ne fait que croître. **Grace aux travaux du GIEC, il ne peut plus faire aucun doute que les activités humaines, et les émissions associées de polluants et de GES (CO₂, CH₄, ...), dues notamment à la consommation excessive d'énergies fossiles (Pétrole, gaz, charbon,..) sont la cause principale de l'accélération incontrôlée de la dérive climatique.** Par ailleurs, les réserves de sources fossiles (gaz naturel pétrole, Uranium...) sont limitées, et certains pays, y compris exportateurs, travaillent déjà à leur propre indépendance énergétique basée sur les EnR , tq Iran, Saudi Arabia, Norvège, Kazakhstan ;..

Il est donc urgent de ne plus utiliser d'énergie fossile dans les usages communs, (transports, bâtiments, résidentiel, industries, Agri-pêche,..).

Cependant, il semble difficile de se passer d'énergie dans nos vies quotidiennes (la Bretagne consomme 79 TWh d'énergies par an, toutes énergies confondues pour l'ensemble de ses usages, niveau quasi-invariant depuis plus de 10 ans [OEB]), et il sera donc nécessaire, en parallèle d'effort de **frugalité** et d'**efficacité**, de passer à d'autres sources d'énergies, les **EnR, Energies renouvelables**.

Les futurs grands pourvoyeurs d'énergies sont et seront l'éolien offshore, (le plus « capacitif »), l'éolien terrestre, le Photovoltaïque, et pour une part sans doute moindre, la biomasse, le bois-énergie, etc...

Le photovoltaïque pourra être présent en toiture, au sol (sur des surfaces délaissées non valorisables pour l'agriculture), sur pilotis, sur étang,....

La puissance du rayonnement solaire en dehors de l'atmosphère terrestre est appelée la constante solaire S. Sa valeur (presque constante) est égale à $S = 1'350 \text{ W/m}^2$.

Un rayonnement global de $1'000 \text{ W/m}^2$ atteint la surface de la terre, directement ou déviée par des nuages. Cette intensité maximale varie selon la position du soleil en fonction des mouvements réguliers de la terre, tq son inclinaison autour de l'axe nord sud. Le 21 juin, le soleil est au plus haut tandis que le 21 décembre il est au plus bas. De plus, l'énergie de ce rayonnement, $[E = P \cdot t]$, dépend du nombre d'heures d'ensoleillement. Cela signifie donc qu'en été, non seulement les rayons du soleil sont plus directs, mais la puissance reçue est supérieure et la durée de l'ensoleillement est plus longue, donc une énergie globale quotidienne plus importante.

Cet article présente le potentiel de chaque EnR en Bretagne. Le photovoltaïque breton, en tenant compte des heures ensoleillées et de l'orientation des panneaux et de la position du soleil (inclinaison entre 20° en hiver à 60° en été) sur l'horizon, est ainsi comparé à l'éolien terrestre et offshore, en terme d'efficacité, de rentabilité et d'emprise foncière

II. Potentiel photovoltaïque

L'ensoleillement breton, ainsi que le vent pour l'éolien, est un atout de la façade ouest de l'Europe. La Bretagne bénéficie d'un ensoleillement largement suffisant pour envisager une fourniture énergétique significative par conversion photovoltaïque.

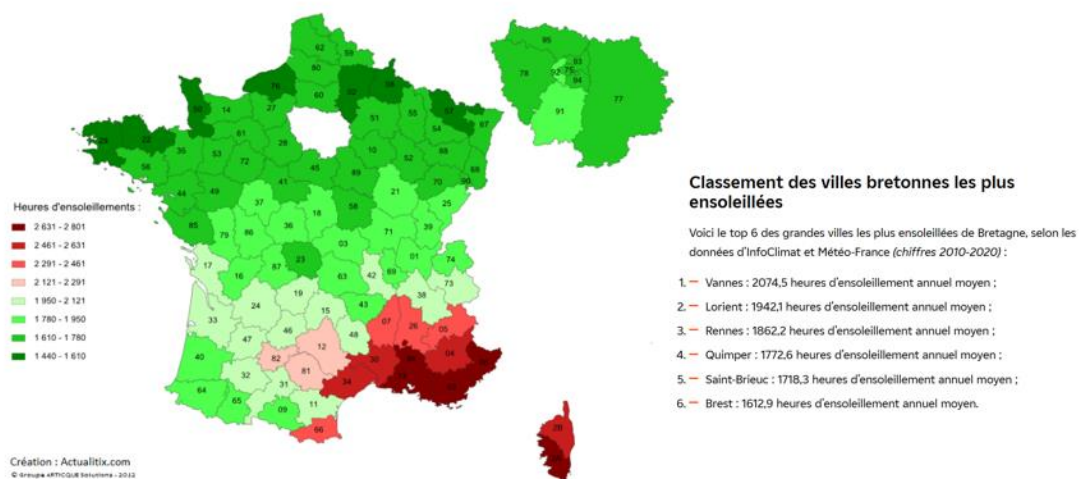


Figure 1: cartographie ensoleillement France

Les éléments déterminants de l'efficacité PV seront l'inclinaison du panneau PV par rapport à l'horizon, l'orientation, la durée du jour en fonction des saisons, l'ensoleillement ou la présence de nuages, l'ombrage local (arbres,...).

La hauteur de vue du soleil sur l'horizon, est un élément prépondérant. Cet angle varie avec la latitude. En Bretagne, nous sommes à # 47° (longitude 2°48'), et la hauteur du mouvement du soleil dans le ciel varie de 20° en hiver à 60° en été.

On distingue plusieurs types d'implantations : PV sur toitures, PV au sol, PV sur pilotis, PV sur surfaces liquides (lacs,...).

Chaque configuration est régie par les mêmes bases géométriques. L'efficacité d'une cellule PV dépend de l'orientation de la normale au panneau par rapport à l'incidence des rayons du soleil.

La durée du jour, de 8h en hiver à 13 heures en été est également un effet déterminant, de même que la présence de nuages , qui vont diffuser le rayonnement qu'ils reçoivent, on une illumination directe.

A. Cellule Photovoltaïque

En 1939, l'ingénieur Russel Ohl découvre la jonction P-N, et en 1954, les chercheurs des « Bell Labs » (Pearson, Chapin, Fuller) mettent au point la première cellule PV en silicium.

Une cellule PV est essentiellement une lame de Si dopé.

Du point de vue physique, le rayonnement solaire, caractérisé par sa longueur d'onde, fera « monter » un électron du Si de la bande de valence à la bande de conduction, pour former un « gaz » d'électron. Le dopage N-P de 2 zones du SI crée un champ électrique qui va entrainer ce nuage d'électrons, et induire un courant électrique

L'effet photovoltaïque est la conversion directe des rayons du Soleil ($E = h \nu = h c / \lambda$; h : constante de Plank, c : vitesse de la lumière, ν : fréquence et λ : longueur d'onde du rayonnement) en électricité. Sous l'action de la lumière, et grâce au champ électrique interne consécutif au dopage (N, P) de deux zones du matériau de la cellule, un courant photo généré est créé. Les photons reçus du Soleil sont absorbés dans la cellule et libèrent des électrons de son matériau,

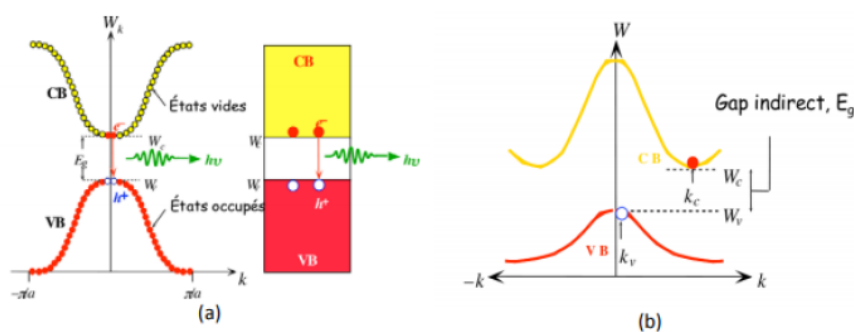


Figure 2: cellule PV - schéma énergétique

Dans une cellule PV Silicium exposée à la lumière visible, un photon d'énergie suffisante (supérieure à la bande interdite, # 1,12 eV dans Si, soit une longueur d'onde inférieure à 1,12 μm) arrache un e^- à la bande de valence et crée ainsi un « trou ». Sans dispositif supplémentaire, l'électron trouverait rapidement un trou pour se recombiner et l'énergie apportée par le photon serait dissipée localement. Les électrons « montés » dans la bande de conduction sont mis en mouvement par le champ électrique interne, créé entre les deux couches de la jonction, dopées N et P. Le principe d'une cellule photovoltaïque est donc de forcer les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau au lieu de se recombiner en son sein. Un courant est ainsi créé, et une tension apparaît entre les deux faces de la cellule..

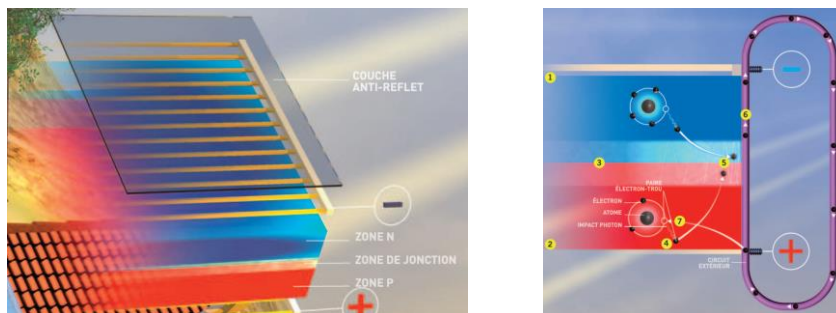


Figure 3: schéma physique et électrique d'une cellule PV silicium (doc CEA)

Plusieurs technologies de cellule sont, ou seront, disponibles.

On distingue notamment les technologies Silicium (amorphe, polycristallin, cristallin) en couche volumique ou couche mince, des technologies « multi jonctions », et les « autres matériaux, tels que la famille III-V (As Ga In P) , les structures à bas de CdTe ou CdSe, les matériaux perovskiques ou les matériaux organiques. Ces technologies émergentes apparaissent, fort prometteuses, même si leur coût de fabrication est plus élevé que les cellules silicium classiques

➤ Cellule photovoltaïque tandem

En combinant deux cellules (couche mince de silicium amorphe sur silicium cristallin par exemple) absorbant dans des **domaines spectraux différents**, Figure 4, on améliore l'efficacité globale théorique par rapport à des cellules simples distinctes.

➤ Cellule photovoltaïque multi-jonction

Les cellules multi-jonctions ont été développées pour maximiser la puissance massique soit le rapport Wc/kg. Le développement a donc porté sur des cellules d'une grande efficacité de conversion. Cette technologie se retrouve également dans la filière photovoltaïque à concentration (CPV)

➤ Cellule photovoltaïque CIGS

La technique utilise un matériau semi-conducteur à base de Cu, In, Ga ou Se. Permettant de contrôler et d'optimiser les propriétés du matériau. Le besoin de minimiser l'utilisation d'éléments chimiques rares tels que l'indium a poussé la recherche vers la fabrication de matériaux sans indium ou gallium, remplacés par les éléments Zn et Sn, plus abondants. Cette technologie, nommée CZTS, utilise du $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$, semiconducteur à gap direct (bande interdite 1.45 eV) constitué de [cuivre](#), de [zinc](#), d'[étain](#) et de [soufre](#), pour réaliser des cellules PV en couches minces, n'est cependant pas encore disponible commercialement sur le marché.

➤ Cellule à pérovskites

Les cellules [pérovskites](#), encore dans le domaine de recherche est une technologie d'hybrides organiques-inorganiques,». Les rendements de conversion de cellules de laboratoire à pérovskites, augmentent régulièrement pour atteindre actuellement 30-35 % en laboratoire, rendement supérieur de celui des cellules à base de silicium (stabilisé à 25 %).

➤ Cellule photovoltaïque organique

Les cellules photovoltaïques organiques ont au moins leur couche active constituée de molécules organiques. Un rendement de plus de 15 % a été atteint, mais on reste encore loin d'une production industrielle.

Depuis les années 80, on assiste à une course performance-coût entre ces différentes technologies et leur raffinement. Le laboratoire NREL (*National Renewable Energy Laboratory, Boulder, USA*) associé à différents instituts internationaux (*University of New South Wales, Australie, EU - JRC ISPRA Italy, Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, Germany, National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST- RCPVT), Japan*), publie quasi-annuellement une mise à jour des performances des différentes technologies. [[Solar cell efficiency tables \(Version 60\)](#)]

Les tableaux suivants permettent une comparaison entre la situation actuelle (2022) et celle de 2014, et montrent l'amélioration constante des performances de rendement et de la couverture spectrale.

En 2022, le Si cristallin atteint des rendements de 26% (attestés par les mesures NREL), la famille III-V atteint 29% en couche mince (moindre coût de matériau mais plus grande fragilité), les couches minces chalcogénides (CdTe) atteignent 19% et les structures organiques 15%. La technologie silicium TopCON, en cours d'industrialisation par HOLOSOLIS, devrait permettre un rendement de 24% en production industrielle.

La situation 2014 donnait Si à 25%, AsGa à 28% et InP à 22% et CdTe à 21%. Les progrès sont présents mais restent lents.

Le record de rendement reste, dans ces tableaux, à des multifonctions, notamment III-V, tels que InGaP/GaAs/InGaAs, dont le rendement PV atteint 39%, grâce à un élargissement important du spectre optique couvert... hélas dans une technologie très compliquée, donc

coûteuse, à mettre en œuvre, et dont les rendements de production des cellules restent encore fluctuants. La superposition de couches de différents matériaux, chacun ayant son propre domaine spectral d'absorption-conversion PV, et transparent dans le domaine des autres matériaux utilisés, permet d'accroître largement le spectre efficace et la production photovoltaïque de l'ensemble.

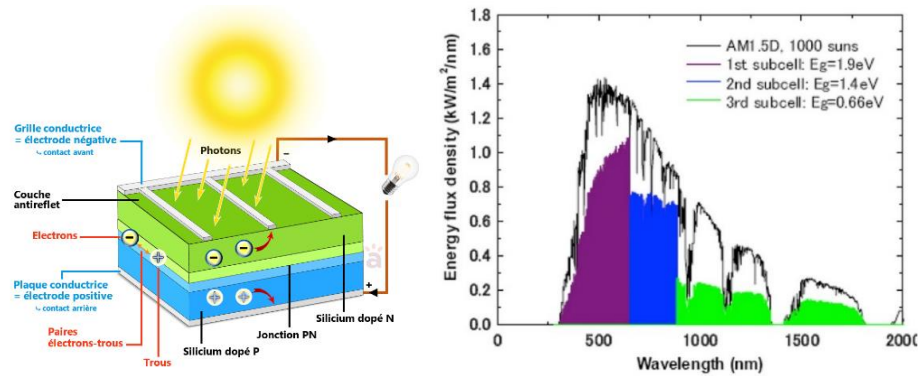


Figure 4: cellule PV jonction unique et multi jonction (INPG)

TABLE 1 Confirmed single-junction terrestrial cell and submodule efficiencies measured under the global AM1.5 spectrum (1000 W/m²) at 25°C (IEC 60904-3: 2008 or ASTM G-173-03 global)

Classification	Efficiency (%)	Area (cm ²)	V _{oc} (V)	J _{sc} (mA/cm ²)	Fill factor (%)	Test centre (date)	Description
Silicon							
Si (crystalline cell)	26.7 ± 0.5	79.0 (da)	0.738	42.65 ^a	84.9	AIST (3/17)	Kaneka, n-type rear IBC ⁴
Si (crystalline cell)	26.3 ± 0.4 ^b	274.3 (t)	0.7502	40.49 ^c	86.6	ISFH (9/21)	LONGI, n-type HIT ⁵
Si (DS wafer cell)	24.4 ± 0.3 ^b	267.5 (t)	0.7132	41.47 ^b	82.5	ISFH (8/20)	Jinko Solar, n-type
Si (thin transfer submodule)	21.2 ± 0.4	239.7 (ap)	0.687 ^a	38.50 ^{a,f}	80.3	NREL (4/14)	Solexel (35 μm thick) ⁶
Si (thin film minimodule)	10.5 ± 0.3	94.0 (ap)	0.492 ^a	29.7 ^{a,h}	72.1	FhG-ISE (8/07)	CSG Solar (<2 μm on glass) ⁷
III-V cells							
GaAs (thin film cell)	29.1 ± 0.6	0.998 (ap)	1.1272	29.78 ^b	86.7	FhG-ISE (10/18)	Alta Devices ⁸
GaAs (multicrystalline)	18.4 ± 0.5	4.011 (t)	0.994	23.2	79.7	NREL (11/95)	RTL, Ge substrate ⁹
InP (crystalline cell)	24.2 ± 0.5 ⁱ	1.008 (ap)	0.939	31.15 ^a	82.6	NREL (3/13)	NREL ¹⁰
Thin film chalcogenide							
CIGS (cell) (Cd-free)	23.35 ± 0.5	1.043 (da)	0.734	39.58 ^l	80.4	AIST (11/18)	Solar Frontier ¹¹
CIGS _{Se} (submodule)	19.8 ± 0.3	665.4 (ap)	0.688	37.96 ^k	75.9	NREL (12/21)	Avancis, 110 cells ¹²
CdTe (cell)	21.0 ± 0.4	1.0623 (ap)	0.8759	30.25 ^f	79.4	Newport (8/14)	First Solar, on glass ¹³
CZTSSe (cell)	11.3 ± 0.3	1.1761 (da)	0.5333	33.57 ^o	63.0	Newport (10/18)	DGIST, Korea ¹⁴
CZTS (cell)	10.0 ± 0.2	1.113 (da)	0.7083	21.77 ^a	65.1	NREL (3/17)	UNSW ¹⁵
Amorphous/microcrystalline							
Si (amorphous cell)	10.2 ± 0.3 ^l	1.001 (da)	0.896	16.36 ^f	69.8	AIST (7/14)	AIST ¹⁶
Si (microcrystalline cell)	11.9 ± 0.3 ^l	1.044 (da)	0.550	29.72 ^a	75.0	AIST (2/17)	AIST ¹⁷
Perovskite							
Perovskite (cell)	23.7 ± 0.5 ^m	1.062 (da)	1.213	24.99 ^k	78.3	NPVM (5/22)	USci.Tech., Hefei ¹⁸
Perovskite (minimodule)	21.4 ± 0.4 ^m	19.32 (da)	1.149 ^a	23.41 ^{n,b}	79.6	JET (10/21)	Microquanta, 7 cells ¹⁹
Dye sensitised							
Dye (cell)	11.9 ± 0.4 ⁿ	1.005 (da)	0.744	22.47 ^o	71.2	AIST (9/12)	Sharp ^{20,21}
Dye (minimodule)	10.7 ± 0.4 ⁿ	26.55 (da)	0.754 ^a	20.19 ^{n,o}	69.9	AIST (2/15)	Sharp, 7 serial cells ^{20,21}
Dye (submodule)	8.8 ± 0.3 ⁿ	398.8 (da)	0.697 ^a	18.42 ^{n,q}	68.7	AIST (9/12)	Sharp, 26 serial cells ^{20,21}
Organic							
Organic (cell)	15.2 ± 0.2 ^r	1.015 (da)	0.8467	24.24 ^d	74.3	FhG-ISE (10/20)	Fraunhofer ISE ²²
Organic (minimodule)	14.5 ± 0.3 ^r	19.31 (da)	0.8518 ^a	23.51 ^{n,k}	72.5	JET (12/21)	ZJU/Microquanta, 7 cells ²³
Organic (submodule)	11.7 ± 0.2 ^r	203.98 (da)	0.8177 ^a	20.68 ^{n,k}	69.3	FhG-ISE (10/19)	ZAE Bayern, 33 cells ²⁴

Tableau 1: état de l'art 2022 cellules photovoltaïques v60 2022 (voir la publication citée pour les renvois)

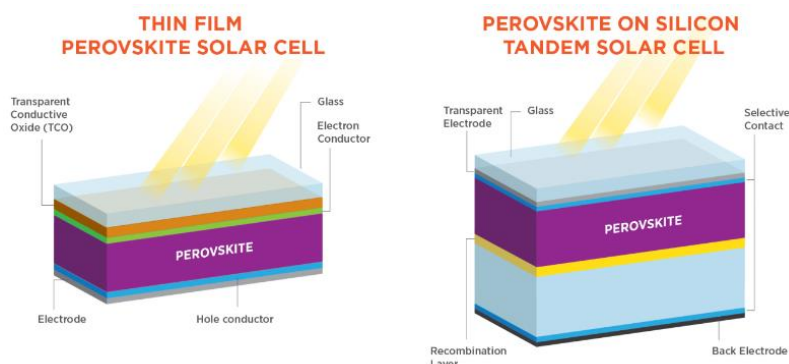


Figure 5: cellule PV sur pérovskite

Table 1. Confirmed terrestrial cell and submodule efficiencies measured under the global AM1.5 spectrum (1000 W/m²) at 25 °C (IEC 60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global).

Classification ^a	Efficiency (%)	Area ^b (cm ²)	V _{oc} (V)	J _{sc} (mA/cm ²)	Fill factor (%)	Test centre ^c (date)	Description
Silicon							
Si (crystalline)	25.6 ± 0.5	143.7 (da)	0.740	41.8 ^d	82.7	AIST (2/14)	Panasonic HIT, rear junction [25]
Si (multicrystalline)	20.8 ± 0.6	243.9 (ap)	0.6626	39.03	80.3	FhG-ISE (11/14) ^e	Trina Solar [4]
Si (thin transfer submodule)	21.2 ± 0.4	239.7 (ap)	0.687 ^f	38.50 ^{g,h}	80.3	NREL (4/14)	Solexel (35 μm thick) [5,26]
Si (thin film minimodule)	10.5 ± 0.3	94.0 (ap)	0.492 ^f	29.7 ^f	72.1	FhG-ISE (8/07) ^g	CSG Solar (<2 μm on glass; 20 cells) [27]
III-V cells							
GaAs (thin film)	28.8 ± 0.9	0.9927 (ap)	1.122	29.68 ^h	86.5	NREL (5/12)	Alta Devices [28]
GaAs (multicrystalline)	18.4 ± 0.5	4.011 (t)	0.994	23.2	79.7	NREL (11/95) ^g	RTI, Ge substrate [29]
InP (crystalline)	22.1 ± 0.7	4.02 (t)	0.878	29.5	85.4	NREL (4/90) ^g	Spire, epitaxial [30]
Thin film chalcogenide							
CIGS (cell)	20.5 ± 0.6	0.9882 (ap)	0.752	35.3 ^d	77.2	NREL (3/14)	Solibro, on glass [31]
CIGS (minimodule)	18.7 ± 0.6	15.892 (da)	0.701 ^f	35.29 ^{h,j}	75.6	FhG-ISE (9/13)	Solibro, 4 serial cells [32]
CdTe (cell)	21.0 ± 0.4	1.0623 (ap)	0.8759	30.25 ^e	79.4	Newport (8/14)	First Solar, on glass [33]
Amorphous/microcrystalline Si							
Si (amorphous)	10.2 ± 0.3 ^k	1.001 (da)	0.896	16.36 ^e	69.8	AIST (7/14)	AIST [6]
Si (microcrystalline)	11.4 ± 0.3 ^l	1.046 (da)	0.535	29.07 ^e	73.1	AIST (7/14)	AIST [7]
Dye sensitised							
Dye	11.9 ± 0.4 ^m	1.005 (da)	0.744	22.47 ⁿ	71.2	AIST (9/12)	Sharp [34]
Dye (minimodule)	10.0 ± 0.4 ^m	24.19 (da)	0.718	20.46 ^e	67.7	AIST (6/14)	Fujikura/Tokyo U. Science [9,10]
Dye (submodule)	8.8 ± 0.3 ^m	398.8 (da)	0.697 ^f	18.42 ^f	68.7	AIST (9/12)	Sharp, 26 serial cells [35]
Organic							
Organic thin-film	11.0 ± 0.3 ^o	0.993 (da)	0.793	19.40 ^e	71.4	AIST (9/14)	Toshiba [11]
Organic (minimodule)	9.5 ± 0.3 ^o	25.05 (da)	0.789 ^f	17.01 ^{e,f}	70.9	AIST (8/14)	Toshiba (4 series cells) [11]
Multijunction devices							
InGaP/GaAs/InGaAs	37.9 ± 1.2	1.047 (ap)	3.065	14.27 ^l	86.7	AIST (2/13)	Sharp [36]
a-Si/nc-Si/nc-Si (thin-film)	13.4 ± 0.4 ^p	1.006 (ap)	1.963	9.52 ⁿ	71.9	NREL (7/12)	LG Electronics [37]
a-Si/nc-Si (thin-film cell)	12.7 ± 0.4% ^k	1.000(da)	1.342	13.45 ^e	70.2	AIST (10/14)	AIST [8]

Tableau 2: état de l'art 2024 cellules PV v49 2014 (voir la publication citée pour les renvois)

Dans notre étude nous retiendrons l'hypothèse de cellule Si « commercialement disponible et bas coût » présentant un rendement photovoltaïque de 20%.

B. Insolation et rendement de conversion

Une cellule photovoltaïque présente un rendement maximum (typiquement 20% pour une cellule PV Silicium) lorsque le rayonnement reçu est perpendiculaire à la normale au panneau. Lorsqu'un angle « ρ » apparaît entre ces 2 directions, la cellule intercepte une surface $S \cdot \cos(\rho)$ du rayonnement. C'est donc la variation de cet angle ρ en fonction des conditions calendaires (date, heure) d'ensoleillement qui affectent le rendement électrique.

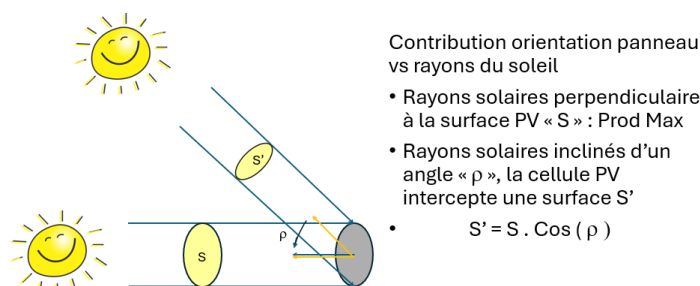


Figure 6: cellule et rayonnement solaire

1. Modele d'insolation solaire

Le modèle présenté ici calcule l'orientation des rayons lumineux venant frapper la cellule, l'angle ρ , en fonction des conditions, statiques ou dynamiques, qui sont :

- L'orientation des panneaux
- La durée des jours au cours de l'année
- L'angle du soleil sur l'horizon, fonction de l'heure, de la date et de la saison
- Le nombre d'heures d'ensoleillement
- L'énergie solaire reçue selon date, heure et saison
- La perte due aux nuages, ie le nombre de jours ensoleillés et le nombre de jours « sous nuages »

On situera l'origine des temps annuels et journaliers au solstice de printemps, ie la date, fin mars, ou la durée du jour est égale à la durée de la nuit.

L'année est découpée en 4 saison, printemps, été, automne et hiver dans cet ordre.

2. Les saisons et le mouvement du soleil sur l'horizon

a) Mouvement autour du soleil et saisons

Le mouvement apparent du soleil depuis notre location dépend de l'orientation de la terre par rapport au soleil, inclinaison de l'axe de rotation par rapport à l'axe des pôles (23°) qui expose les latitudes bretonnes à une incidence de 20 à 60° , et qui définit l'énergie solaire reçue, élevée en été car proche de la perpendiculaire au rayons reçus, minimale en hiver car proche de l'horizon.

L'excentricité même faible -3%- de la trajectoire elliptique de la terre autour du soleil contribue aussi à cet effet saisonnier et impacte l'énergie solaire reçue au sol.

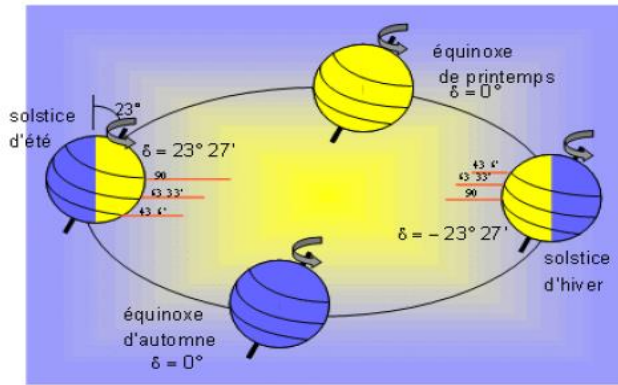


Figure 7: mouvement de la terre autour du soleil

b) *Mouvement apparent du soleil*

Vu depuis notre position, le mouvement du soleil sur l'horizon va décrire un arc de cercle, depuis l'est vers l'ouest, en faisant un angle d'élévation compris entre 60° en été, 20° en hiver, sur l'horizon



Fin Juin : jour 6h-22h
Elevation 60° au zenith



Fin decembre : jour 10h 18h
Elevation 20° au zenith

Figure 8: élévation du soleil sur l'horizon (latitude # 47°)

L'heure de coucher du soleil, en fonction du jour de l'année « D » est donnée par $18 + 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right)$, et celle du lever par $(6 - 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right))$, qui donne le lever du soleil entre 4h et 8h et le coucher entre 16H et 20h (en heure solaire, 12h au zenith)

On définit une fonction éclairement, variable avec D (jours) et h (heures dans la journée) à partir des heures de coucher et de lever du soleil en fonction du jour de l'année par :

$$DJS(D, h) = \frac{18 + 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right) - (6 - 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right))}{24}$$

L'année faisant 365 * 24 heures = 8760 heures, on vérifie que le nombre d'heures « éclairées » dans l'année est :

$$\int_0^{365} \int_0^{24} DJS(D, h) dDdh = 4380$$

On notera que le nombre d'heures « éclairées » en période estivale sera

$$\int_0^{185} \int_0^{24} DJS(D, h) dDdh = 2680 \text{ et celui de la période hivernale } \int_{185}^{365} \int_0^{24} DJS(D, h) dDdh = 1700.$$

Dans notre modèle on assimilera la durée du jour à une sinusoïde, La modélisation de l'élévation du soleil au zenith est donnée sur la **Figure 9** **Figure 8** (gauche), et les heures de lever-coucher du soleil et de la durée du jour (éclairage) sur la (droite).

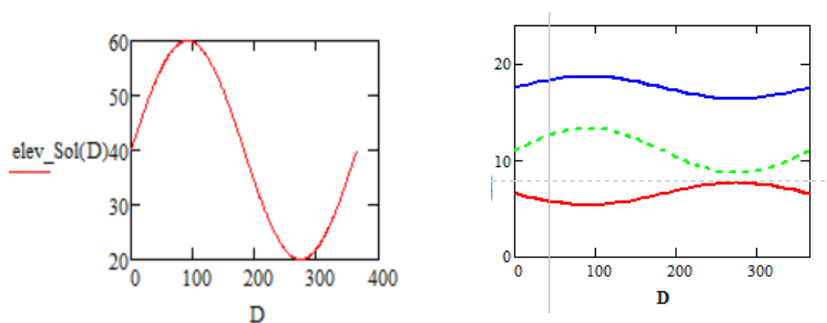


Figure 9; élévation du soleil sur l'horizon (g) et durée du jour (Heure lever, heure coucher)

On a ainsi moyen de définir l'éclairement solaire en fonction de la date (<> saison) et de l'heure (<> lever-coucher du soleil).

L'énergie solaire reçue par heure, par jour, dépend de la saison (inclinaison de l'axe de rotation de la terre sur elle-même) et le l'inclinaison du soleil sur l'horizon

3. L'énergie solaire reçue

La dernière étape du modèle sera d'intégrer les heures ensoleillées (PV par éclairement direct) des heures sous nuages (PV diffus).

Enfin la donnée de base est l'énergie solaire reçue sur terre au niveau de l'installation (cachée ou non par les nuages), qui est de 1750 heures annuelles, qui fournit # 1240 kWh/an/m² en Bretagne Sud (3,8 MJ / m²/j, 1kWh=3,6 MJ.(Figure 10Figure 10)).

Les données d'ensoleillement

Irradiation (en MJ/m² ou kWh/m²)
énergie incidente sur un plan donné par unité de surface

(Source : Tecsol.fr)



(valeurs en kWh/m².j) soit 1460 kWh/m².an à Toulouse et 1095 kWh/m².an à Lille

Bruno FLECHE

Energies renouvelables : Solaire Thermique

4

Figure 10: Irradiation solaire en France

On calcule donc d'abord l'irradiation solaire reçue, puis l'irradiation PV, pondérée par l'orientation du rayonnement vis-à-vis de la normale au panneau.

Enfin il nous faudra tenir compte des jours « ensoleillés » (1750 H en Bretagne sud) et des jours nuageux (2630 H) , donc de l'énergie diffuse transmise par ces nuages.

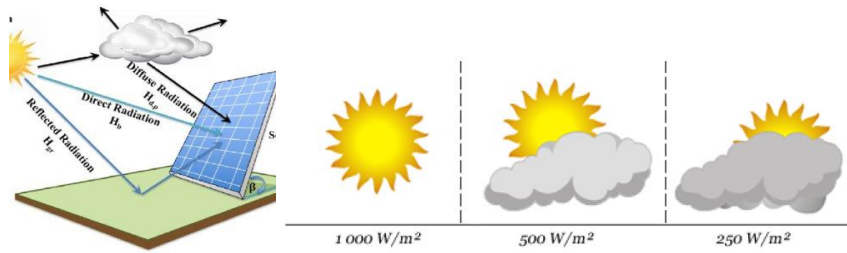


Figure 11: Radiation directe et diffuse -Puissance solaire reçue selon la couverture nuageuse [Be]

On aura ainsi plusieurs pointeurs de temps concernant l'énergie solaire reçue :

- L'éclairement, durée comprise entre le lever et le coucher du soleil, médiant aux équinoxes de printemps et d'automne, extrema aux solstices d'été et d'hiver. On introduira une fonction « on-off (D,h) » qui définit la durée du jour selon le jour
- L'irradiance solaire qui traduit l'éclairement du soleil, et intègre l'impact inclinaison saisonnier sur la puissance reçue localement. On a ainsi des jours d'été qui durent de 4h à 20H, alors qu'aux équinoxes le jour dure 12h, et des jours d'hiver qui durent de 8h à 16H (on est à l'heure solaire, ie 12 h au zenith)
- L'irradiation photovoltaïque qui prend en considération l'éclairement, la puissance solaire reçue, et la configuration géométrique du panneau. Un panneau plat, orienté sud, est aligné sur Est-Ouest, ie 6h -18H. Si le panneau est monoface, comme la plupart, il ne pourra produire qu'à partir de l'instant où le soleil frappe la face active. Ainsi un panneau plat Est-Ouest, orienté sud, ne produira qu'entre 6h et 18h, même si le soleil se lève à 4 h et se couche à 20H.
- La présence de nuages conduit à une illumination par lumière diffuse, qui conduit à une baisse de l'énergie reçue de 50% pour des nuages clairs et de 75% pour des nuages noirs

4. Définition géométrique

Les repères géométriques de l'orientation du panneau solaire et de la direction des rayons solaires sont définis sur les figures suivantes.

On suppose, dans ce texte, des panneaux Photovoltaïque plats et monoface.

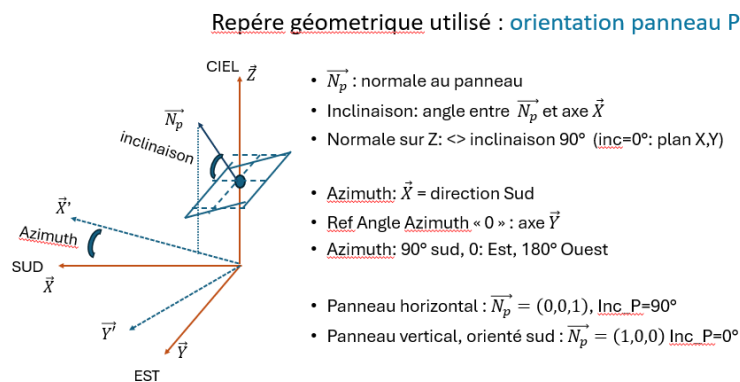


Figure 12: repère orientation panneau PV

Les coordonnées de la normale au panneau, dans ce repère (Est, Sud, Ciel) seront données par :

$$V_{pan} = \begin{bmatrix} X_{pan} \\ Y_{pan} \\ Z_{pan} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\text{Azimuth}) * \cos(\text{Inc}_P) \\ \cos(\text{Azimuth}) * \cos(\text{Inc}_P) \\ \sin(\text{Inc}_P) \end{bmatrix}$$

Ou « Azimut » est l'angle de la projection dans le plan Sud-Est, et « Inc_P » est l'angle d'inclinaison de la normale au panneau par rapport à l'axe z, direction du ciel.

Un panneau orienté plein sud (Azimut=0 et incliné de 45° sera donc représenté par le vecteur (0.707, 0, 0.707) dans ce repère **Figure 9** **Figure 12**

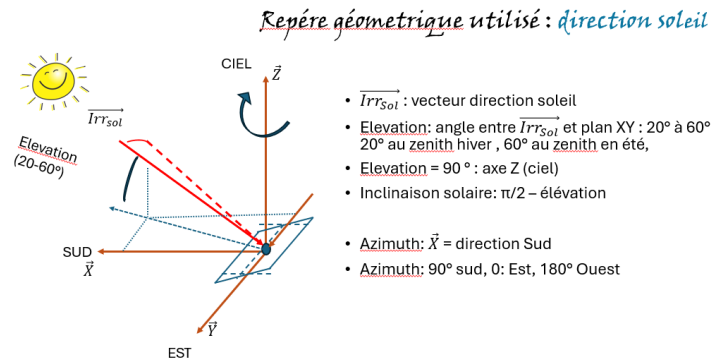


Figure 13: repère des directions du rayonnement solaire

L'élévation sur l'horizon sera alors défini par :

$$Inc\ Sol(D) = elev(D) = \frac{Elev_max + Elev_min}{2} + \frac{Elev_max - Elev_min}{2} * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right)$$

ou D est le nombre de jour écoulé (D=0 à l'équinoxe de printemps), Elev_min et Elev_max sont les élévations min et max (20° en hiver et 60° en été en Bretagne sud).

5. Irradiation solaire

a) position du soleil et irradiation solaire reçue

On définit une fonction on_off(D,h), éclaircissement à 1 et nuit à 0, en fonction du jour D de l'année par

$$on_off(D, h) = 1 \text{ if } 6 - 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right) \leq h \leq 18 + 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right)$$

$$on_off(D, h) = 0 \text{ if } h < 6 - 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right) \text{ et if } h > 18 + 2 * \sin\left(2 * \pi * \frac{D}{365}\right) \quad \text{Éq 1}$$

On vérifie bien que le nombre d'heures de jour, par $\int_0^{365} \int_0^{24} on_off(D, h) dh dD = 4380$,

On normalise l'irradiation solaire « locale » en écrivant que *EnS*, la puissance solaire reçue par m² et par an (1200 kWh/m²/an en Bretagne sud) est égale à ce coefficient normatif *Nor_Sol* * somme des heures annuelles illuminées, soit :

$$Norsol * \int_0^{365} \int_0^{24} on_off(D, h) dh dD = EnS$$

La fonction irradiation (illumination solaire moyenne), fonction de D et h, est normée (adaptée à la configuration solaire locale) par :

$$Irr0(D, h) = on_off(D, h) * NormSol$$

La transition nuit/jour et jour/nuit est étalée sur 1 heure, par une moyenne sur +/- 30 minutes par :

$$Irr(D, h) = \int_{h-1/2}^{h+1/2} Irr0(D, h) \quad \text{Équation 2}$$

qui conduit à la courbe d'irradiation (illumination solaire moyennée sur h) en fonction du jour « D » et de l'heure du jour « h » donnée par ;

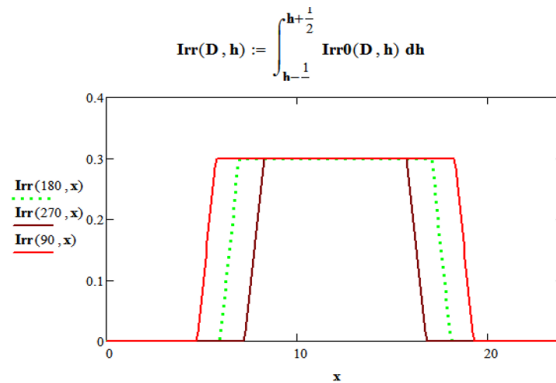


Figure 14: fonction illumination solaire (D,h) @ D=90,180 et 270 jours (kWh/m²/h)

On aura besoin de la forme précise de la variation journalière ENS(D) et de la variation horaire ENSDH(D,h) pour chaque jour de l'énergie optique reçue, afin de pouvoir prédire l'efficacité PV en fonction des conditions géométriques locales et climatiques.

La fonction irradiation (**énergie solaire journalière**), sera de la forme $ENSD(D) = A + B \sin(2 \cdot \pi \cdot \frac{D}{365})$, dans laquelle A et B seront déterminés à partir des données expérimentales, telles que proposées par différents sites, tel que sur le site belge (<https://energieplus-lesite.be/theories/climat8/enseillement-d8/>) qui indique un rapport 6-7 entre les valeurs maxima estivales et minima hivernales. reporté sur la figure :

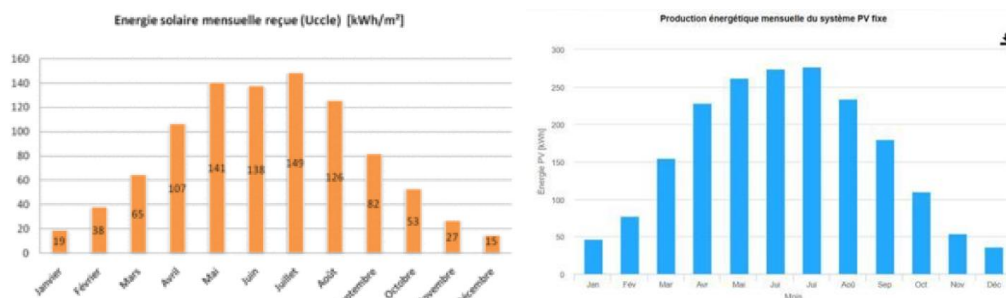


Figure 15: energie solaire reçue mensuellement (Be à gauche, Moselle à droite)

Projeté sur les valeurs bretagne sud (1200 kWh/m²/an) on détermine la valeur journalière de l'irradiation solaire par :

$$ENSD(D) = 3.4 + 2.4 \sin(2 \cdot \pi \cdot \frac{D}{365}) \quad \text{Équation 3}$$

qui vérifie le rapport mini/maxi saisonnier et le total $\int_0^{365} ENSD(D) dD = 1241 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

La forme ENSD(D), énergie solaire reçue journalièrement est alors :

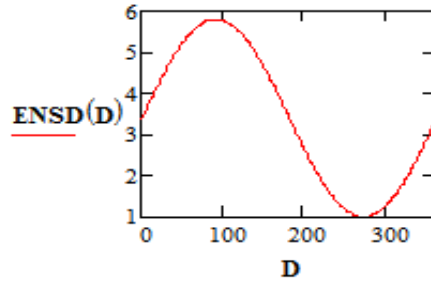


Figure 16: variation journalière énergie solaire reçue (kWh/m²/j)

Pour définir la puissance reçue « horaire », on introduit la forme de la variation de la valeur horaire de l'irradiation solaire par une fonction de type $\cos((h, ma(D), so(D)))$, donnant un maximum à $h=12$ (midi au soleil) et de valeur nulle au lever ($ma(D)$) et au coucher ($so(D)$) du soleil. On a retenu la forme journalière suivante :

$$EnsJ(D, h) = 4 \cos\left(\frac{-(h - ma(D)) \cdot (so(D) - h)}{(so(D) - ma(D))^2} \cdot \frac{\pi}{4} + \frac{\pi}{2}\right)$$

qui respecte la maximale à 12h, un sommet « large » pour marquer la puissance moyenne à $12h \pm 2$, et nulle au lever et au coucher du soleil grâce au produit $(h - ma(D)) \cdot (so(D) - h)$

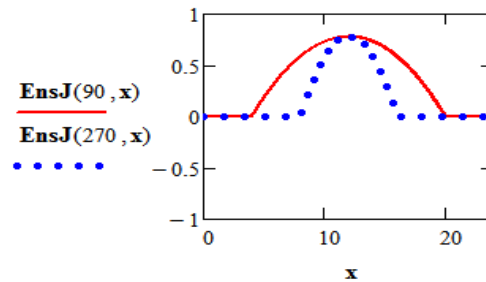


Figure 17: allure de la variation horaire de l'énergie solaire reçue en fonction du jour de l'année, prise au solstice d'été ($D=90$) et au solstice d'hiver ($D=279$) (a .u.)

ou $so(D)$ et $ma(D)$ sont les heures de coucher et du lever du soleil en fonction du jour de l'année.

On introduit ainsi la fonction de variation horaire , fonction de D et h de l'énergie solaire reçue par :

$$ENSDH(D, h) = ENSD(D) * \frac{EnsJ(D, h)}{\int_{ma(D)}^{so(D)} EnsJ(D, h) dh} \quad \text{Équation 4}$$

qui aura la forme suivante, qui respecte $\int_0^{365} \int_0^{24} ENSDH(D, h) dh dD = 1241, \text{ kWh/m}^2/\text{an}$

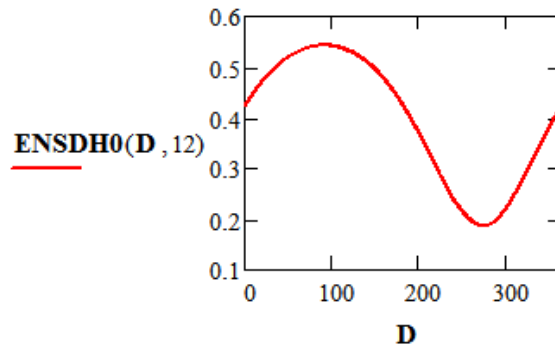


Figure 18: variation de l'énergie solaire reçue à 12h, selon le jour de l'année (kWh/m²h)

La fonction ENSDH(D,h) définit la puissance solaire reçue, en kWh/m²/h, en fonction du jour de l'année et de l'heure du jour. (D=1 est pris à l'équinoxe de printemps), donc la variation journalière est donnée en Figure 18, et la variation horaire aux jours D90 et D270, Figure 19

La fonction irradiation solaire horaire, inclue les temps d'éclairement et la puissance transportée, donnée ici aux solstices d'été et d'hiver :

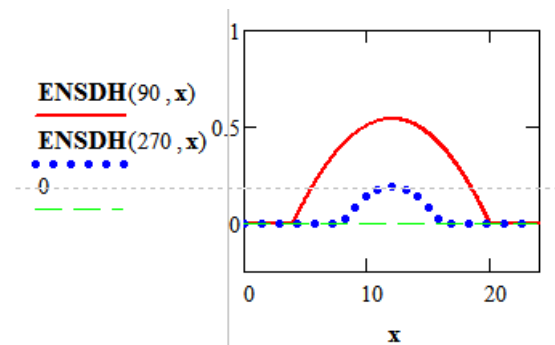


Figure 19: valeur horaire de l'énergie solaire reçue selon le jour D (ici D90 et D 270) (en kWh/m²/h)

b) Irradiation photovoltaïque

L'irradiation maximale tous les jours à h=12 (on est en heure solaire) sera une fonction positive symétrique autour de h=12, limitée par le lever et le coucher du soleil.

Dans le plan du déplacement solaire, pour chaque position $elev_Sol(D)$, on définit la position horaire du soleil par un vecteur $Vh(h)$ (les indices 0,1,2 indiquent les projections sur X, Y, Z)

$$Vh(h) = \begin{pmatrix} \cos \left(\pi * \left(\frac{h+12}{24} \right) \right) \\ \sin \left(\pi * \left(\frac{h+12}{24} \right) \right) \\ 0 \end{pmatrix} \quad \text{Équation 5}$$

Qui positionne le soleil au zénith à h=12.

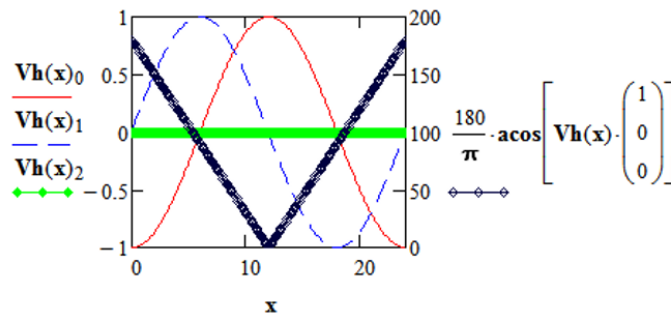


Figure 20: Vecteur horaire dans le plan D de rotation du soleil et angle azimutal en fonction de l'heure du jour

La position du « vecteur soleil » pour les valeurs (D,h) s'obtiennent par une rotation du vecteur $Vh(h)$ dans le plan D, correspondant à une élévation D, autour de l'axe Y du graphique Figure 13, par la matrice de rotation :

$$MD(D) = \begin{bmatrix} \cos\left(2 * \pi * \frac{elev_Sol(D)}{365}\right) & 0 & -\sin\left(2 * \pi * \frac{elev_Sol(D)}{365}\right) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin\left(2 * \pi * \frac{elev_Sol(D)}{365}\right) & 0 & \cos\left(2 * \pi * \frac{elev_Sol(D)}{365}\right) \end{bmatrix}$$

Où $elev_Sol(D)$ est l'élévation du soleil en fonction du jour D de l'année

La position du vecteur irradiation solaire, dans le repère local de la Figure 13., par :

$$\mathbf{Vect_Sol}(D, h) = MD(D) * \mathbf{Vh}(h) \quad \text{Équation 6}$$

Qui conduit bien à une inclinaison du soleil sur l'horizon de 20° pour D=270 (hiver) et 60° pour D=90 (été), dont la représentation fonction de l'heure du jour, à D=90 et D=270, est donnée sur la figure suivante, qui donne les coordonnées x,y,z dans le repère position du soleil (Figure 13) pour D=max été (D=90) et min hiver (D=270)

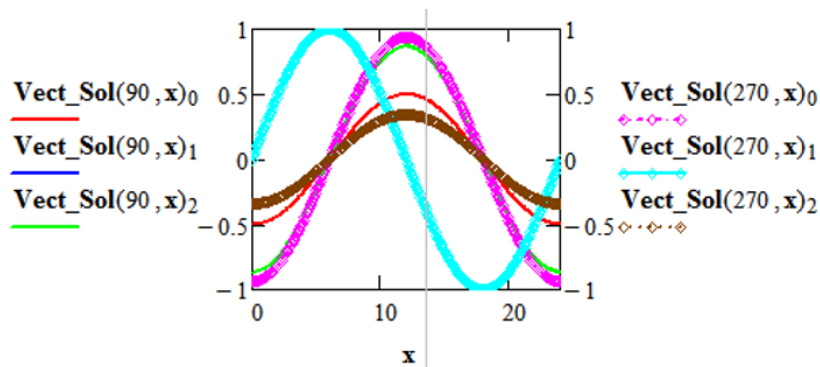


Figure 21: coordonnées du vecteur "soleil" en fonction de l'heure du jour, pour D=90 (max été) et D=270 (min hiver)

Selon les statistiques de l'observatoire météo climat en Bretagne, on retiendra que 1752 heures de « jour » sont ensoleillées, et 2628 heures « de jour » sont nuageuses.

Dans les conditions de journées « ensoleillées », l'irradiation des cellules se fera par illumination directe.

C. Irradiation solaire photovoltaïque (ciel sans nuages)

La fonction $Irr(D, h)$, (Eq 2) normée, définit l'énergie reçue, en irradiation directe, dans l'hypothèse de jours tous ensoleillés

$$\int_0^{365} \int_0^{24} Irr(D, h) = 1241 \text{ kWh/an/m}^2,$$

L'irradiation solaire sera donc le produit de ENSDH(D,h), irradiation solaire reçue ($Irr01(D,h)$), que l'on a reporté sur la figure suivante, avec les courbes d'illumination ($Irr0(D,h)$).

La courbe suivante présente $Irr0(D,h) = Norm_Sol * on_off(D,h)$, éclaircissement, et la courbe $Irr01(D,h) = ENSDH(D,h) * on_off(D,h)$ (=ENSDH(D,h)), énergie solaire reçue par (heure,jour).

On confirme le rôle du lever/coucher du soleil sur l'éclaircissement et la puissance reçue.

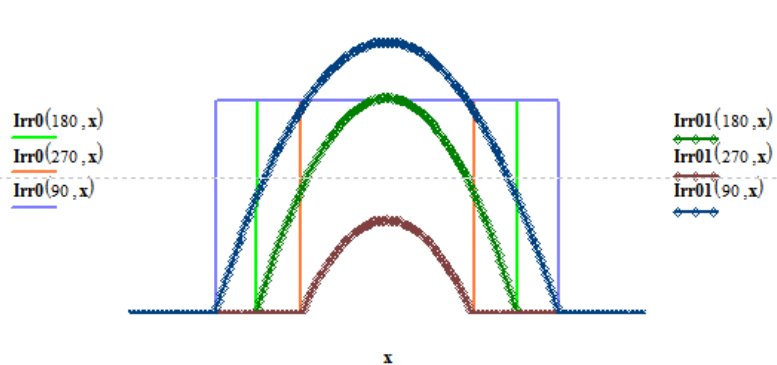


Figure 22: illumination et puissance solaire reçue selon h pour des jours D 90,270,180

L'irradiation solaire **photovoltaïque-active** selon l'orientation du panneau, $IRR(D, h)$, pondéré par l'éclaircissement, variable avec D et h, sera:

$$IRR(D, h) = \overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{Vect_sol(D, h)} * Irr(D, h) \quad \text{Équation 7}$$

- Ou $\overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{Vect_sol(D, h)}$ est le produit scalaire de l'orientation du panneau (plat) PV $\overrightarrow{V_{pan}}$ par $\overrightarrow{Vect_sol(D, h)}$, vecteur de la direction d'incidence des rayons du soleil sur le panneau,
- et $Irr(D, h)$ est la fonction puissance solaire (soleil apparent) et bordée par les heures de coucher/lever du soleil.

La figure suivante donne la fonction **irradiation photovoltaïque** $IRR(D,h)$ et la fonction illumination $Irr(D,h)$, et montre que le travail photovoltaïque démarre après le lever du soleil et s'arrête avant le coucher du soleil en été (courbes rouges) alors que ce travail PV suit la présence du soleil en hiver (courbes noires). L'hypothèse de panneau plat, défini par l'orientation de leur normale dans l'espace, limite la production PV en été . Au lever et au coucher du soleil, l'éclaircissement frappe la face arrière, non efficace en PV.

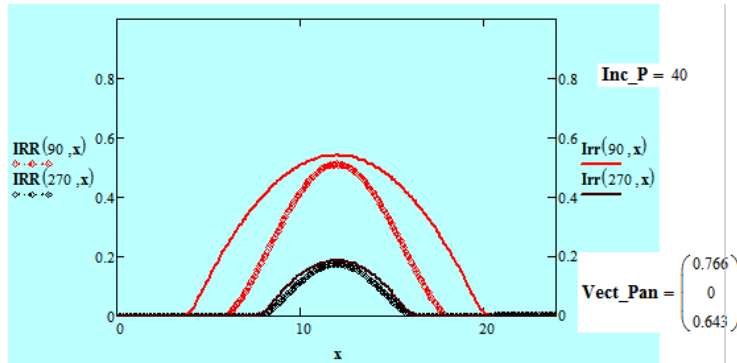


Figure 23: IRRadiation PV et Irradiation solaire
(traits fins : éclairage solaire, traits épais : irradiation efficace photovoltaïque)

Finalement, l'IRRadiation photovoltaïque prendra les formes suivantes selon le jour de l'année :

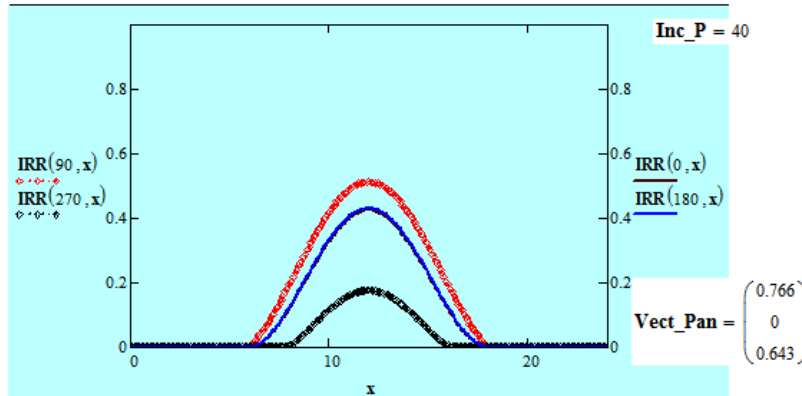


Figure 24: IRRadiation Photovoltaïque selon le jour de l'année
(D90 été D270 hiver D0 printemps D180 automne)

Dans la géométrie actuelle (Figure 12), pour une inclinaison panneau de 40°, l'énergie efficace reçue au niveau du panneau est alors :

$$ESol_{recue} = \int_0^{365} \int_0^{24} IRR(D, h). dh dD = 872 kWh \text{ par an et par } m^2$$

et $ESol_{recue} = 618 kWh/m^2/an$ pour inclinaison 0°, $Vp(1,0,0)$, qui est le flux solaire maximum reçu par le panneau fixe (conditions sans nuages) pour ces 2 orientations

La conversion photovoltaïque produira au maximum, en irradiation directe, avec les cellules retenues :

$$E_{PV} = ESol_{recue} * Rend_{cellule} = 175 kWh \text{ par an et par } m^2.$$

L'énergie solaire captée par la cellule sera, dans les conditions d'irradiation **solaire directe** (4360 heures ensoleillées), produit scalaire des vecteurs direction des rayons du soleil et du vecteur normal au panneau PV.

La Figure 25 Figure 25 montre l'allure du cumul d'énergie photovoltaïque (orientation sud, inclinaison 40°, irradiation solaire directe sans nuages). On observe une variation de pente sensible entre les 6 mois de période estivale et les 6 mois de période hivernale.

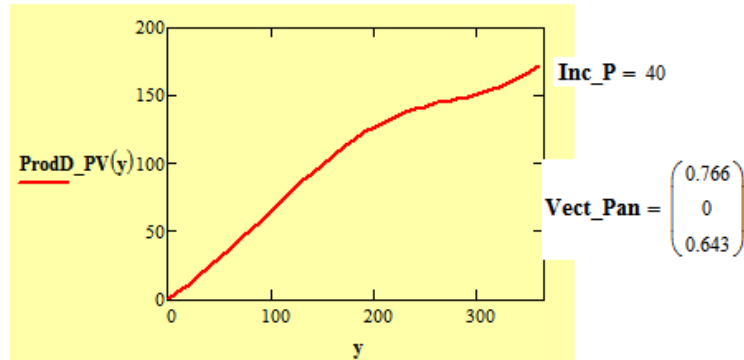


Figure 25: production PV cumulée au long de l'année (irradiation solaire sans nuages)

La Figure 26 montre l'allure des variations de production estivale, hivernale et annuelle en fonction de l'inclinaison des panneaux d'orientation sud.

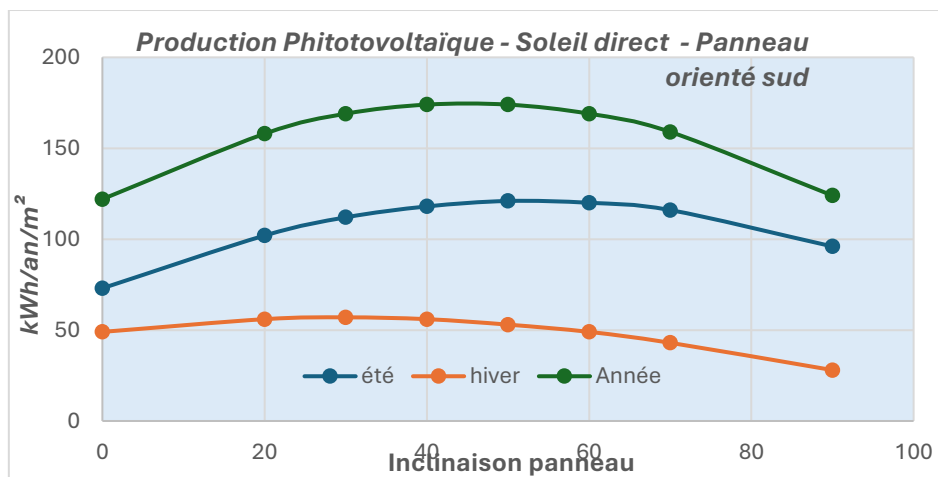


Figure 26; Production PV en fonction de l'orientation panneau (hypothèse 100% jours ensoleillés)

La production PV de l'été ($\int_0^{180} \int_0^{24} IRR(D, h). dh. dD$) * $Ren_{cellule}$ = **121kWh/m²** et la production hivernale ($\int_{180}^{365} \int_0^{24} IRR(D, h). dh. dD$) * $Ren_{cellule}$ = **56kWh/m²**), montrent l'impact de **la durée du jour**, l'écart en énergie solaire reçue (orbite terrestre et impact de l'inclinaison du soleil sur l'horizon).

L'impact de l'inclinaison des panneaux sur la production en irradiation directe, jours tous ensoleillés, d'été et d'hiver, est donnée sur le tableau suivant :

- Orientation Sud (12h solaire) _ **Jours tous ensoleillés**
- L'inclinaison peut optimiser la production annuelle ou saisonnière

KWh/m ²	Inc. P (1.0.0)	0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	90° (0.0.1)
IRR PV an		617	792	845	872	872	846	794	620
Prod été		73.6	102	112	118	121	120	116	96
Prod Hiver		49.9	56	57	56	53	49	43	28
Prod an		123.5	158	169	174.5	174.5	169	159	124

- Soit une capacité « PV theorique ideale » (**soleil tous les jours**) de 1750 MWh/an/ha en terrain dégagé (pas d'ombrage externe, sans nuages <> 1200 kWh/m²/an reçus)

Tableau 3: variation energie Photovolaïque selon inclinaison du panneau PV (orienté sud)

L'impact été/hiver provient essentiellement de la durée du jour et de l'élévation du soleil sur l'horizon. La production PV pourrait alors être # 175 kWh/an/m² si tous les jours de l'année étaient ensoleillés. La précision de l'inclinaison des panneaux, orientés sud, n'est pas prépondérante dans une tolérance de +/- 15°.

La production PV directe (1750 H en Bretagne sud sur 4380 H de jour, 1750 H ensoleillés), sera de 40 % de la valeur « tous jours ensoleillés » annuels (175 kWh/an/ m²) soit # 70 kWh/an/m². On verra au § suivant la contribution des périodes nuageuses.

1. Remarque production solaire directe PV été-hiver

Le lecteur pourra être surpris du peu de variation de production photovoltaïque entre été et hiver, dans des conditions hors nuages, alors que nous avons vu que la longueur du jour variait dans des proportions importantes, de # 8 heures en hiver jusqu'à 16 en été. Cela est dû à ce que les panneaux PV considérés ici sont plats et fixes. Leur inclinaison et leur orientation azimutale étant figées par construction, c'est le « cosinus » entre la normale au panneau et le vecteur irradiation solaire qui définit la production PV. Les panneaux étant plats et monofaces, ils ne peuvent recevoir d'irradiation que du côté de leur face active. Ainsi, en été, bien que le soleil soit levé dès 4 heures, il ne frappera le panneau « du bon côté » qu'à partir de 6h. De même les soirs d'été, le soleil arrêtera de frapper le panneau PV des 18h, alors qu'il ne se couchera que vers 20h (pour rappel, nous sommes en heure solaire, 12h au sud).

L'irradiation photovoltaïque ne s'applique en été qu'entre 6H et 18H, orientation est-ouest pour des panneaux plats de normale au sud, et de 8h à 16h en hiver. Bien que le soleil se lève à 4H, la production PV ne démarrera qu'à 6H (soit direction Est), car ce n'est qu'à partir de cette heure que le rayonnement solaire atteindra la face active du panneau de cellules. De même le soir l'efficacité PV s'arrêtera lorsque les rayons frapperont le « dos » des panneaux. En hiver, le soleil, se levant tard et se couchant tôt, frappera la face avant des panneaux entre le lever et le coucher du soleil.

La différence été – hiver est donc due d'une part à cet écart entre 6h et ~8h et entre 16h et 18H, d'autre part au « cosinus » entre la normale du panneau et la direction solaire, et enfin

de l'énergie solaire transportée selon la saison, influencé par l'inclinaison terrestre sur son axe de rotation et par la variation elliptique de l'orbite terrestre.

D. Irradiation diffuse- sous nuages

La présence de nuages va affecter la production photovoltaïque par plusieurs mécanismes, notamment l'absorption (ou son complément la transmittance) et la diffusion.

Les nuages épais et noirs, chargés d'eau, de type cumulus ou nimbostratus, absorbent une partie de l'énergie reçue, et atténuent la quantité de lumière transmise. À l'inverse, des nuages blancs, fins ou épars diffusent presque toute la lumière reçue (dans toutes les directions), et diffusent assez d'énergie optique pour activer le panneau PV. Cette énergie diffusée par l'atmosphère nuageuse, peut atteindre 50 % du rayonnement global reçu lorsque le Soleil est bas sur l'horizon, et 100 % pour un ciel entièrement couvert. La partie dirigée vers la terre sera encore 50% de l'énergie diffusée totale, car cette diffusion s'effectue dans toutes les directions de l'espace, vu depuis les nuages, (Kt est ici la transmission optique) :

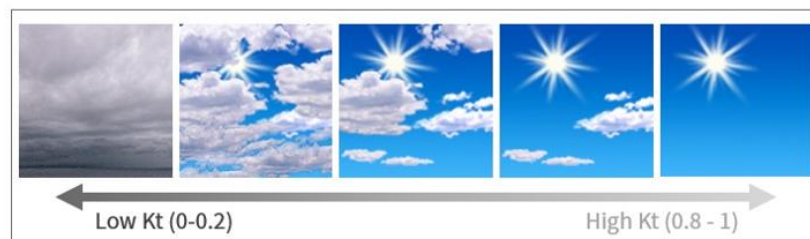


Figure 27 : variation de la transmission selon la couverture nuageuse (from US National Weather Service NWS)

De plus les nuages de toute la surface visible par la cellule PV diffusent, dont réémettent la lumière reçue dans toutes les directions. Ainsi, alors que l'illumination directe repose sur la direction du soleil et l'orientation du panneau, en conditions nuageuses, c'est l'ensemble du ciel qui est en position de réémetteur, chaque segment de nuage produisant une faible intensité mais émise depuis toute la surface du ciel visible depuis la cellule.

En région au climat souvent couvert, il sera pertinent d'ajuster l'inclinaison pour maximiser la réception du rayonnement diffus, par opposition à l'inclinaison optimale pour un ensoleillement majoritairement direct.

La quantité d'électricité produite par les panneaux solaires peut toutefois varier en fonction de l'épaisseur de la couverture nuageuse. Une étude indique que les panneaux solaires restent **efficaces à 76 %** d'une couverture nuageuse **peu dense**. En cas de fortes pluies, la production diminue, mais la pluie, en nettoyant les panneaux, aide à maintenir leur efficacité globale. De plus, des chercheurs néerlandais ont montré que la production d'énergie solaire pouvait être, dans certaines conditions de nuages et d'irradiation solaire de ces nuages (nuages blancs d'été), **plus importante sous un ciel légèrement nuageux** que sous un ciel clair, car la surface diffusante de la couverture nuageuse vue depuis le panneau PV peut être importante.

Donc deux paramètres sont à prendre en considération pour évaluer la capacité de cellules PV en conditions nuageuse, d'une part l'absorption interne d'une partie de l'énergie solaire reçue, conduisant à la partie non absorbée qui sera diffusée dans toutes les directions, et le

fait que la source d'énergie irradiant le panneau PV devient « la surface de la sphère nuageuse » irradiant le panneau.

Pendant les périodes « nuageuses », les cellules PV continuent à produire, à partir de la lumière diffusée.

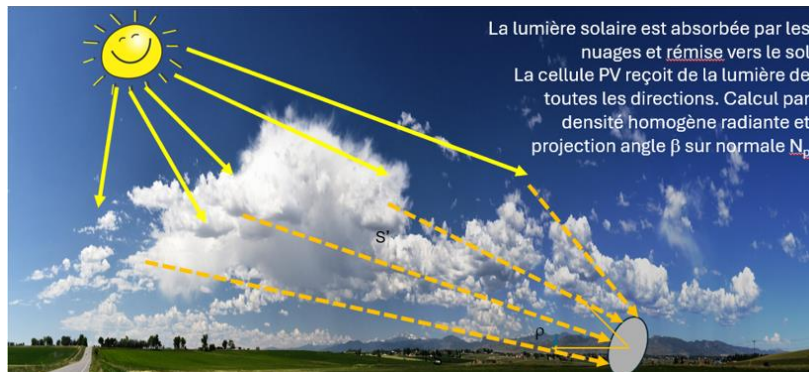


Figure 28: irradiation PV lumière diffuse

L'énergie reçue du soleil (# 1200 kWh/an/m² au sol) est captée par la couche nuageuse. Le calcul est alors lié à l'orientation entre chaque élément de nuages diffusant et la normale au panneau, pondéré par l'orientation de la diffusion efficace par rapport à la diffusion totale dans toute la sphère autour de l'élément de nuage (50% est réémis vers le ciel) , et pondéré par l'absorption interne du nuage.

Les données météo, de 1750 heures sans nuages, et 2630 heures annuelles sous nuages, permettent d'évaluer l'énergie qui sera reçue par les nuages :

$$E_{sdiff} = EnS * (H_{J_an} - H_{S_an})/H_{J_an} \quad \text{Équation 8}$$

ou H_{J_an} est le nombre d'heures de « jour » annuelles, et H_{S_an} le nombre d'heures de jours ensoleillés annuels, soit $E_{sdiff} = 60\% * EnS = 720 \text{ kWh/an/m}^2$.

La lumière diffusée par les nuages arrive donc sur la cellule Photovoltaïque en provenance de chacun des « élément de nuages » diffusant, chaque « élément de nuage » ayant reçu l'irradiation solaire.

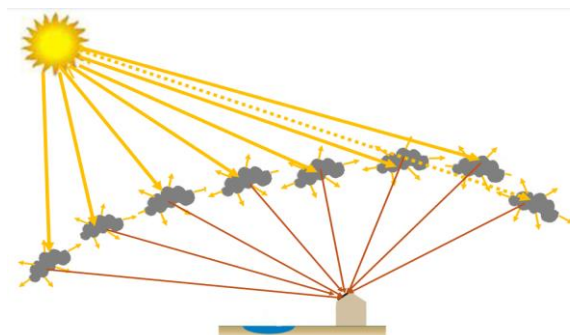


Figure 29: irradiation PV par lumière diffuse des nuages

La couche nuageuse (supposée ici homogène) reçoit # 1200 kWh/m²/an sur la surface sphérique nuageuse. Cette énergie sera diffusée dans toutes les directions de l'espace depuis chaque élément de nuage. L'irradiation réémise vers le sol sera donc la moitié de

celle reçue moins la partie absorbée par le nuage. On devra donc intégrer l'ensemble des éléments nuageux diffusant, en exploitant la partie diffusée venant frapper la cellule PV. On tiendra aussi compte de la distance entre les nuages éloignés car la lumière diffusée aura une distance plus importante à parcourir, donc une absorption supérieure par le milieu. Si H est la distance nuage-cellule au droit de la direction du soleil, elle sera $H/\cos(\gamma)$, pour les nuages situés latéralement, ou γ sera l'angle entre le rayon direct (H) et le rayon diffus latéral ($H/\cos(\gamma)$).

Le flux d'énergie journalier (ENSD(D), Eq3, ou horaire ENSDH(D,h) , Eq 4), est intercepté par la couche nuageuse.

La surface de cette sphère « nuageuse » reçoit l'irradiation solaire depuis les directions Est-Sud-Ouest, avec un maximum au sud, dans un angle solide entre par le sol (Sud, direction X) et crée un ombrage, variable avec $elev(D)$, de la partie nord de cette sphère nuageuse, figure suivante. Les conditions de lumière diffusée seront impactées par cet effet d'ombrage.

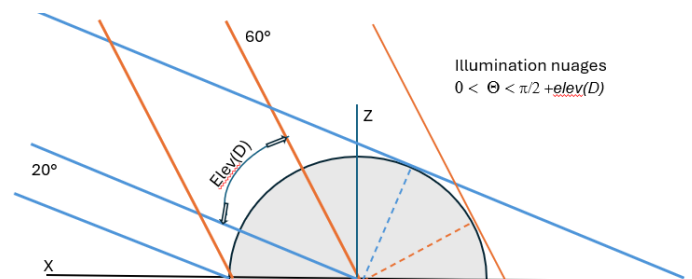


Figure 30:illumination nuages

Les nuages vont absorber une partie de l'énergie (typiquement 50% - sous les nuages on peut regarder en direction du soleil sans être ébloui), et l'énergie restituée est diffusée dans toutes les directions.

Sur la figure 29 les rayons incidents sont positionnés selon l'élévation $elev(D)$ (\leftrightarrow la saison). On voit également que seule la partie de l'angle θ entre à $\pi/2+elev(D)$ reçoit l'irradiation solaire. Au-delà de cet angle $\pi/2+elev(D)$ il y a auto-masquage. Il faudra donc tenir compte du jour de l'année pour quantifier la surface nuageuse irradiée, qui sera la surface émissive.

La surface de nuages irradié par le soleil sera la surface en vision directe, ce qui indique que les nuages situés à une orientation « nord » supérieure à $elev(D)$ seront masqués.

Cette surface de nuages illuminés, réémettra une énergie diffuse vers le sol donnée par la surface partielle de la sphère

$$Surf(D) \propto \int_0^{\pi/2+elev(D)} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \cos(\theta) d\varphi d\theta \quad \text{Équation 9}$$

ou θ est l'angle de rotation R_y (autour de l'axe Y, $\theta=0$ selon X) et φ l'angle de rotation autour de Z ($\varphi=0$ au sud, selon X), les bornes d'intégration étant prises pour définir la surface irradiée de la sphère

L'énergie solaire diffuse « photovoltaïque active » sera, comme dans le cas « plein soleil » proportionnelle au cosinus de l'angle entre la normale au panneau et la direction de chaque élément de nuage :

$$\cos(\gamma) = \overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{V_{ENS}(\varphi, \theta)}$$

Les segments de nuages φ, θ à retenir dans le calcul seront limités par $0 < \cos(\gamma) < 1$ pour ne prendre en compte que les rayons arrivant sur la face active du panneau (ici monoface)

Le $\overrightarrow{V_{pan}}$ est la normale au panneau, comme précédemment, et le vecteur $\overrightarrow{V_{ENS}(\varphi, \theta)}$ sera le vecteur qui permet de décrire toute la sphère nuageuse :

$$\overrightarrow{V_{ENS}(\varphi, \theta)} = \begin{pmatrix} \cos\varphi * \cos\theta \\ \sin\varphi * \cos\theta \\ \sin\theta \end{pmatrix}$$

Chaque élément de la couche nuageuse diffuse l'énergie reçue, est identifié par les angles (φ, θ) dans le repaire géométrique, φ et θ sont les coordonnées sphériques de l'élément de nuage dans le repère (Est, Sud, Vertical=ciel), (Figure 13: repère des directions du rayonnement solaire.

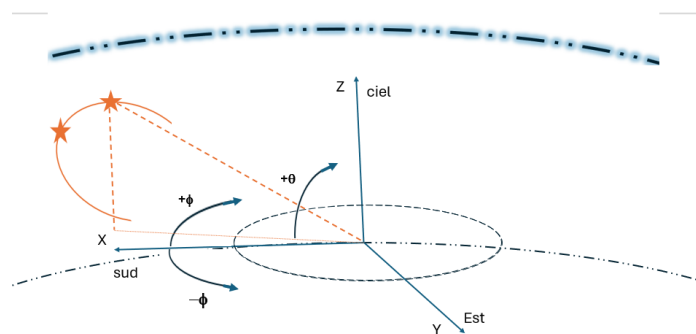


Figure 31: repère visibilité du ciel et couverture nuageuse

Le ciel situé au-dessus du panneau sera décrit par $-\frac{\pi}{2} < \varphi < \frac{\pi}{2}$ et $0 < \theta < \frac{\pi}{2} + elev(D)$, la limite supérieure sur θ étant due à l'effet d'ombrage de l'ensoleillement des nuages, décrit Figure 33

De plus, seule l'énergie diffusée arrivant au sein du cône défini par $\pm \pi/2$ la autour de la normale au panneau sera efficace pour la conversion photovoltaïque.

L'orientation φ_p, θ_p du panneau, défini dans ce même repère, sera, par ailleurs, limité par l'horizon pour les angles $\theta < \theta_p$. Le domaine d'efficacité PV sera prise sur l'intervalle « ciel » défini par $0 < \theta < \theta_p + \pi/2$, et $\varphi - \pi/2 < \varphi_p < \varphi + \pi/2$, car le panneau ne peut exploiter que le rayonnement diffus reçu sur la face active.

La Figure 32 montre le périmètre d'intégration en fonction de l'orientation des panneaux et de l'irradiation de la couverture nuageuse, variable selon la saison.

Pour un panneau orienté « Z »(normale sur Z), à gauche sur la figure, on voit que toute la partie nuageuse irradiée sera ré-émettrice vers le panneau. Dans ce cas c'est la valeur saisonnière $elev(D)$ qui sera la limite en θ .

Pour un panneau orienté en X, normale sur X (à droite) le plan vertical du panneau limite la surface de capture photovoltaïque.

Pour un panneau incliné, per exemple 40° , (au centre) la limite de l'intégration en θ sera la valeur minimale entre $\pi/2+elev(D)$ et $\pi/2+Inc_P$, plan du panneau.

Un moyen simple sera de ne retenir la puissance PV dans des conditions $0 < \cos(\gamma) < 1$

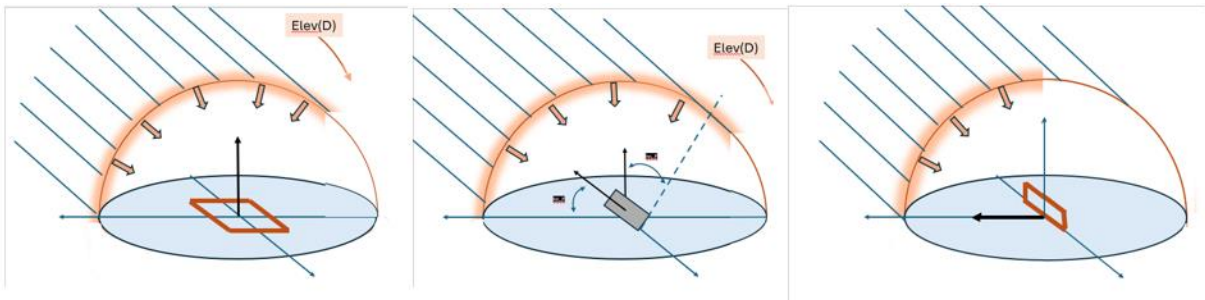


Figure 32: Energie solaire diffuse selon orientation des panneaux et éclairement des nuages par l'élévation du soleil

On calcule alors l'énergie reçue par diffusion par le panneau par

$I_r \quad E_{n_{diff}} =$

$$\int_0^{365} \int_0^{24} ENSDH(D, h) \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \int_0^{\pi/2+elev(D)} I(\varphi, \theta) * \cos(\theta) * \frac{1}{2} * TransN * Att(\varphi, \theta) * d\theta. d\varphi. dh. dD$$

Eq. 10

Ou on a introduit la fonction $I(\varphi, \theta) = \overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{V_{EnS}}(\varphi, \theta) \geq 0$, telle que $I(\varphi, \theta) = 0$ si $\overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{V_{EnS}}(\varphi, \theta) \leq 0$, (cosinus négatif ou nul, indique rayonnement reçu en face arrière) pour ne retenir que le rayonnement compris dans un angle solide de $\pi/2$ autour de $\overrightarrow{V_{pan}}$, et $\overrightarrow{V_{EnS}}(\varphi, \theta)$ est le vecteur position de chaque élément nuageux diffusant.

$Att(\phi, \theta)$ est le rapport d'atténuation entre toute position ϕ, θ et la position normale au plan (axe Z), calculée à partir de la loi de Berr-Lambert ($I(x) = I_0 * e^{-k.x}$) qui donne l'atténuation de tout rayonnement électromagnétique (optique, IR,...) en fonction de la distance x parcourue dans un milieu d'absorption « k ». La distance depuis ϕ, θ sera la distance selon la normale divisée par le cosinus de l'angle ente la normale Z et $\overrightarrow{V_{EnS}}(\varphi, \theta)$. L'absorption par l'atmosphère sous les nuages est faible, on pourra alors utiliser le développement limité au premier ordre de e^x : $I(x)=e^0-kx.e^0+\varepsilon(x^2)$. Le rapport d'atténuation due à cet éloignement sera de l'ordre de $e^{(-1/\cos(\gamma))} / e^{-1}$. (1 pour $\gamma=0$).

L'intégrale $\int_{-\pi/2}^{\pi/2} \int_0^{\pi} \cos(\theta) * d\theta. d\varphi$ indique l'intégrale sur la surface de la demi-sphère nuageuse, du produit scalaire $\overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{V_{EnS}}$, vue par le panneau PV, et $ENSDH(D, h)$ la fonction puissance solaire horaire. $TransN = (1-Absorption)$ est l'énergie solaire non

absorbée, qui sera restituée (50% pour des nuages légers), et ½ indique que seule la moitié de l'énergie transmise se dirige vers le sol.

En Bretagne sud, on obtient une **irradiation diffuse** (2630 heures) de 720 kWh/an/m². Dans le cas d'une absorption « élevée » de 50% de l'intensité lumineuse reçue par les nuages, les tableaux suivants donnent l'énergie électrique fournie par conversion photovoltaïque pour différentes inclinaisons des panneaux, orientés sud.

On a ainsi 18.3 kWh/an/m² diffus (et 49.4 kWh/an/m² -périodes ensoleillées) pour des **panneaux verticaux orientés « sud »** ($Vect_Pan=(1,0,0)$), normale sur X :

Panneau vertical $Vect_Pan=(1,0,0)$	ete	hiver	total
IDD(D,h)			617 kWh/an/m ²
Prod PV « soleil direct » 1750 h	29.9 kWh/an/m ²	19.5 kWh/an/m ²	49.4 kWh/an/m ²
Prod PV « diffus » 2630 h	13.2 kWh/an/m ²	5.1 kWh/an/m ²	18.3 kWh/an/m ²
Prod PV _ an	43.1 kWh/an/m ²	24.6 kWh/an/m ²	67.7 kWh/an/m²

Tableau 4: Production PV Bretagne Sud panneau vertical, orienté sud

et 60 kWh/an/m² « diffus » (49.6 kWh/an/m² « soleil direct) pour des panneaux positionnés horizontalement, normale sur Z

Panneau horizontal $Vect_Pan=(0,0,1)$	ete	hiver	total
IRR(D,h)			620 kWh/an/m ²
Prod PV « soleil direct » 1750 h	38.9 kWh/an/m ²	10.7 kWh/an/m ²	49.6 kWh/an/m ²
Prod PV « diffus » 2630 h	46.6 kWh/an/m ²	13.3 kWh/an/m ²	60 kWh/an/m ²
Prod PV _ an	85.5 kWh/an/m ²	24 kWh/an/m ²	109.6 kWh/an/m²

Tableau 5: Production PV Bretagne Sud panneau horizontal, orienté sud

ainsi que 45.5 kWh/an/m² en rayonnement « diffus » (et 69.8 kWh/an/m² soleil direct) pour des panneaux orientés sud et inclinés de 40° sur l'horizon

Panneau incliné 40° $Vect_Pan=(0.766,0,0.643)$	ete	hiver	Total
IRR (D,h)			872 kWh/an/m ²
Prod PV « soleil direct » 1750 h	48 kWh/an/m ²	21.8 kWh/an/m ²	69.8 kWh/an/m ²
Prod PV « diffus » 2630 h	33.7 kWh/an/m ²	11.8 kWh/an/m ²	45.5 kWh/an/m ²
Prod PV _ an	81.7 kWh/an/m ²	33.6 kWh/an/m ²	115.3 kWh/an/m²

Tableau 6: Production PV Bretagne Sud panneau inclinés 40°, orienté sud

Orientés sud et incliné # 40°, les panneaux PV produisent **39.9Wh/m²/heure** pendant les 1750 heures de périodes ensoleillées, et **17.3 Wh/m²/heure** pendant les 2630 heures sous nuages, soit une **baisse d'efficacité due aux nuages de # 55%**.

On peut observer sur ces tableaux que l'énergie produite par l'irradiation diffuse est proportionnelle à l'ouverture du ciel autour du vecteur « panneau », V_{pan} , ce qui était attendu car le modèle « diffus » ici est homogène sur toute la surface « idéale » d'une demi sphère de diffusion . la valeur de l'intégrale est alors uniquement régie par le produit scalaire $\overline{V_{pan}} * \overline{V_{sol}}$, donc de la partie de la demi-sphère « nuages » visible par la face active du panneau PV. La surface visible avec des panneaux horizontaux est double de la surface visible avec des panneaux verticaux. La collecte diffuse selon Z est limitée par l'auto-masquage de l'irradiation nuages, alors que la collecte de l'énergie diffuse en X sera limitée par l'angle de visibilité de #45° autour de la direction moyenne (*Figure 32*).

Donc l'énergie diffuse « en X » sera diminuée de 0.7 (cos 45°) et de # 1/1.5 (variable selon le jour D) dû au rapport des surfaces émettrices par rapport au diffus en Z. notre modèle donne un rapport 3.3.

La production diffuse pour des panneaux inclinés de 40° sera intermédiaire entre celle des orientation X et Z , et on a bien 18.3 (X) < 45.5(40°) < 60 (Z) en kWh/an/m².

On peut ainsi, grâce à ce modèle, contribuer au positionnement optimum des panneaux solaires, en fonction des buts recherchés (production annuelle : été / hiver) , de la zone géographique et de la couverture nuageuse « statistique ».

E. Retour d'expérience efficacité PV sous nuages

La performance PV dépend de nombreux paramètres. L'épaisseur et le type de nuages jouent un rôle central : les nuages fins et épars laissent plus de lumière, tandis que les masses denses ou orageuses isolent davantage les panneaux. De même, la température ambiante influe sur l'efficacité des cellules photovoltaïques. A basse température, associée aux jours couverts, la conversion d'énergie peut s'améliorer.

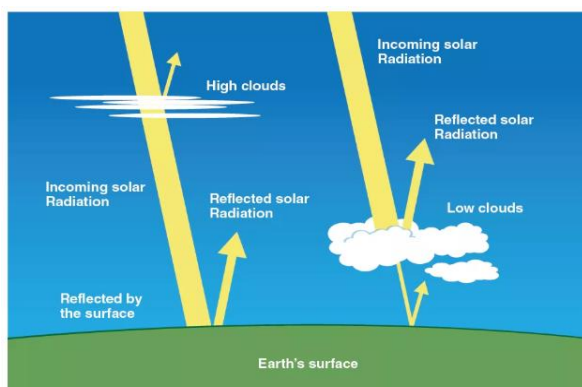
Un panneau monocristallin exploite la densité optique reçue, directe ou diffuse. Un panneau polycristallin est plus adapté aux régions plus ensoleillées. Si-monocristallin ou Si-polycristallin, un **panneau solaire produit plus sous ensoleillement direct**, mais continue à produire, même peu, sous couverture nuageuse.

La baisse de production d'un **panneau solaire** s'explique par la baisse **de l'intensité lumineuse** qui varie selon les régions.

Par temps clair, sans nuage, la majorité des rayons solaires, rayonnement direct, atteint la terre sans subir d'altération. Lorsque les rayons directs se heurtent à des nuages ou des impuretés dans l'atmosphère, il en résulte une absorption partielle et un rayonnement diffus dans toutes les directions depuis ce nuage. Une cellule PV à terre recevra de la lumière diffuse en provenance de toutes les directions. La somme des rayonnements directs et diffus donne le rayonnement global qui dépend avant tout de la saison et des conditions météorologiques locales. Sous nos latitudes, la part de rayonnement diffus par rapport au rayonnement global est d'environ 40 à 60% selon la saison et la configuration.

Le tableau ci-dessous indique l'angle du rayonnement solaire direct par rapport à l'horizontal ainsi que le rapport entre rayonnement diffus et global (mesures à Neuchâtel):

	Jan.	Fév	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Moy.
Inclinaison optimale	63°	55°	45°	30°	17°	11°	15°	26°	41°	53°	61°	65°	35°
Ratio diffus /global	65%	60%	53%	52%	55%	51%	46%	47%	46%	54%	62%	67%	52%



When sunlight hits low clouds, most of that light is reflected back to space. High clouds reflect less sunlight energy. Credit: NASA/JPL-Caltech
Figure 33: nuages en interaction avec la lumière du soleil

Cette dynamique explique pourquoi certains jours nuageux offrent une meilleure production que d'autres, voire à des moments où la température est clémente. Par exemple :

- Un ciel légèrement voilé peut réduire la production de seulement 10 à 20 %.
- Un ciel très nuageux peut faire chuter l'efficacité entre 30 à 50 %.
- Une pluie légère impacte généralement la production entre 20 et 40 %.

Type de ciel	Production énergétique estimée	Impact sur le rendement global
Ciel ensoleillé	100 %	Rendement optimal
Ciel légèrement nuageux	80 à 90 %	Bonne performance, réduction minimale
Ciel très nuageux	50 à 70 %	Production réduite mais significative
Pluie légère	30 à 55 %	Performance baissée, mais électrique toujours présente
Orage ou forte pluie	10 à 20 %	Production très limitée

Tableau 7; efficacité PV en conditions nuageuses,
source [Efficacité des panneaux solaires en conditions nuageuses : que faut-il vraiment attendre ? | Chargeur-solaire](#)

Le modèle développé au § précédent, qui prédit une baisse d'efficacité de 45%, correspond bien à ces conditions 1 à 4.

En conclusion, l'installation PV localisée en Bretagne sud, panneaux inclinés # 40°, orientés sud ($\pm 30^\circ$), produira donc # 110 kWh /an/m², sans tenir compte des pertes électriques (conversion DC>AC, etc.), en cumul des périodes soleil et nuages.

Annuellement on retiendra le schéma suivant pour un panneau orienté sud et incliné de 40°:

Inclinaison 40°, orientation SUD

1750 Heures SOLEIL	2630 heures nuages	Total 4380 heures	
69.8 kWh/m ² /an	45.5 kWh/m ² /an	115.3 kWh/m ² /an	
	Ete	Hiver	total
EnS directe	48 kWh/m ² /an	21.8 kWh/m ² /an	69.8 kWh/m ² /an
Ens diffusée	33.7 kWh/m ² /an	11.8 kWh/m ² /an	45.5 kWh/m ² /an

Sans effet d'ombre,
Efficacite transport
conversion électrique 90%, **on retiendra # 100 kWh_e/m²_{PV}/an**

Figure 34: production PV annuelle, Bretagne sud

Compte tenu des heures ensoleillées et des heures « sous nuages » au cours de l'année en Bretagne sud, on retiendra 58 kWh/an/m² sur les 1750 heures ensoleillées et 59 kWh/an/m² sur les 2650 heures de conditions nuageuses, soit un total annuel d'environ **100 kWh/an/m²**, soit # **1000 MWh/an/ha de panneau** (idéalement placé : Direction sud, inclinaison 40°).

Le choix de l'orientation et de l'angle azimutal permet d'optimiser la production selon l'objectif possible maximum de production sur l'année, production le plus possible égale entre hiver et été ou autre...

F. Implantation Photovoltaïque

1. PV sur toiture

Les toitures bretonnes sont en général inclinées de 45 à 60°, afin de résister au vent et à la pluie. Selon le calcul précédent, on est alors proche des conditions PV idéales, si ces toits sont orientés ~sud.

La productivité PV toiture sera donc voisine de celle du calcul générique précédent, soit # 100 kWh/m²/an pour une orientation plein sud du toit.

La productivité PV est à pondérer par l'orientation du toit, dû à l'azimut du vecteur V_{pan} dans le plan Est-Sud-Ouest

Pour une orientation Sud-Est de $\pm 30^\circ$, $V_{pan} = (0,663, \pm 0,383, 0,643)$, la capacité PV devient 147 kWh/an/m², si tous les jours sont ensoleillés, (78 kWh en été, 69 kWh en hiver), à comparer aux 175 kWh/an/m² de la position sud, soit une baisse de moins de 10%.

Les 1750 heures ensoleillées produisent 80 kWh/m²/an par irradiation directe et les 2630 heures d'irradiation diffuse produisent 52 kWh/an/m² (couverture nuageuse, 30 kWh/an/m² en été, 22 kWh/an/m² en hiver). La valeur « diffuse » est identique au cas d'orientation plein

sud. La diffusion nuageuse est répartie sur une surface demi-sphérique, et le Produit $V_{pan} * V_{sol}(\phi, \theta)$ est indépendant de l'azimut des panneaux.

2. PV au sol : auto-masquage

Le déploiement du PV au sol devra prendre en compte le risque d'ombrage éolien au sol, ce qui limitera la densité de panneaux inclinés sur le terrain. En effet l'inclinaison optimale des panneaux est d'environ 40-45°. L'inclinaison du soleil sur l'horizon (20° en hiver, 60° en été) va provoquer une condition d'ombrage, décrit sur la figure suivante/

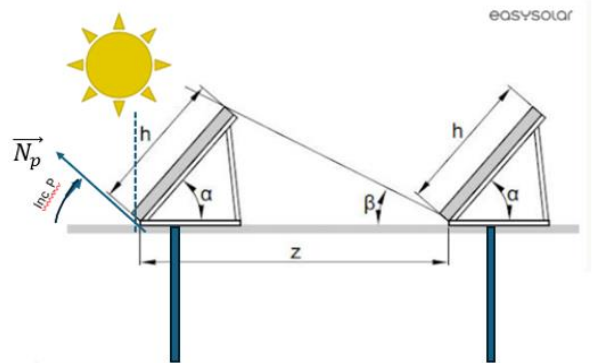


Figure 35: déploiement PV au sol ou sur pilotis

où :

z - distance entre les rangs (m),

α - angle d'inclinaison du panneau,

h - hauteur des panneaux par rapport à la base de la structure porteuse (m),

β - l'angle d'incidence de la lumière du soleil au solstice d'hiver.

La répartition des rangs de panneaux, permettant d'éviter l'ombrage entre panneaux, est donné par le calcul suivant.

Soient β l'angle minimum d'incidence solaire (# 20° à Vannes), et α l'angle d'inclinaison du panneau ($\pi/2 - Inc_P$), il vient, Figure 35 :

$$z = h * (\sin(Inc_P) + \cos(Inc_P) / \tan(\beta)) \quad \text{Équation 11}$$

Ou z est la distance minimale entre rang pour éviter tout effet d'ombrage.

Par exemple, pour une inclinaison $Inc_P=0$ (Panneau vertical), on aura $z_{min} = 2.74 * h$, pour une inclinaison $Inc_P= 45^\circ$ Z_{min} sera de $= 2.64 * h$.

Bien évidemment, pour $Inc_P= 90^\circ$ (ie Panneau horizontal) on aura $Z_{min} = 1 * h$

Sur 1 ha de terrain plat (10000 m²) on ne peut disposer que 3800 panneaux de 1m² @45°, sauf à perdre une partie de la surface photovoltaïque de chaque panneau par ombrage.

Pour cette inclinaison des panneaux $Inc 45^\circ$, 3800 m² de panneaux/ha_T seront déployables, soit une production PV de 3800*100 kWh/an/m², donc une production maximale de 380 MWh/an/ha_T ou après les différentes conversion DC/AC, un potentiel (*85%*90% efficacité et rendement conversion) de :

300 MWh_e/an/ha_T

Un optimum est à trouver au cas par cas entre « plus de panneaux » et perte partielle par ombrage entre rangs. Un complément de production d'énergie photovoltaïque sur pilotis sur

des terrains agricoles est tout à fait possible, ainsi que des installations au sol sur des terrains « réellement délaissés », sans option de réhabilitation agricole, sous condition de respect de la biodiversité localement présente.

3. PV sur Pilotis rotatifs

a) Rotation dans le plan

Les § précédents ont montré l'influence de l'orientation azimutale des panneaux sur la production photovoltaïque, notamment sur l'efficacité en début et fin de journée. On a vu aussi que l'heure du lever et du coucher du soleil impactaient la production PV (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Il est alors justifié de se poser la question de l'apport que constituerait le positionnement des panneaux en rotation autour de l'axe vertical, autorisant ainsi la normale au panneau PV d'être toujours orienté dans la direction du soleil.

Ainsi on va introduire le « vecteur panneau » pivotant autour de la normale Z, suivant

$$V_{pan}(D, h) = \begin{pmatrix} V_{Sol_x} \\ V_{Sol_y} \\ V_{Pan_z} \end{pmatrix} \quad \text{Équation 12}$$

Cette expression exprime que l'orientation du panneau suivra l'orientation solaire du jour, et tourne dans le plan X ;Y selon l'azimut du soleil (V_{Sol_x}, V_{Sol_y}), en conservant l'inclinaison fixe du panneau $Inc_P, (V_{Pan_z})$ selon la normale Z..

La fonction illumination solaire $Irr(D,h)$ est inchangée, ainsi que les énergies journalière $ENSD(D)$ ou horaires $ENDH(h)$.

La fonction irradiation solaire, $IRR(D, h) = \overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{Vect_sol(D, h)} * Irr(D, h)$
Équation 7, devient alors :

$$IRR(D, h) = \overrightarrow{V_{pan}} * \overrightarrow{Vect_sol(D, h)} * Irr(D, h) \quad \text{Équation 7}$$

L'IRRadiation photovoltaïque est alors égale à 1205 kWh/m²/an, à comparer aux 1241 kWh/m²/an d'énergie solaire brute reçue et aux 872 kWh/m²/an d'énergie solaire photovoltaïque pour un panneau sud incliné à 40° fixe, [Tableau 6](#), et comme précédemment la production PV en irradiation solaire directe (**365 jours ensoleillés**) sera donnée par

$$ProdPV = (\int_0^{365} \int_0^{24} IRR(D, h). dD. dh) * Rend = 241 \text{ kWh/an/m}^2$$

à comparer aux 175 kWh/m²/an pour un panneau fixe, orienté sud incliné 40°.

La saisonnalité, liée directement à la durée du jour et la fonction $Irr(D,h)$ donne l'éclairement, entre le lever et le coucher du soleil, fonction du jour de l'année et de l'heure du jour, et la fonction $IRR(D,h)$, produit du produit scalaire « photovoltaïque » $\overrightarrow{V_{pan}}(D, h) * \overrightarrow{Vect_sol}(D, h)$ par l'irradiation solaire $Irr(D,h)$, décrit sur la figure suivante, donne l'énergie solaire totale reçue par le panneau orientable.

On a, sur la Figure 36, la fonction Illumination solaire $Irr(D,h)$, en trait fin et l'irradiation efficace photovoltaïque $IRR(D,h)$ en trait épais. On y identifie les heures de lever/coucher en été (#4h et 20h) et en hiver (#7h30 et 18h), et on y identifie l'IRRadiation photovoltaïque été / hiver (D=90 et D=270).

Contrairement aux panneaux fixes, l'efficacité PV commence dès le lever du soleil car le panneau est orienté vers le soleil. La courbe PV IRR(D,h) n'est affecté que par l'impact de l'inclinaison fixe du panneau (ici 40°) et suit la variation du cosinus le l'angler $\overrightarrow{V_{pan}}(D, h)$, $\overrightarrow{Vect_sol}(D, h)$, entre l'inclinaison fixe du panneau et l'inclinaison variable du soleil, de 20° à 60°, et selon le jour de l'année et l'heure de la journée. En hiver l'inclinaison du panneau (40°) est supérieure, en toute heure du jour à celle du soleil (20° au zenith), alors qu'en été l'inclinaison du soleil varie autour de l'inclinaison du panneau selon l'heure de la journée. Ainsi, sur la courbe IRR de la figure suivante, on observe un élargissement de la courbe Figure 23 donnant Irradiation solaire et IRRadiation PV pour des panneaux fixes , sud et 40°. En suivant l'azimut du soleil, le panneau passera 2 fois en position colinéaire soleil//panneau pour des élévations solaires comprises entre 40° et 60°, donc en période estivale, à cosinus=1 et IRR maximum, a ces heures. En comparant à la Figure 23, on constate que le suivi azimuthal du panneau aligne la production photovoltaïque IRR sur l'illumination irr, en période estivale. En période hivernale, les 2 courbes ne montrent pas de différence notable.

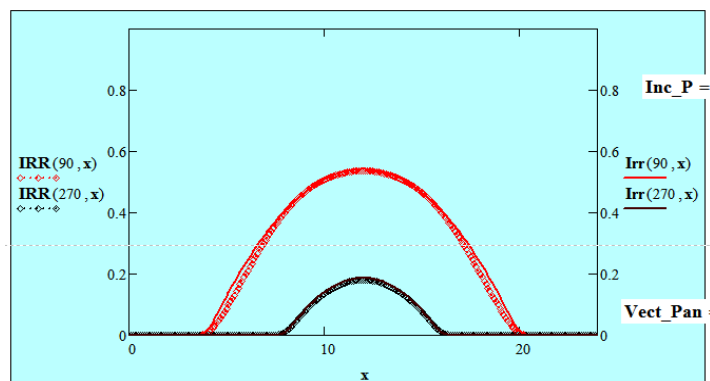


Figure 36: Panneau rotatif X,Y: irradiation solaire et IRRadiaton photovoltaïque

Dans l'hypothèse de 365 jours ensoleillés, ce modèle conduit à une production PV annuelle de 241 kWh/m²/an, selon l'évolution suivante dans l'année :

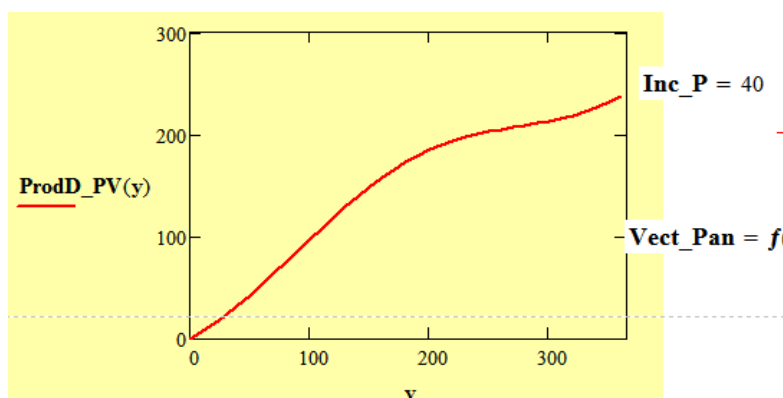


Figure 37: Production PV annuelle - Panneau orienté sur azimuth soleil (D=0 : équinoxe de printemps)

La production PV en été est de 176 kWh/an/m² et la production hivernale de 65 kWh/an/m², dû à la variation de la longueur du jour et de la puissance solaire reçue, toujours dans des conditions « 365 jours ensoleillés », pour un total de **240 kWh/an/m²**.

En projetant sur les **1750 heures ensoleillées** de l'année en Bretagne sud, on trouvera une production annuelle de **96 kWh/m²/an** (70.4 en été et 26.1 en hiver).

La contribution des heures de jours « nuageux », 2630 heures en Bretagne sud, sera déterminée, comme précédemment, § II D, par

$$IR_{Sol_{diff}} = \int_0^{365} \int_0^{24} ENSDH(D, h) \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \int_0^{\frac{\pi}{2} + elev(D)} I(D, h, \varphi, \theta) * \cos(\theta) * \frac{TransN}{2} * Att(\varphi, \theta) d\theta d\varphi dh dD, \quad \text{Éq. 13}$$

ou ENSDH(D,h) est comme précédemment la fonction énergie solaire reçue selon D,h (jour, heure), $I(D, h, \varphi, \theta) = \overrightarrow{Vpan}(D, h) * \overrightarrow{Vect_{sol}}(\varphi, \theta)$ est le cosinus des vecteurs « soleil » et « panneau », en fonction de jour-heure D,h, TransN est la part transmise (non absorbée par le nuage) et 1/2 indique que le sol ne reçoit que la moitié de l'énergie diffusée.

Le calcul donne une contribution diffuse, pour les 2650 heures « sous nuages », de **44.4 kWh/m²/an** (32.8 kWh/an/m² en période estivale, 11.6 kWh/an/m² en période hivernale). On remarquera que la production diffuse obtenue avec des panneaux orientables est assez proche de la production diffuse, 45.5 kWh/m²/an (33.7 été et 11.8 hiver), obtenue avec des panneaux d'orientation fixe (sud), et de même inclinaison, ce qui était attendu à cause de la symétrie sphérique du ciel nuageux autour de l'axe Z du panneau.

La production annuelle totale, pour un panneau orientable dirigé vers le soleil, et d'inclinaison fixe (ici 40°), pour 1750 heures ensoleillées et 2630 heures nuageuses (Bretagne Sud) , est résumée par saison et annuellement sur le Tableau 8 [Tableau 8](#) suivant.

La capacité PV annuelle « jours ensoleillés » est de 155 kWh/an/m², soit 30% supérieure à celle de panneau fixe de même inclinaison. Dans les conditions Bretagne SUD, cette amélioration ne s'applique qu'à la production PV des 1750 heures ensoleillées, passant de 69.8 à 96.5 kWh/an/m², la production diffuse restant, comme attendu, similaire (44 à 45 kWh/an/m²).

Au prix de rachat actuel de l'électricité (0.04€/kWh en avril 2026), il n'est pas sûr que l'investissement nécessaire à des panneaux orientables puisse être rentabilisé par le gain de production électrique (25 kWh/m²/an, soit +21%) sur la durée d'exploitation. On pourrait retenir cette solution en autoconsommation (individuelle ou collective) dans des conditions de forte consommation pour une faible surface solaire disponible.

Panneau incliné 40° Vect_Pan rotatif,	ete	hiver	total
Prod PV « soleil direct »	70.4 kWh/an/m ²	26.1 kWh/an/m ²	96.5 kWh/an/m ²
Prod PV « diffus »	32.8 kWh/an/m ²	11.6 kWh/an/m ²	44.4 kWh/an/m ²
Prod_PV_an	103.2 kWh/an/m ²	37.7 kWh/an/m ²	140.9 kWh/an/m²

Tableau 8 : contribution soleil-diffus panneau rotatif dans le plan

Du point de vue contraintes de déploiement, on notera que la protection à l'ombrage entre panneaux devra se faire dans toutes les directions en cas de panneaux orientables, ce qui peut réduire la capacité de déploiement par hectare et absorber le gain provenant des panneaux orientables.

b) *Panneau orientable tri-dim : visée permanente du soleil*

Dans ce cas, la rotation du panneau autour de la verticale Z s'accompagne d'une variation de l'inclinaison, entre 20° en hiver et 60° en été (qui peut être programmée selon D,h ou asservie par un pointeur solaire).

La variante par rapport au cas précédent est l'alignement continu du vecteur panneau sur le vecteur soleil :

$$V_{pan}(D, h) = \begin{pmatrix} V_{Sol_x} \\ V_{Sol_y} \\ V_{Sol_z} \end{pmatrix}$$

Cette position maximise l'IRRadiation photovoltaïque car les 2 vecteurs soleil et panneau sont en permanence colinéaires et , sans surprise, le calcul confirme

$$IRR = \int_0^{365} \int_0^{24} IRR(D, h) = 1241 /m^2/an.,$$

donnant une Energie PV annuelle 100% jours ensoleillés de 248 kWh/m²/an, une énergie PV 1750 heures soleil directes de 99.3 kWh/m²/an et une énergie PV 2630 heures sous nuages de 38 kWh/m²/an .

Panneau aligné soleil	ete	hiver	total
Prod PV 1750h soleil direct	72.6 kWh/an/m ²	26.7 kWh/an/m ²	99.3 kWh/an/m ²
Prod PV 2630h diffus	29.2 kWh/an/m ²	8.8 kWh/an/m ²	38 kWh/an/m ²
	101.8 kWh/an/m ²	35.5 kWh/an/m ²	137.3 kWh/an/m²

Tableau 9: Production Photovoltaïque panneau asservi sur position soleil (azimut et inclinaison)

c) *Panneau vertical rotatif*

Panneau initialement orienté (1,0,0) tourne dans le plan XY en suivant l'azimut solaire. Le vecteur panneau devient alors :

$$V_{pan}(D, h) = \begin{pmatrix} V_{Sol_x} \\ V_{Sol_y} \\ 0 \end{pmatrix}$$

Les courbes irradiations solaire et IRRadiation photovoltaïques sont alors décrites sur la figure suivante :

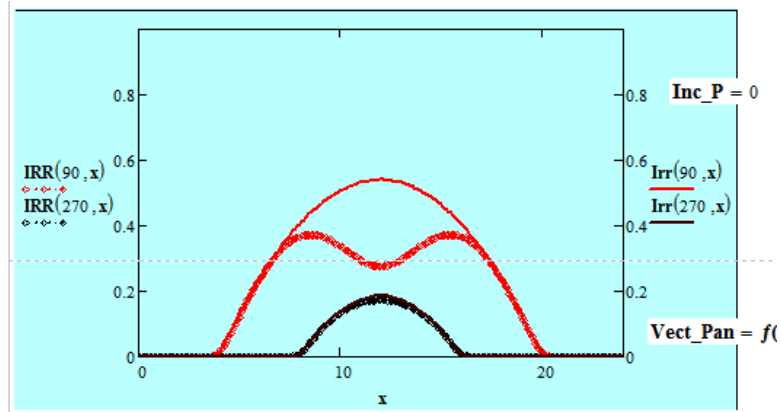


Figure 38: Irradiation solaire et IRRadiation PV aux solstices hiver et été

Les courbes IRRadiations PV aux équinoxes et aux solstices sont données sur la figure suivante :

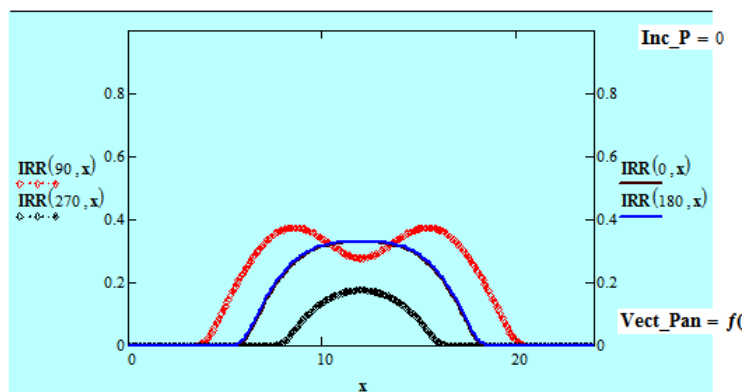


Figure 39: Panneau vertical rotatif - IRRadiation photovoltaïque aux équinoxes et solstices

En hiver, l'irradiation solaire et l'IRRadiation PV sont superposées, alors qu'en été l'IRRadiation PV présente 2 maxima relatifs vers 9h et 15h au solstice d'été (D90), une forme élargie aux équinoxes et une forme étroite au solstice d'hiver.

En effet, pendant que l'azimut passe de 0 à 90°, l'irradiation solaire reçue varie en sinus de l'azimut (nulle au lever du soleil, maximum à 12h), l'angle entre le vecteur soleil et le vecteur panneau passe de 20 à 60°. Le produit irradiation (sin(azimut)) par le cosinus des vecteur soleil-vecteur panneau donnant l'IRRadiation PV, passe par un extremum relatif entre 0 et 90° en été, et reste monotone croissant en hiver entre 0 et 90°.

Le calcul pour cette configuration conduit à une IRRadiation solaire PV annuelle de 1022 kWh/m²/an, soit une production photovoltaïque maximum théorique (100% des jours ensoleillés) de 204.4 kWh/m²/an. la répartition sur l'année de cette production PV est donnée ci-dessous :

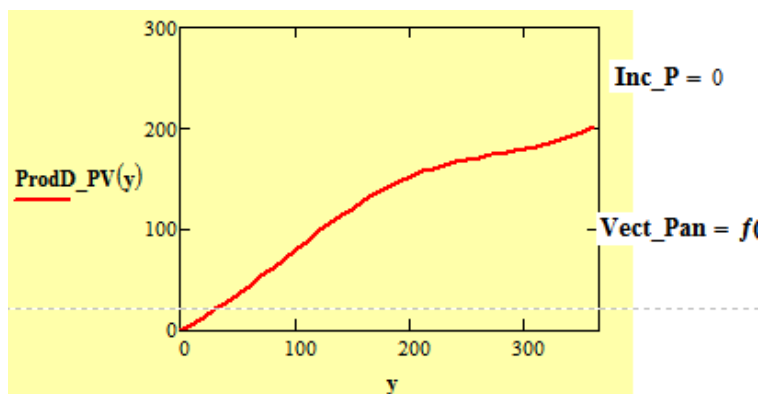


Figure 40: Panneau vertical rotatif: Production PV (kWh/m²/an) - 100% jours soleil

La production extraite des 1750 heures ensoleillées (Energie solaire reçue de 408.8 kWh/m²/an) sera de **81.8 kWh/m²/an** (57.6 en période estivale, 24.2 période hivernale).

La production extraite des 2630 heures « sous nuages », une énergie solaire reçue de 720 kWh/m²/an, la production photovoltaïque issue de l'irradiation diffuse, sera de 13.9 kWh/m²/an (9.7 en été et 4.2 en hiver). Il n'est pas surprenant de trouver une production diffuse faible, à cause de l'orientation de la normale au panneau dans le plan XY qui réduit à 90° la visibilité ciel et nuages. Par comparaison, un panneau vertical fixe produit 18.3 kWh/m²/an.

Panneau vertical rotatif	ete	hiver	total
Prod PV 1750h soleil direct	57.6 kWh/an/m ²	24.2 kWh/an/m ²	81.8 kWh/an/m ²
Prod PV 2630h diffus	9.7 kWh/an/m ²	4.2 kWh/an/m ²	13.9 kWh/an/m ²
	67.3 kWh/an/m ²	28.4 kWh/an/m ²	95.7 kWh/an/m²

Tableau 10 :Performance PV panneau vertical rotatif

d) Panneau vertical fixe bi-face

L'idée peut être séduisante d'utiliser des panneaux verticaux « biface », ie que les 2 faces, avant et arrière soient « PV-efficace ». Leur cout sera plus élevé que des panneaux fixes, mais pourra être comparé à une structure panneau rotatif.

Au vu des simulations précédentes, la seule configuration « bi-face » ayant un intérêt potentiel sera une position plane sud-nord, chaque face, orientée Est ou Ouest permettant d'optimiser l'efficacité du matin ou de l'après-midi.

Les courbes d'irradiation solaire (symétriques) et d'IRRadiation photovoltaïque pour des faces Est et Ouest sont données sur la figure suivante :

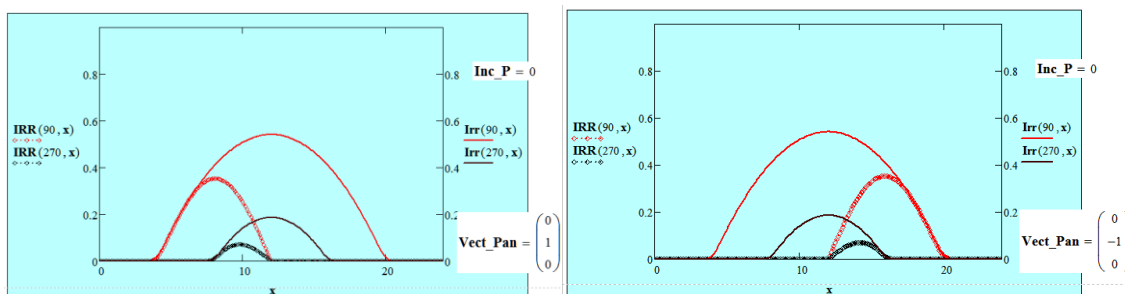


Figure 41: irradiation solaire et IRRadiation photovoltaïque panneau face Est et Ouest

Les 2 faces reçoivent la même irradiation solaire, le panneau Est étant PV-actif le matin , le panneau Ouest PV-actif l'après midi. Sans surprise, on constate que la panneau Est est actif, en été comme en hiver, dès le lever du soleil, et que le panneau Ouest est actif, été comme hiver, jusqu'au coucher du soleil.

Le détail de la production photovoltaïque est donné sur le tableau suivant

Panneau vertical face EST	ete	hiver	total
Prod PV 1750h soleil direct	21.3 kWh/an/m ²	5.9 kWh/an/m ²	27.2 kWh/an/m ²
Prod PV 2630h diffus	11 kWh/an/m ²	3 kWh/an/m ²	14 kWh/an/m ²
Total EST	32.3 kWh/an/m ²	8.9 kWh/an/m ²	41..2 kWh/an/m ²
Panneau vertical face OUEST			
Prod PV 1750h soleil direct	21.3 kWh/an/m ²	5.9 kWh/an/m ²	27.2 kWh/an/m ²
Prod PV 2630h diffus	11 kWh/an/m ²	3 kWh/an/m ²	14 kWh/an/m ²
Total Ouest	32.3 kWh/an/m ²	8.9 kWh/an/m ²	41..2 kWh/an/m ²
Grand total			82.4 kWh/m ² /an

Sans surprise, les 2 panneaux recevant la même irradiation solaire et définissant la même IRRadiation photovoltaïque, produisent une énergie équivalente.

Le panneau vertical rotatif, § précédent, profite d'une meilleure IRRadiation photovoltaïque autour de 12h, alors que les orientations Ouest et Est ont une efficacité quasi nulle autour de 12h.

On peut comparer la production annuelle (1750 H soleil et 2630 Heures nuages) pour ces cinq configurations ; panneau fixe- orienté sud- Incliné 40° ; panneau incliné 40° rotatif autour de l'axe Z ; vertical Inc 0° rotatif autour de Z ; panneau aligné sur la direction solaire (en azimut et inclinaison) : panneaux-biface, :

Configuration panneau	Fixe, sud, Inc 40°	Rotatif, Inc 40°	Rotatif Inc 0°	Aligné soleil	Biface 0° est+ouest
Prod_PV annuelle	115 kWh/m ² /an	140 kWh/m ² /an	95.7 kWh/m ² /an	137.3 kWh/m ² /an	82.4 kWh/m ² /an
Gain en kWh/an/m ²	ref	+21%	-17 %	+19.4 %	-28%

Tableau 11: comparaison performance PV entre configurations (fixe - Inc40° rotatif - vertical rotatif - aligné soleil)

Le gain en énergie photovoltaïque d'une installation verticale rotative ou orientable en azimut et en inclinaison apparaissent comme une fausse bonne idée, ainsi que les panneaux bi-face. La visibilité « ciel » restreinte pour un panneau vertical, fixe ou rotatif, limitent fortement la productivité. La différence entre pivotable en azimut et totalement aligné, provient de l'élargissement du pic d'efficacité PV observé sur la fonction $IRR(D,h)$ Figure 36.

Cet élargissement apparait lors du passage de l'angle solaire, variant de 20° à 60°, à l'angle de l'inclinaison fixe, 40°. La fonction $IRR(D,h)$, énergie solaire efficace photovoltaïque, apparait plus large en version rotation azimut qu'en version alignée car deux maxima relatifs

qui se superposent sont attendus à **elev(D) = 40°**, aux solstices d'été et d'hiver. En version alignée, le maximum est centré et la variation 'cosinus' réduit la bande passante.

Par ailleurs, le surcoût d'une installation totalement ou partiellement mobile, ou une installation bi-face, à l'achat mais aussi en maintenance et entretien devra être soigneusement comparé au gain économique. Soit ce gain est utile à couvrir l'autoconsommation d'un nombre d'abonnés supérieur, évitant à ces abonnés de devoir acheter l'électricité à des prix autour de 0,15-0.2 € / kWh (tendance actuelle), soit ce gain de production est à comparer à la valeur de rachat qui peut être beaucoup plus faible (4-5 cent €), donc de rentabilité additionnelle marginale.

Les configurations devront être optimisées en fonction des conditions locales, éclairement ou ombrage dans la journée, orientation des bâtiments ou des murs, etc...

III. Potentiel éolien

La productivité du Photovoltaïque au sol, par ha capté, # 300 MWh/an/ha, doit être comparée à celle de l'éolien terrestre, voire, en termes régionaux, à la capacité de l'éolien offshore.

A. éoliennes

Le fonctionnement d'une éolienne est décrit sur la figure suivante :

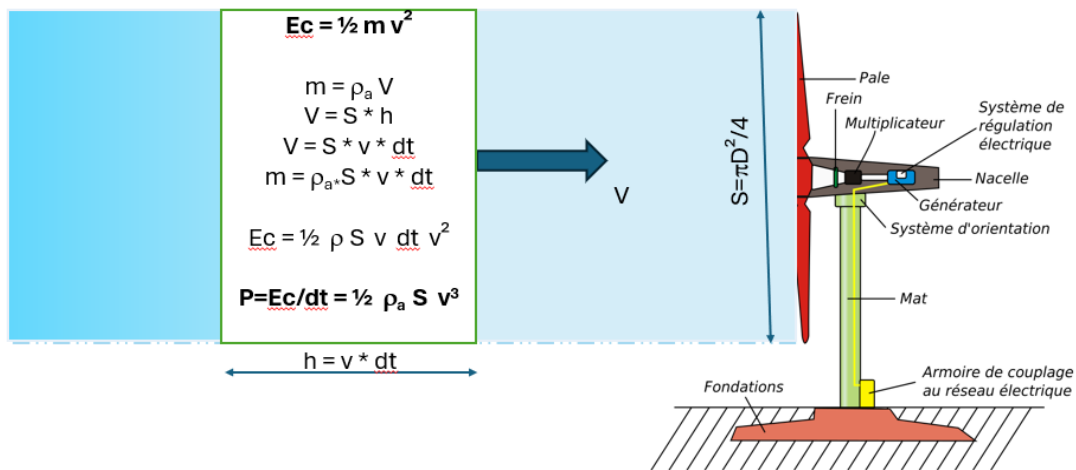


Figure 42: fonctionnement d'une éolienne

Le but d'une éolienne est de récupérer tout ou partie de l'énergie cinétique du vent qui vient frapper les pales de l'éolienne.

L'énergie cinétique est $E_c = \frac{1}{2} m v^2$, où m est la masse du volume V de vent qui se déplace à la vitesse v . Le volume V est le produit de la surface des pales $S = \pi D^2 / 4$ qui sera interceptée par la longueur h du cylindre de vent qui frappera l'éolienne pendant la durée dt .

Le volume V sera donc $h.S$, soit $v.dt.S$, et la masse de ce cylindre d'air $m = \rho_a.v.dt.S$, qui possède une énergie cinétique de $\frac{1}{2} (\rho_a.v.dt.S) * v^2$.

La puissance fournie par une éolienne, qui sera en fait l'énergie fournie par unité de temps divisé par cette unité de temps, sera la partie de cette énergie cinétique de vent récupérable par l'éolienne, sera décrite par :

$$P_{nom} = \eta * \frac{16}{27} * \frac{1}{2} * \rho_a * v^3 * \pi \frac{D^2}{4} \quad \text{Équation 14}$$

ou

D : diamètre éolienne (m)

v : vitesse du vent (m/s),

ρ_a : densité de l'air : 1,225 kg/m³

$\frac{1}{2}$: énergie cinétique $E = \frac{1}{2} m v^2$

η : rendement de conversion électrique finale : 85-88%

le coefficient 16/27 est appelé limite de Bets (16/27 pour une éolienne tripale), il exprime la valeur maximale de l'énergie cinétique du vent qui sera captable par l'éolienne. C'est un calcul complexe basé sur le fait qu'une éolienne ne peut pas capter 100% de l'énergie

cinétique, car si cela était le cas, le vent aurait une vitesse nulle en sortie d'éolienne, ce qui amènerait une surpression gigantesque en sortie de l'éolienne !!!

L'énergie produite par cette éolienne sera $P_{nom} * T_c$, ou T_c est la durée de présence du vent, appelé taux de charge, en heures annuelles. Ainsi une éolienne de 1 MW soumise au vent pendant 1000 heures produira 1000 MWh, soit 1 GWh.

On retiendra que l'énergie produite est proportionnelle à la vitesse du vent au cube (On multiplie par 8 la puissance si la vitesse du vent est doublée) et proportionnelle à la surface couverte par les pales.

Le fonctionnement de l'éolienne sur site introduit une Vitesse limite et une vitesse d'arrêt de rotation de l'éolienne.

B. Le vent et les éoliennes

Le vent est la source d'énergie, par l'énergie cinétique transportée, vitesse du vent et densité de l'air. Pour obtenir une production d'énergie éolienne il est donc nécessaire de disposer d'un vent élevé et stable dans le temps, et les variations de vitesses doivent si possible être minimales.

La distribution des variations de vitesse du vent suit une distribution dite « de Weibull », qui décrit qu'au cours d'une période donnée, le vent peut avoir des valeurs instantanées élevées pendant de courts instants (rafales), et la distribution de vitesse suit cette distribution, telle que ci-dessous. Cette expression introduit 2 coefficients, α , λ et a la forme suivante :

$$f(x) = \lambda \cdot \alpha \cdot (\lambda \cdot x)^{\alpha-1} \cdot e^{-(\lambda \cdot x)^\alpha} \quad \text{Équation 15}$$

Où λ^{-1} est voisin de la vitesse moyenne et α exprime la dispersion des vitesses observées.

L'impact de la vitesse du vent étant proportionnel à la vitesse élevée au cube (l'énergie est multipliée par trois si la vitesse est doublée), ces périodes de rafales seront très utiles.

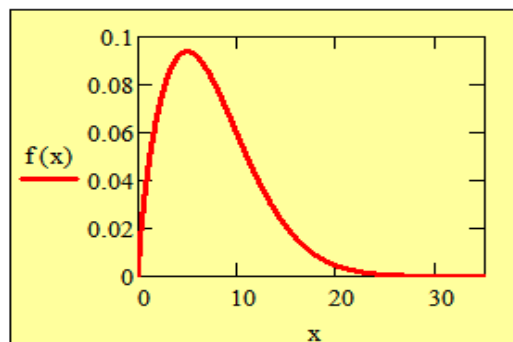


Figure 43: distribution de Weibull de vitesse du vent ($\alpha=1.7$ et $\lambda^{-1} = 8.33$)

i. Vent au sol, vent en hauteur

La vitesse du vent est régit par les variations de pressions mais aussi par le type de sol.

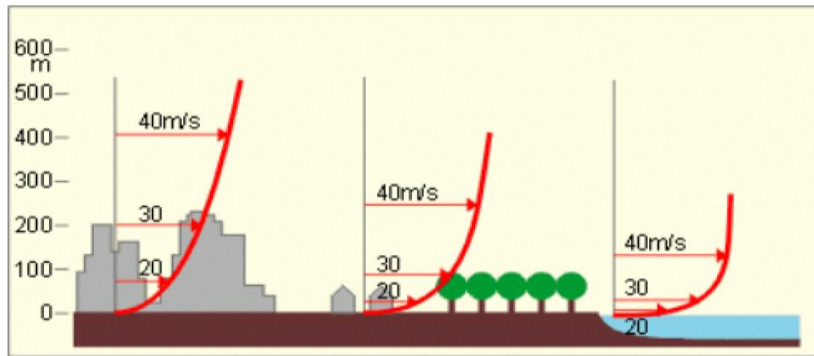


Figure 44: impact du sol sur la vitesse du vent en hauteur

Il a été observé que le gradient de vitesse de vent entre le niveau du sol et une hauteur de quelques centaines de mètres était important, et dépendait de la nature du sol, sa « granulométrie », ainsi que le montre la Figure 44. Ainsi, selon la nature du sol, un vent faible au sol (20m/s) nécessite de monter à 400 m pour atteindre 40 m/s en terrain habité (ville), de monter à 250 m pour atteindre 40m/s en terrain agricole ou hameau, et de monter à seulement 150 m depuis le niveau de la mer pour atteindre 40 m/s. On voit donc tout l'intérêt de terrain dégagé et l'intérêt de l'éolien offshore.

Différentes formulations, ont été proposées, telle que $V_z = V_0 + V_* \cdot \alpha^{-1} \cdot \ln\left(\frac{H_z}{H_0}\right)$ par Monin & Obukhov en 1954 (V_* : vitesse dynamique (turbulence) $V_* = \sqrt{t/\rho}$, t : frottement turbulent)

Ou bien

$$V_z = V_r * \left(\frac{H_z}{H_r}\right)^\alpha$$

Équation 16

proposé par Ackermann en 2005 (« Wind Power in Power System »), avec V_r et H_r définis dans le tableau suivant en fonction du type de sol :

Terrain	Granulometrie sol (H_0)	α
Terrain plat	< 20cm	0.1
Mer	0.3 cm	0.13
Peu accidenté	20cm/2m	0.145±0.015
Rivage		0.16
plaine	0.2 m	0.2
Accidenté, bois zone peu habitée	0.5m/1.5m	0.215±0.015
Plaine boisée		0.24
Terrain accidenté, ville	1000m/4000m	0.325±0.075

Tableau 12: paramètres d'influence du sol sur la variation du vent en hauteur

Non seulement de plus grandes éoliennes pourront être déployées en mer (D 250m en mer, 150 m sur terre) mais le vent y sera plus élevé et plus stable. De plus, le taux de charge (présence du vent) pourra atteindre 3500-4000 H en mer pour seulement 2500 H sur terre.

C. Eolien terrestre

Outre les limitations de proximité aux habitations (500 m), la protection de la biodiversité dans certaines zones, et les autres interdictions (radar, zone aéroportuaire, ...) les éoliennes doivent tenir compte de l'effet de sillage, qui indique l'impact d'une machine sur le vent reçu par les machines voisines. De plus, pour la sécurité du matériel, les installateurs introduisent une vitesse limite de rotation (v_{limit}) et une vitesse d'arrêt (v_{stop}), notamment pour limiter la vitesse tangentielle au bout de pales.

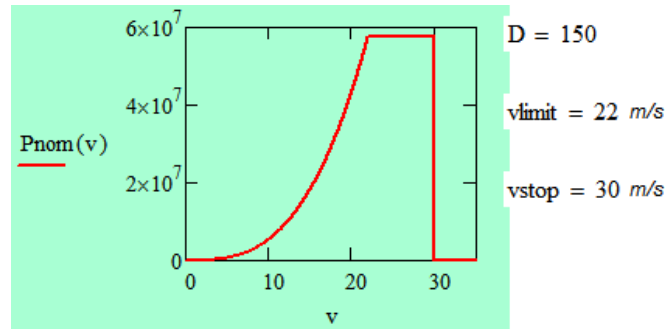


Figure 45: puissance vs vitesse du vent, vitesse limite, vitesse d'arrêt

En effet, pour une éolienne $D=150m$, tournant à 12 rotations par minute, la distance parcourue par l'extrémité de la pale lors d'une rotation sera de $2 \pi R = \pi D$ ($=471 m$ pour $D=150m$) en 5 secondes, soit une vitesse en extrémité de pales de $\# 95m/s$, ou $340 km/h$...

On voit ainsi que plus les éoliennes seront de grandes tailles, plus la vitesse de rotation devra être faible, déduisant ainsi le danger pour la faune volante et l'impact visuel et sonore

Cette distribution de vitesses, injectée dans l'équation des éoliennes, $P_{nom} = \eta * \frac{16}{27} * \frac{1}{2} * \rho_a * v^3 * \pi \frac{D^2}{4}$ Équation 14, conduit à la résultante énergie suivante, avec $P_{eol}(v) = P_{nom}(v) * f(v)$, et la valeur intégrale $\int P_{eol}(v) dv$ sur la distribution des vitesses indique ici une éolienne de 5 MW ($D=150m$).

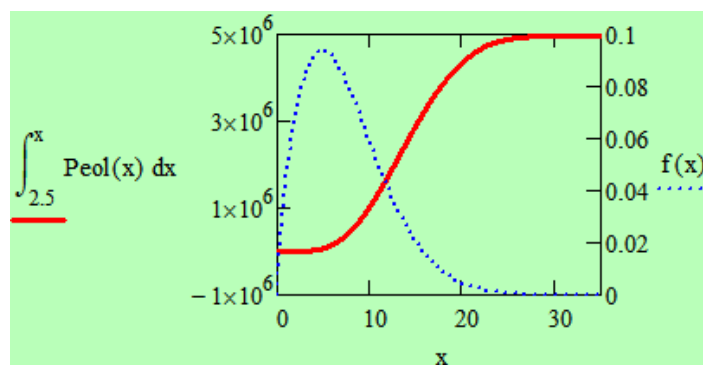


Figure 46: puissance éolienne terrestre, D 150m

On voit que les faibles vitesses de vent contribuent peu, alors que les rafales de vitesses élevées, même rares selon la distribution de Weibull, sont très contributives.

Le taux de charge moyen des éoliennes terrestres est, sur les sites sélectionnés de 2500 heures en moyenne (soit présence de vent pendant 2500 heures sur les 8760 heures d'une année normale), cette éolienne produira donc $\# 5 \cdot 10^6 \cdot 2500 = 12.5 \cdot 10^9 \text{ W.h}$ ou 12.5 GWh.

Pour les éoliennes déployées «en parc» la distance entre machine, nécessaire pour éviter l'effet de sillage (masquage de vent entre machines voisines) serait de $\# 5\text{à}7$ fois la hauteur dans le sens du vent dominant, et 3-4 fois la hauteur face au vent.

Une éolienne de diamètre 150 mètres (100 mètres de hauteur de mat, $D/2 + 25\text{m}$) occupe donc une surface « de vent » (*pas de terrain*) de 21 ha, pour une puissance de 5 MW.

La seule vraie occupation de terrain par ces éoliennes serait la surface nécessaire aux fondations et aux accès de maintenance et entretien, sachant que la connectique IP et électrique est enterrée.

1. Emprise au sol de l'éolien terrestre

Les Fondations dépendent de la puissance et du terrain , été le volume de fondation est proportionnel aux dimensions (hauteur) de la machine

Les dimensions typiques des fondations sont de

- E 2 MW: fondation disque $\Phi 15\text{m}$ / épaisseur 1.5m , volume 260m³ / poids 650 tonnes
- E 3 MW: fondations de 1 290 tonnes / 516 m³
- E 5 MW, fondation disque $\Phi 21\text{m}$ / ep. 3m, volume #800 m³, poids 1 920 tonnes

Après les travaux d'implantation, on considérera que la surface du terrain sur les fondations et les aires d'accès seront perdus pour l'usage initial du terrain (élevage, agriculture fourragère ou maraichère, ...)



Figure 47: disque de fondation d'une éolienne terrestre

Remarque : 1 EPR type Flamanville nécessite 300 000 m³ de béton pour 1 650 MW de puissance électrique. Ce volume de béton serait celui nécessaire à 375 éoliennes 5 MW soit 1 875 MW de puissance. L'ordre de grandeur tout à fait identique concernant le volume de béton!!!! Avec 20 EPR on peut construire 7500 éoliennes....

L'emprise au sol de l' eolien terrestre sera donc ;

- Diametre disque fondations..... # 1500-2000 m² pour eolienne 5MW
- Chemin d'accès # 1500 m² par eolienne

soit # 5 MW par 3500 m² « pris » ou 15 MW par ha de terrain pris

- Densité d'éoliennes : # 5 MW sur 60ha

La « densité » d'éoliennes terrestres, pour limiter les effets de trainée de vent qui impacterait les éoliennes sous le vent d'une éolienne voisine, le retour d'expérience est de prévoir une distance de 7*D dans le sens du vent, et de 4*D face au vent (D Diametre de l'éolienne). Pour une éolienne de diamètre 150 m (5 MW) ou arrive à 5 MW sur 600 000 m², soit 60 ha, soit 12.5 GWh/an sur 60ha, ou **200 MWh/ha pour un parc dense**.

Un déploiement isolé 'petit parc', par exemple de 4 éoliennes (4*5 = 20 MW) occupera 120 ha (en inscrivant un dégagement de 1 Diametre au 4 coins des 4 éoliennes) , soit 50 GWh / 120ha, ou **400 MWh/ha**.

La cohabitation de ces éoliennes avec une activité agricole (Elevage, maraichage, fourragère, etc) est, au stade des connaissances actuelles des impacts sur les surfaces non captées, tout à fait envisageable et applicable. Un complément de production d'énergie éolienne sur des terrains agricoles est alors tout à fait possible.

Déployer de l'éolien ou du PV sur des terres délaissées, incultes et incultivables, sans espoir de les ramener à une exploitation agricole, nourricière est alors préconisé.

L'emprise au sol de l'éolien terrestre comporte différents éléments autres que l'éolienne elle-même. Il s'agit notamment de toute l'infrastructure de regroupement, de transport et de conversion AC/DC

D. Eolien offshore

Selon ce qui a été dit au § précédent, le déploiement en mer présente un avantage du point de vue du vent (vent plus élevé Figure 44 , plus stable et taux de charge plus élevé), et on pourra déployer des machines de plus grand diamètre.

Pour une même hauteur de mat, l'impact visuel sera moindre depuis les cotes et l'on peut déployer des éoliennes de diamètres supérieur. Le taux de charge du vent (durée de présence du vent) est plus élevé qu'à terre (3500-4000 h comparé à 2500-3000h).

Ainsi, avec une distribution au niveau de la mer similaire à l'exemple terrestre précédent, donc un vent en altitude plus élevé (Équation 16, Tableau 3Tableau 12, Figure 44) , pour un diamètre de 250 m on aura :

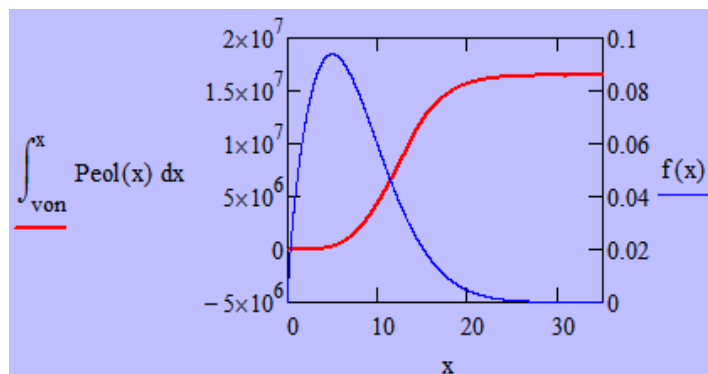


Figure 48: eolienne en mer D :250m

Soit une puissance de 15 MW, qui produira jusque # 52 à 60 GWh en profitant d'un taux de charge de 3500 à 4000 heures.

En mer, on cherchera donc de mettre un mat le plus haut possible, une éolienne de diamètre le plus grand possible (D # 250-260 m en record actuel).

Un **parc offshore** tel que BNO (Bretagne Nord Ouest), constitué d'une soixantaine de ces machines présentera une capacité de 900 MW et produira 3.6 TWh par an..... !, **5% de la consommation totale annuelle « toutes énergies » de la Bretagne**

L'emprise au sol de l'éolien offshore comporte, comme la version terrestre, différents éléments. Il s'agit notamment de toute l'infrastructure de regroupement, de transport et de conversion AC/DC de l'énergie produite.

Remarque sur l'éolien offshore : On accuse souvent l'éolien offshore de « détruire le paysage », notamment par les opposants à au projet Penavel à proximité de Belle Ile.

Il s'y dit que des éoliennes dont le point culminant serait 380m vont « boucher le paysage ». Je vous invite à faire le petit test suivant, je suppose que votre bras mesure # 60 cm :

- Placez votre bras horizontal, pouce vers le haut,
 - votre œil est donc à # 60 cm de votre pouce
 - Observez la hauteur de l'ongle de votre pouce # 15 mm...

!! Ces 15 mm seront ce que vous verrez des éoliennes de 380 m posées à 18 km...

Alternativement, collez 21mm au bout d'un mètre tenu horizontalement...

Est-ce dire que nous ne les verrons pas ? , non, mais faut-il en déduire que le paysage sera bouché... ce test prouve que non

Pour vous en convaincre, souvenez-vous des triangles semblables... :

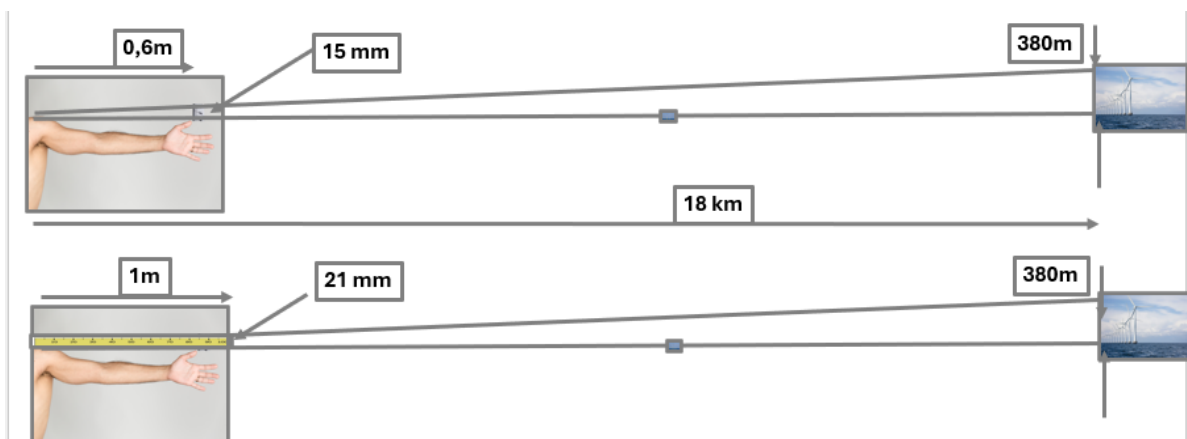


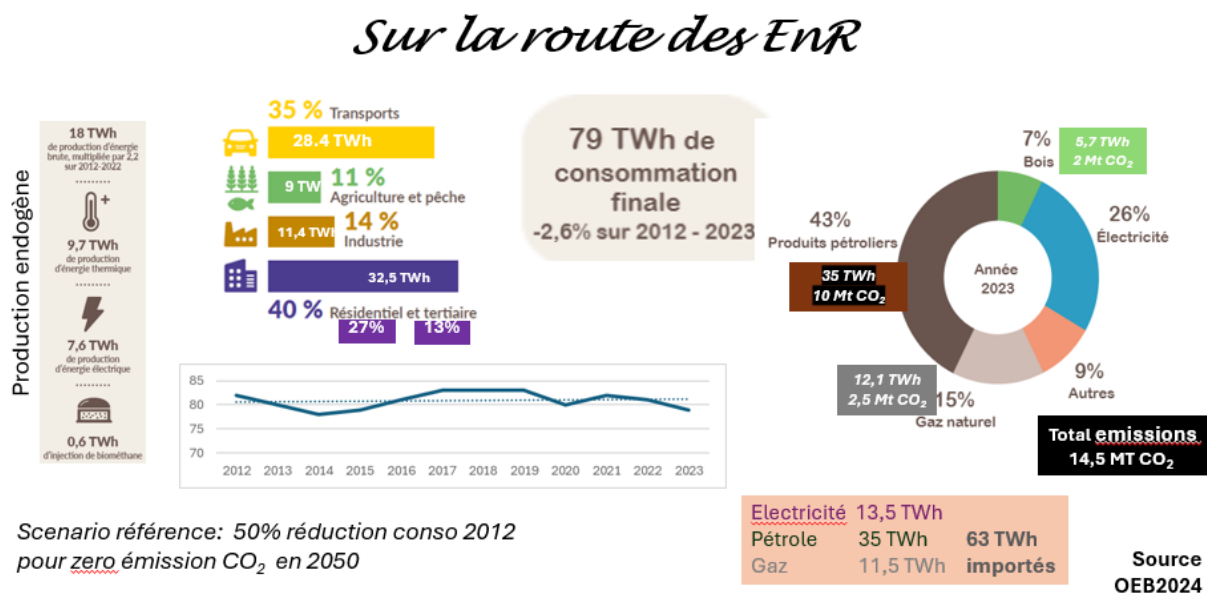
Figure 49: impact visuel éolien offshore

IV. L'économie des EnR photovoltaïque et éolien

Le premier objectif impératif du déploiement des EnR est de se substituer à la consommation des énergies fossiles (Charbon, Gaz, Pétrole) dans toutes les applications, ie mobilité et transports, Chauffage et utilisation domestiques, Industrie et Agri-pêche.

L'OEB, Observatoire des énergies en Bretagne, fournit régulièrement les données précises des origines et usages des consommations d'énergies en Bretagne. L'OEB montre ainsi que depuis 10 ans, la consommation est stable autour de 80 +/- 1 TWh, toutes énergies en Bretagne.

Le tableau suivant résume en quelques mots la situation Bretonne :



Scenario référence: 50% réduction conso 2012 pour zero émission CO₂ en 2050

⁽¹⁾: impact carbone local # 4t/an/h impact Carbone offshore # 4 t/an/h : produits manufacturés importés et transportés

Tableau 13 : Panorama des énergies en Bretagne/ origines et Usages

La consommation globale est de 79 TWh.

L'origine de cette énergie est à 43% de produits pétroliers, 15% de gaz et 7% de bois et biomasse, produisant ensemble 14.5 Mt de cO2 par an (La Bretagne compte # 3.476 millions d'habitants en 2024).

La Bretagne ne produit « que » 22.7 % de l'énergie qu'elle consomme, sous forme d'électricité (9.6%, barrage de la Rance, CCG de Landivisiau, qui utilise du gaz, et PV) et 12.3 % sous forme de chaleur distribuée.

A. Energie sans combustible : energie fossile versus EnR

L'objectif « ZERO émission de GES » en 2040 ou 2050, nécessite donc d'électrifier les usages, en priorisant sur les principaux consommateurs : transports et Résidentiel. Il faudra aussi traiter les émissions de CH₄, autre GES contribuant fortement au réchauffement climatique, mais principalement issu des activités d'élevage.

La substitution des énergies fossiles peut se faire de plusieurs façons. Pour valeur d'exemple nous prendrons 2 cas majeurs.

Pour les usages Bâtiments et domestique, prenons l'hypothèse du remplacement de toutes les sources de chauffage « fossiles » par des pompes à chaleur, de COP 2.5 (ce qui est en dessous des valeurs annoncées par les fabricants°
 On a alors la migration de consommation décrite sur le tableau ci-dessous, ou il faut 2.5 fois moins d'énergie électrique pour assurer la même puissance de chauffage en remplaçant les radiateurs thermiques par des PaC

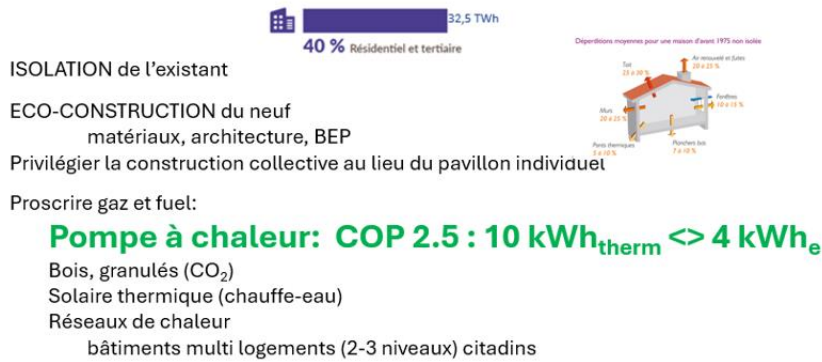


Tableau 14 : décarbonation chauffage domestique

Pour la substitution de l'énergie de source fossile pour les transports, on prend l'hypothèse d'une migration des 50 % des usages transports vers la mobilité sur batterie, essentiellement pour les VL effectuant des trajets journaliers et de proximité, et la migration des transports lourds PL, Bateaux, et trajets VL longs, vers une mobilité sur Pile à Combustible Hydrogène, qui nécessite un traitement amont de conversion EnR vers la production de H2, intégrée dans l'exemple.

Le tableau suivant donne la comparaison entre les besoins d'énergie primaire pour parcourir 100 km en VL selon l'origine de l'énergie : Pétrole, Nucléaire ou EnR.

Sur la route des EnR: électrification des transports ??

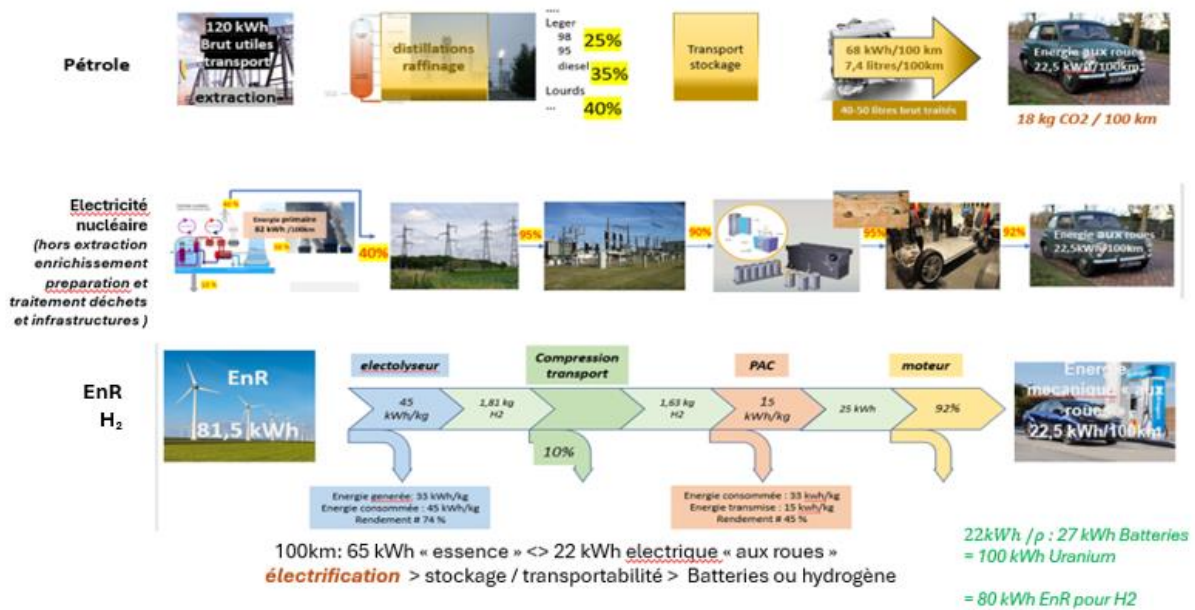


Tableau 15: décarbonation des mobilités

Contrairement aux commentaires des anti-EnR, la filière EnR-H2 est la plus efficace

L'impact électrification est alors resumé sur le tableau suivant, qui montre plusieurs choses :

- Il est techniquement possible de supprimer l'usage du fuel, pétrole et gaz dans les usages Transports, Résidentiels par des technologies aujourd'hui disponibles
- Cette migration amène une baisse de consommation de 10,4 TWh
- L'augmentation du besoin d'électricité est de 37 TWh
- La migration amène une baisse d'émission de CO2 de 12,25 Mt de CO2, soit une baisse de 86 % des émissions CO2 en Bretagne, en n'agissant que sur l'énergie de mobilité et l'énergie résidentielle et tertiaire.

Sur la route des EnR: impact électrification ??

Situation actuelle énergie carbonée	Vecteur energie	Chaine migration	Net besoin électricité	ecart energie	Solde GES Mt CO2 (est 10% non migré)
Transports VL 26TWh > 13 TWh	13 TWh > batterie	Rendement thermique 0,3 Elec-batterie>Elec : 1.1	4,3 TWh	- 8.6 TWh	0.4
Transport PL 26TWh > 13 TWh residentiel	13 TWh > E>H2 > E	Rendement thermique 0,3 Elec>H2>Elec : 4	15 TWh	+2 TWh	0.4
Agripeche (TR)	11 TWh	PaC COP 2.5	4,4 TWh	-6,6 TWh	0.9
Industrie	7 TWh	Rendement thermique 0,3 Elec>H2>Elec : 4	8,8 TWh	+ 1,8 TWh	0.25
Variation net global énergie	5 TWh		5 TWh	+1 ?	0.32
Conso électrique actuelle			21 TWh	-10,4 TWh	14.5>2.27
Besoin net migré(*)			58,5 TWh		

(*) avant tout incidence frugalité

Tableau 16: decarbonation mobilités et chauffage: impact GES et consommation électrique

L'aspect « besoin pour l'économie » des déploiements EnR doit être observé à partir des besoins énergétiques régionaux, après électrification des besoins.

Le choix de la distribution entre les différentes sources EnR doit se faire sur des critères techniques, économiques et sociétaux (acceptabilité).

Quelles EnR faut-il pour générer 10 TWh/an ?

Le tableau suivant aborde la réponse :

10 TWh (10*10¹² Wh)
c'est quoi ?

environ 15-20% des
besoins d'électricité
projetés en 2050
après décarbonation
et électrification des
usages

Et c'est.....

Famille	puissance	Taux de charge (heures de fonctionnement annuelles)	Energie produite
Eolien offshore			
1.5 * sites BNO	1.5* 2 GW	3500 h – 4000h	10,5 TWh
4 * sites BS1, BS2	4 * 750 MW	3500 h – 4000 h	10.5 TWh
Eolien terrestre			
800 Éoliennes terrestres 150m	800* 5MW	2500 h	10 TWh
photovoltaïque			
Panneaux PV	100 000 000m ² ou 10'000 ha de panneaux PV	1750 heures soleil, 2650 heures nuages Orientation sud, inclinaison 45°	10 TWh
nucléaire			
1 EPR	1.6 GW	7000 h	11 TWh

Tableau 17: comparaison mode d'obtention de 10 TWh/an

Le déploiement PV sur toiture devrait être soutenu. Des installations locales (autoconsommation individuelle,...) ou au sein d'un collectif d'individuels utilisant leur toit (autoconsommation collective) devra s'appuyer soit sur une revente de l'excédent, et le prix de rachat de EDF-OA actuel incite à envisager le stockage de cet excédent.

Le déploiement PV au sol doit absolument protéger les surfaces agraires, le complément de rémunération donné aux propriétaires des terrains, pas toujours l'exploitant, ne peut pas justifier une capture des surfaces nourricières, maraichage, élevage, fourragère, ...le décret en cours actuellement autorise, sous certaines conditions, de sacrifier 1% de la surface agricole exploitée au service du PV au sol. (*Décret n° 2024-318 du 8 avril 2024 relatif au développement de l'agrivoltaïsme et aux conditions d'implantation des installations photovoltaïques sur des terrains agricoles, naturels ou forestiers* <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decret/2024/4/8/ECOR2321918D/jo/texte>).

Le déploiement du PV sur pilotis pose encore quelques questions. La hauteur d'implantation doit permettre la circulation des machines, des hommes et du bétail. Des précautions sont cependant à prendre concernant la protection électrique (protection des hommes et du bétail, protection de la faune contre les risques électriques, besoin de clôturer le terrain sans empêcher la circulation de la biodiversité, effet d'ombrage sur la flore, etc...).

Le déploiement de l'éolien terrestre se heurte de plus en plus à une opposition systématique des riverains. Les motifs les plus évidents mis en avant sont l'impact visuel et l'impact (potentiel) sur la valeur des biens à proximité de l'installation éolienne.

La revente de l'énergie se heurte aux conditions du marché de l'énergie, avec des prix dictés par l'offre et la demande, ce qui conduit parfois à des ventes « a prix négatif » par l'opérateur, une aberration économique, ou à la demande de mise à l'arrêt de la production EnR par l'opérateur pour ne pas avoir à vendre cet excédent à des prix négatifs, une aberration écologique.

La capture de terres pour un déploiement ENR, éolien ou Photovoltaïque, doit être strictement réservé à des surfaces délaissées, pour lesquelles aucun processus de retour à l'exploitation agricole n'est possible, dument constaté depuis plusieurs années par un organe indépendant

B. Comparaison efficacité EnR kWh / hectare

Le tableau 15 permet la comparaison des ressources nécessaires à la mobilité, selon que l'on se place en origine d'énergie avec combustible (fossile, nucléaire) ou d'origine non combustible : EnR, éolien ou PV.

La question de l'efficacité de l'emprise au sol peut être posée. Pour le photovoltaïque, l'emprise au sol n'adresse que les hypothèses de déploiement au sol, sachant que les précautions ont été prises, de n'utiliser de surface que si celles-ci sont « réellement délaissées », c'est à dire sans utilisé agricole (élevage, pâturage) prouvée sur plusieurs années et sans espoir de revenir à un état d'une possible exploitation. Cette limite pointe vers les mines abandonnées, les délaissés SNCF, les carrières abandonnées, etc...

On peut cependant poser la question de l'efficacité des EnR entre l'éolien et le PV, comparés à des production d'énergie d'origine agricole, typiquement la méthanisation et la fabrication de biogaz (*ici bio signifie une origine organique, biomasse, et n'a rien à voir avec une activité « d'agriculture biologique »*).

Reprenons l'exemple de notre véhicule électrique qui demande 22.5 kWh pour parcourir 100km

Un terrain recouvert de panneau photovoltaïque (sur pilotis pour laisser possible une activité agricole normale sous les panneaux, en laissant une distance inter-panneau évitant les effets d'ombrage) peut produire # 300-350 MWh/an/ha. Cet hectare permettra d'effectuer (325 MWh/22.5kWh * 100 km) = 2 Millions de km/ha. En passant par un 100% stockage H₂, cet hectare permettrait de parcourir 500'000 km/ha. **En situation mixte, 50% exploités en direct ou par batterie, 50% par stockage H₂, on arrive à 1.25 millions de km/an/ha.**

Un hectare de production fourragère dédiée (on rejette l'idée de consommer des productions nourricières pour fabriquer de l'énergie) produit 15 à 20 tonnes de matière sèche (parfois jusque 23t), qui produiront, après méthanisation environ 4600-5000 Nm³ de biogaz. (*rappel : 1 Nm³ est 1 m³ de gaz sous des conditions normales de température et de pression 25°C , 1 atm*). Le tableau suivant compare les capacités énergétiques de différents gaz et sources fossiles (Gaz méthane, butane, propane ; essence, gasoil, et pétrole, ainsi que la capacité de « nuisance », la génération de CO₂ par l'usage par combustion de ces fossiles)

Le CH₄ a une capacité énergétique de 10 kWh/ Nm³. La méthanisation du fourrage obtenu sur 1 ha, permettra donc de parcourir : 5000 Nm³ * 10 kWh/ Nm³ / 22.5 kWh/100 km = **200'000 km/ha/an**, (sans stockage intermédiaire H₂), le cycle fourragé étant d'un an

Le bio-éthanol, possiblement produit également par la fermentation de production organique (sucre de betterave, de canne à sucre, maïs..), qui sont alors des prélèvements sur des activités nourricières, présente une productivité entre 90 hectolitres/ha de betteraves et 30 hl/ha de céréales.(cycle 1 année). Le bioéthanol a une efficacité énergétique d'environ 7 kWh/litre et nécessite 9l /100 km (25% de plus que l'essence). La distance parcourue sera alors en moyenne de 6000l / 9 l/100 * 100 km = **180'000 km/ha/an**. (sans stockage H₂),

		12	1		44				pouvoir calorifique				
		C	H	M C ₀ H ₂ 2n2	M CO ₂	kg CO ₂ /kg	densité (kg/l)	kg.CO ₂ /l	kWh /Nm ³	kWh /kg	kWh/l	kg CO ₂ / kWh	
Hydrogen			1		0	0		0		33			120 MJ/kg
Charbon	C	1		12	44	3.66				9.5		0.385	
methane	CH4	1	4	16	44	2.75			10	14		0.196	
butane	C4H10	4	10	58	176	3.03			30.4	12.7	7.4	0.239	
propane	C3H8	3	8	44	132	3.00			23.7	12.8	6.6	0.234	
essence	C7H16	7	16	100	308	3.08	0.75	2.31			9.2	0.251	42MJ/kg
gasoil	C21H44	21	44	296	924	3.12	0.85	2.65			9.2	0.288	
Bois /gran	CH _{1.44} O _{0.66}									5		0,030-0,350	

Tableau 18: comparaison pouvoir énergétique et émission CO₂ pour différents éléments énergétiques

V. Contraintes de déploiement

Les contraintes de déploiement sont issues soit de l'impact sur l'environnement, soit des contraintes socio-culturelles.

Beaucoup sont favorables aux EnR, mais peu les acceptent dans leur proximité...

Une des priorités est de proposer les EnR comme substitut à l'exploitation des énergies fossiles, pour limiter les émissions de GES, eux-mêmes responsables de la dégradation du climat : orages plus fréquents et plus intenses, périodes de sécheresse, élévation de la température, fonte des glaciers continentaux, élévation du niveau des eaux, ..., et l'impact de ces effets sur la biodiversité végétale et animale, dont l'homme est la première victime.

Les EnR, non émissives de GES ont montré leur capacité de production. Il est techniquement faisable de fournir l'énergie nécessaire aux divers usages (Industrie, Batiments, Mobilité, Agri-pêche,



Figure 50: coexistence PV et paturage

Les contraintes sont d'ordre technique et sécurité (protection des installations délectriques), agricoles (protection des surfaces nourricières) et environnementale (protection des la biodiversité faune et flore au sol ou volante)

A. Ressources Agriculture favorisées

- Nous devons passer aux énergies renouvelables pour protéger le climat, ce qui, de fait, protège l'agriculture et les revenus qui en sont tirés
- Il y a besoin de renforcer le revenu des agriculteurs, il existe une autre stratégie que se transformer en centrale électrique est possible
- Il faut protéger les terres « nourricières »
- PV et éoliens sont les ressources énergétiques du futur, nécessaires à la protection du climat
- PV et éoliens ne doivent pas impacter le rôle nourricier principal
- PV et éoliens ne peuvent pas accaparer des terres « utiles » ou 'potentiellement « restaurables »

- Protéger de la dégradation biodiversité locale au sol
- Pénalisée par l'enfermement du parc au sol sur la faune terrestre
- Impact PV (Effet optique,...) sur la faune volante
- Modification de l'humidité et de l'herbicité au sol
- PV_sol n'est pas rentable (300 MWh/an/ha_{capté}) sur terres agricoles
- PV_sol sur pilotis combiné à une activité agraire est envisageable
- Attention aux contraintes électrique
- Attention aux contraintes d'accès (animaux, machines, hommes)
- PV_toit est une bonne option , sous réserve de la bonne orientation et bonne visibilité
- Comparaison efficacité par ha (éolien, élevage, culture,...)
- Montage en toiture, installation au sol
- Comparaison efficacité par ha (éolien, élevage, culture,...)
- Eolien_sol a une meilleure efficacité énergétique ; 15 GWh/an/ha_{capté}

B. Flores et faune favorisées – défavorisées ?

1. Panneaux photovoltaïques

- Appréciation par la faune volante : impression « eau » = choc
- Nécessité de clôture (sécurité électrique) > impact sur les déplacements au sol (mammifères, ...)
- L'orientation des panneaux solaires influence l'impact
 - ❖ Faible inclinaison : ombrage fort (flore), effet miroir, appréciation d'une surface d'eau > chocs oiseaux
 - ❖ Forte inclinaison: Ombrage partiel > impact flore : changement de la flore locale, désorientation faune
 - ❖ Effet ravinage sous la goutte d'eau > impact flore local
 - ❖ Hauteur au sol: Position du point bas : passage des animaux
- **des précautions doivent être prises lors de l'implantation et l'exploitation des parcs**
- **un vrai questionnement et un vrai travail collaboratif doivent se faire localement, projet par projet, sur les conditions de déploiement**
- Les paramètres à prendre en compte
 - ❖ L'orientation des panneaux
 - ❖ La durée des jours au cours de l'année
 - ❖ L'angle du soleil sur l'horizon
 - ❖ Le nombre d'heures d'ensoleillement (perte due aux nuages)
 - ❖ Montage en toiture, installation au sol

2. Eoliennes terrestres et marines

On identifie les désordres posés sur la biodiversité pendant les travaux d'implantation et pendant l'exploitation, pour les 2 types éoliens, terrestre et offshore.

Le déploiement prend quelques mois ou années.

Pour l'éolienne offshore, les premiers retours (UK, Norvège), Baie de St Brieuc et St Nazaire le retour des espèces semble assez rapide, coquilles St Jacques en Baie de Saint Brieux, etc..

Les principaux impacts semblent être le bruit pendant l'installation, les courants qui peuvent être modifiés.

On notera que des travaux scientifiques ont permis de remplacer la pose de poteaux offshore par martellement, très bruyants et surtout à rythme quasi fixe, perturbateurs du milieu marin, par enfoncement-forage.