

Louvain School of Management

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AVEC ET SANS BATTERIE

Auteur(e)s : CALDERON PEREZ IDALY, HOYOIS SEBASTIEN
Promoteur(s) : TRUYENS VINCENT
Année académique 2020-2021
Intitulé du master et de la finalité : MASTER 120 EN SCIENCES DE
GESTION

Remerciements

Nous voudrions dans un premier temps remercier, notre promoteur de mémoire M. Truyens pour sa disponibilité et ses conseils judicieux qui ont contribué à alimenter nos réflexions.

Nous remercions également M. Olivier Meessen, Ingénieur chez Engie, pour le temps consacré à nous conseiller pour réaliser une étude économique simplifiée et la vérification des outils de simulation en Excel. Sachant que cela malgré que ce soutien a requis des interviews dans le contexte de pandémie.

Nous voudrions également remercier M. Auguste Meessen, Professeur de physique émérite de l'UCL qui a vérifié la partie technique du mémoire.

Nous voudrions finalement remercier Madame Faymonville pour avoir relu et corrigé le mémoire.

Nous voudrions également remercier nos familles et entourages respectifs pour leur soutien constant et leurs encouragements.

A tous ces intervenants, nous présentons nos remerciements, notre respect et notre gratitude

Table des matières

1	INTRODUCTION.....	5
2	LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	6
2.1	Le rendement technique de l'installation.....	6
2.2	Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque.....	7
2.3	Rappels des notions théoriques.....	9
3	LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE.....	10
3.1	Les besoins de stockage.....	10
3.2	L'utilité d'un système de stockage d'énergie au sein d'une habitation.....	12
3.3	L'influence sur l'autoconsommation.....	13
3.4	Les caractéristiques techniques d'une batterie résidentielle.....	16
4	L'ÉNERGIE RADIANTE DU SOLEIL	19
4.1	Les effets communs à l'emplacement	19
4.2	Les effets propres à l'emplacement	21
5	LES CARACTÉRISTIQUES ÉCONOMIQUES.....	25
5.1	L'électricité.....	25
5.2	L'euro kilowattheure	27
5.3	Les modes d'usages de l'installation photovoltaïque	28
5.4	L'agent consommateur, l'agent gestionnaire de réseau de distribution et l'agent fournisseur	28
5.5	La tarification	33
5.6	La tarification prosumer	34
6	ETUDE ECONOMIQUE	44
6.1	Phases d'un projet de réalisation	44
6.2	Installation sans batterie	45
6.2.2	Subsides	46
6.2.5	Calcul de la rentabilité	51
6.3	Prise en compte du coût de maintenance.....	53
6.4	Installation avec batterie	54
6.5	Etude de cas.....	59
7	ASPECT ECOLOGIQUE.....	63
7.1	Aspect écologique de l'intermittence des installations photovoltaïques.....	63
7.2	Aspect écologique des installations photovoltaïques	64

7.3	Aspect écologique des batteries	71
8	VARIANTES ET PERSPECTIVES	74
8.1	Le cout et le rendement des installations photovoltaïques	74
8.2	Le coût des batteries	75
8.3	Le prix du kWh électrique	76
8.4	Les coupures de courants.....	78
8.5	La confiance dans le législateur et les subsides.....	79
8.6	La domotique et les réseaux intelligents.....	79
8.7	La voiture électrique.....	80
9	LIMITES ET SUGGESTIONS D'ETUDES COMPLEMENTAIRES.....	82
10	CONCLUSION	84
11	Bibliographie	88
12	ANNEXES.....	92
12.1	Notions theoriques et methodes de resolution.....	92
12.2	Le réseau domestique	97
12.3	La cellule photovoltaïque	104
12.4	Le module photovoltaïque	116
12.5	L'onduleur	120
12.6	Simulation d'une installation photovoltaïque technologique à partir des données PVGIS.....	128

Figure 1 Illustration d'une installation photovoltaïque avec batterie	13
Figure 2 Illustration du système de coordonnées horizontales	20
Figure 3 Illustration du rayonnement global	21
Figure 4 Phases ordinaires d'un projet de réalisation et précision de l'étude économique ...	44
Figure 5 Coût d'une installation standard	46
Figure 6 Coût d'une installation de batteries (TVAC 6%)	54
Figure 7 Evolution de l'autoconsommation (%) en fonction du rapport entre la capacité des batteries E_b (kWh) et l'énergie produite par an (MWh).....	56
Figure 8 Rentabilité d'une installation de batteries ($E_b=E_p$)	57
Figure 9 Gain sur 10 ans, actualisation 5%, $E_p=5$ MWh.....	58
Figure 10 Consommation journalière d'un ménage moyen français.....	59
Figure 11 Consommation mensuelle d'un ménage belge.....	60
Figure 12 Flux d'énergie pour une installation avec et sans batteries	61
Figure 13 Energie prélevée par heure avec et sans batteries.....	61
Figure 14 Illustration du bilan carbone du Danemark	64
Figure 15 Pollution du fleuve Jaune, province de Henan, Chine	67
Figure 16 Illustration d'une décharge de modules photovoltaïques	68
Figure 17 Empreinte Carbone des modules photovoltaïques. gramme de CO_2 par kWh.....	70
Figure 18 Illustration des différents types de technologies photovoltaïques	75
Figure 19 Illustration de la décomposition de la production d'énergie en Belgique.....	76
Figure 20 Illustration de la décomposition annuelle de la production énergétique	77
Figure 21 illustration du triangle des puissances démontrant l'importance de l'angle Φ ..	101
Figure 22 Illustration des propriétés des conducteurs, semi-conducteurs, isolants.....	105
Figure 23 Illustration de la lumière naturelle sous la forme de longueur d'onde.....	109
Figure 24 Illustration du modèle à une diode	111
Figure 25 Illustration de la loi d'Ohm sur un élément résistif.....	112
Figure 26 Illustration de la loi d'Ohm d'une cellule photovoltaïque	112
Figure 27 Illustration de l'effet de la variation de l'irradiation solaire	114
Figure 28 Illustration de l'effet de la variation de la température	115

1 INTRODUCTION

L'énergie est aujourd'hui plus que jamais un enjeu prioritaire au sein de la société. Les paradigmes définis dans le passé dans la production énergétique tentent d'évoluer vers une production verte, reléguant les énergies fossiles au passé.

C'est dans ce cadre, que nous avons réalisé ce travail sur la production d'énergie solaire autoconsommée par l'utilisateur de réseau résidentiel. Nous tenterons d'apporter une réponse à cette vaste question en définissant les notions techniques nécessaires à la compréhension de la modélisation d'un système photovoltaïque, les notions économiques permettant de déterminer si le modèle est pérenne pour l'avenir.

Une première approche consistera à comprendre le changement de paradigme qu'est une production centralisée, contrôlable et continue pour une production décentralisée incontrôlable et intermittente. Nous tenterons d'appréhender la question de la prévision de production étant donné le caractère aléatoire de la valeur de la matière première qu'est l'énergie solaire. Nous aborderons également la conversion de cette énergie et l'efficacité du système choisi au travers de la notion de rendement. Nous construirons pas à pas une installation photovoltaïque allant de la cellule à l'association modules-onduleur et nous déterminerons quels sont les paramètres importants pour la gestion énergétique.

Une deuxième approche consistera à comprendre le changement de paradigme qu'est l'abandon progressif des énergies fossiles pour des énergies vertes. Nous aborderons le volet économique au travers des solutions proposées par le monde politique en termes de taxation de ces nouveaux consommateurs-producteurs. Nous aborderons également l'enjeu de la pérennité économique d'une installation photovoltaïque pour un utilisateur de réseau suite aux mutations extérieures.

2 LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

En annexe 12, nous avons développé un ensemble d'outils permettant de déterminer des grandeurs physiques, une méthode d'analyse des circuits et les fondamentaux du fonctionnement d'un réseau électrique. L'ensemble de ces éléments interviendront tour à tour dans la compréhension du modèle de l'installation photovoltaïque.

Afin de comprendre le modèle qui sera annoncé dans les prochains chapîtres, vous trouverez en annexe 12, le processus de transformation énergétique de l'énergie radiante en énergie électrique au travers de la cellule photovoltaïque. Sa composition physique sera étudiée, par la suite, en vue d'analyser les caractéristiques électriques. A l'aide des outils créés précédemment et des caractéristiques électriques, nous explorerons son intégration dans un ensemble plus grand : le module. Nous explorerons ensuite le fonctionnement de l'onduleur et l'impact d'un choix de technologie module-onduleur.

Commençons par la définition de l'installation photovoltaïque : Il s'agit d'un circuit composé de modules photovoltaïques, d'un ou plusieurs onduleurs, d'appareils consommateurs de l'énergie électrique ainsi que des fils conducteurs et protections nécessaires à la sécurité et au bon fonctionnement du système. Ceci étant défini, nous pouvons explorer ensemble le rendement de l'installation.

2.1 Le rendement technique de l'installation

Nous avons étudié l'élément de base qu'est la cellule photovoltaïque en analysant la structure du matériau semi-conducteur à savoir le silicium polycristallin et monocristallin. Nous avons déterminé son fonctionnement à partir de la luminosité produite par le soleil dont nous mesurons la puissance. Grâce à ces informations, nous avons étudié les caractéristiques électriques fondamentales de la cellule en la rattachant au modèle scientifique le plus couramment utilisé : le modèle à une diode.

Grâce à la méthode d'analyse globale des circuits nous avons déterminé les types d'associations de cellules en vue de reconstituer le module photovoltaïque fourni par le constructeur. Nous avons aussi calculé les caractéristiques électriques fondamentales en vue de dimensionner une installation de modules d'une puissance déterminée.

Nous avons analysé l'association modules photovoltaïques – onduleur et déterminé trois types de contraintes : la contrainte en puissance, la contrainte en tension et la contrainte en intensité du courant. Nous avons établi que la contrainte en tension est la plus importante car elle peut endommager l'onduleur et elle conditionne le rendement de ce dernier.

Nous avons connecté l'installation photovoltaïque au réseau domestique et donc au réseau de distribution en déterminant les contraintes imposées par le gestionnaire de réseau en termes de fréquence, de tension et d'intensité de courant. L'énergie active qui n'est pas consommée est injectée sur le réseau.

L'ensemble des informations reprises ci-dessus nous permet de comprendre le fonctionnement d'une installation photovoltaïque connectée en parallèle sur le réseau de distribution. Nous n'avons pas encore abordé le rendement global de l'installation ainsi que ses caractéristiques. La notion de rendement est définie comme un ratio entre la matière entrante et la matière sortante, les deux grandeurs doivent être mesurées avec la même unité, le rendement est exprimé en pourcentage. Précédemment, nous avons discuté séparément du rendement du module et du rendement de l'onduleur et nous avons compris que chacun de ces éléments assure une fonction différente.

Prenons un exemple : imaginons une installation dont les modules procurent un rendement de 15 % raccordés à un onduleur procurant un rendement de 95 %. Étant donné la séquentialité des éléments, il est nécessaire d'utiliser une logique multiplicative, cette installation procurera un rendement de 14,25 %. Grâce à ce simple calcul, nous pouvons définir des rendements théoriques sur l'ensemble des combinaisons existantes d'installations photovoltaïques permettant d'effectuer un classement entre les installations vu leurs rendements théoriques.

2.2 Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque

Aujourd'hui, un utilisateur du réseau disposant d'une installation photovoltaïque n'est pas rémunéré pour l'électricité produite injectée sur le réseau. Cette information a de l'importance lors du dimensionnement étant donné la relation liant l'énergie produite (E_p), l'énergie consommée (E_c) et l'injection (I).

$$E_p - E_c = I$$

Trois situations sont possibles compte tenu de la formule ci-dessus :

- $E_p - E_c = 0$: Ceci représente la situation idéale car l'ensemble de l'énergie produite est consommée, il n'y a pas d'injection d'énergie. L'installation est idéalement dimensionnée.

- $E_p - E_c > 0$: Ceci représente la situation du surdimensionnement car l'énergie produite couvre largement la consommation énergétique du ménage et le solde est injecté sur le réseau. L'installation est surdimensionnée et l'énergie injectée est perdue financièrement.

- $E_p - E_c < 0$: Ceci représente la situation du sous-dimensionnement car l'énergie produite ne couvre pas la consommation énergétique du ménage. Il s'agit de la situation à éviter car inefficace tant sur le plan économique que sur le plan technique.

On comprend dès lors que l'information essentielle dont nous disposons est la consommation annuelle et celle-ci définira l'énergie produite. On cherchera à s'approcher au mieux de la situation idéale pour éviter l'injection sur le réseau. Pour se faire, on introduira la notion de facteur de correction (F_c) qui prend en compte l'azimuth et l'inclinaison du site choisi.

$$\text{Puissance crête} = \frac{E_c}{F_c}$$

Le facteur de correction est une grandeur sans dimension qui varie entre 0 et 1 pour la Belgique. En moyenne, il a une valeur comprise entre 0,8 et 1 mais peut atteindre des valeurs supérieures à 1 pour les pays du sud. Il permet de définir la source d'énergie nécessaire pour couvrir les besoins d'un site. Prenons un exemple, soit un site donc le facteur de correction est de 0,8 et l'énergie consommée correspond à 4500 kWh, la source photovoltaïque devra avoir une puissance crête de 5,625 kWc.

Il est à noter à ce stade que ceci représente un calcul théorique simple permettant de dimensionner une source d'énergie photovoltaïque et que celui-ci devra respecter les limitations techniques que nous avons définies ci-dessus. En effet, il est quasi impossible d'obtenir une source de 5,625 kWc et le choix s'effectuera par exemple sur une installation de 6 kWc. Outre la limitation technique que nous venons de préciser, nous devons tenir compte de la limitation spatiale du site.

Le site dispose d'une surface (S) sur laquelle on installera les n modules nécessaires à surface (s) qui dispose d'une puissance crête de module. Nous écrirons donc la relation suivante et sa condition.

$$n = \frac{\text{Puissance crête}}{\text{puissance crête } m}$$

$$S \geq s \times n$$

Reprenons notre exemple, nous avons dimensionné une source de 6kWc, le choix technologique s'est porté sur un module photovoltaïque polycristallin de 270 Wc, nous devons donc prendre 22 modules. La surface disponible est de 30 m² et les modules ont une surface de 1,5 m², ce qui conduit à l'incompatibilité suivante 30 m² ≥ 33 m². Cette situation engendre deux cas possibles.

-Soit, nous décidons de garder ce type de modules et dans ce cas on s'orientera vers la situation du sous-dimensionnement de l'installation photovoltaïque. L'énergie produite ne couvrira pas l'ensemble de l'énergie consommée. Ce choix peut s'imposer dans le cas où il existe une limitation budgétaire.

-Soit, nous décidons de modifier le type de modules en termes de technologies (monocristallin ou polycristallin) et/ou en termes de puissance. L'énergie produite couvrira l'ensemble des besoins compte tenu de la surface. Ce choix peut s'imposer dans le cas où il n'existe pas de limitation budgétaire.

Dans notre exemple, nous décidons de modifier en termes de puissance et passer à un module de 300 Wc à surface identique (1,5 m²). Ce changement sature la condition puisque nous avons l'égalité entre la surface des n modules et la surface disponible.

2.3 Rappels des notions théoriques

Grâce à l'annexe 12, nous avons énoncé et construit les principes techniques qui régissent les installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution. Ces principes nous ont permis de comprendre les choix technologiques en termes de modules, de comprendre les limitations des combinaisons technologiques, de calculer les rendements théoriques et dans une autre mesure d'appréhender simplement le dimensionnement d'une installation. Il est à remarquer que ces principes incompressibles guideront les stratégies rationnelles économiques que devront adopter les consommateurs qui trouveront un compromis entre le rendement énergétique de l'installation et leurs budgets.

3 LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE

3.1 Les besoins de stockage

Avant d'aborder le sujet du stockage de l'énergie, il est nécessaire d'approfondir la question du processus de production énergétique en électricité. L'histoire de la production énergétique nous montre différents éléments utiles à la compréhension du système dans lequel nous évoluons.

Premièrement, nous parlerons de la demande croissante d'énergie pour l'utilisation des systèmes de plus en plus complexes dans notre société. Au cours de l'évolution, nous sommes passé de procédés utilisant l'homme et/ou l'animal apportant une énergie constante mais faible à des équipements (machine à vapeur, moteur thermique et électrique et réacteur nucléaire) apportant une énergie constante et élevée. Nous attirerons l'attention sur la constance de l'énergie disponible étant donné l'équipement choisi.

Deuxièmement, nous parlerons de la double distinction entre les processus de production énergétique contrôlable et non contrôlable et le niveau de puissance intermittent et continu. Les systèmes énergétiques à base d'énergie non renouvelable restent principalement dans le domaine du contrôlable ayant un niveau de puissance continu, alors que les systèmes à base d'énergie renouvelable sont incontrôlables et ont un niveau de puissance intermittent.

Troisièmement, le stockage de l'énergie en lui-même ne peut se faire que de deux manières différentes soit en amont du processus de production soit en aval. En effet, soit nous pouvons extraire, échanger sur un marché et stocker la matière première nécessaire à la réalisation du produit fini soit nous pouvons stocker le produit fini. Le stockage des matières premières est à la base des systèmes contrôlables et continus, il permet la régulation de l'énergie produite sur une unité de temps. À l'inverse le stockage du produit fini est à la base des systèmes incontrôlables et aléatoires.

Quatrièmement, les évolutions technologiques ont poussé à la centralisation des moyens de production pour des raisons économiques et techniques. De nos jours, avec les énergies renouvelables on observe une émergence de la tendance à la décentralisation des moyens de production.

Nous pouvons maintenant définir les caractéristiques suivantes :

La distinction entre intermittent et continu s'effectue via la matière première.

-Une source d'énergie continue :

Une source d'énergie continue permet la mise en place d'une stratégie globale et centralisée visant à développer les outils d'acheminement, de stockage et d'utilisation des matières premières nécessaires en vue d'atteindre un niveau de production continu demandé.

Une source d'énergie intermittente :

Une source d'énergie intermittente ne permet pas la mise en place d'une stratégie globale et centralisée visant à développer les outils d'acheminement, de stockage et d'utilisation des matières premières nécessaires en vue d'atteindre un niveau de production demandé. La production est donc intermittente et dépendante du niveau des matières premières entrantes.

-La distinction entre contrôlable et incontrôlable s'effectue via la mise en service ou non de l'appareil de production.

Une source d'énergie contrôlable est définie comme suit :

Une source d'énergie contrôlable permet la mise en place d'une stratégie globale et centralisée permettant de mettre en service ou non un appareil de production en fonction de la demande (charge).

Une source d'énergie incontrôlable est définie comme suit :

Une source d'énergie incontrôlable ne permet pas la mise en place d'une stratégie globale non centralisée permettant de mettre en service ou non un appareil de production en fonction de la demande (charge).

Dans ce travail, nous nous concentrerons sur les sources d'énergies intermittentes et incontrôlables dont le stockage du produit fini au travers d'équipements spécialisés dans ce domaine que sont les batteries à usage domestique.

3.2 L'utilité d'un système de stockage d'énergie au sein d'une habitation

En vue d'affiner notre raisonnement, nous parlerons de l'utilité d'un système de stockage dans un environnement fixe, en effet il existe des systèmes de stockage d'énergie pour les environnements mobiles (voitures,...). Ces deux principes répondent au processus de « production-stockage-restitution ». Au sein d'un environnement fixe, deux situations sont possibles :

-le stockage et la récupération d'énergie en vue de compenser les pics entre la demande et l'offre d'énergie disponible.

Prenons un exemple, aux Etats-Unis et particulièrement en Californie, il existe des tranches tarifaires pour chaque période horaire, dû à la libéralisation du marché énergétique. Il est évident que les créneaux horaires où la demande énergétique est très élevée, le prix sera conséquent étant donné la disponibilité limitée de l'énergie et inversement les créneaux horaires où la demande est faible, les prix seront faibles. Les consommateurs pourraient envisager d'adopter des stratégies de stockage d'énergie afin d'éviter les tranches horaires les plus chères.

-l'élaboration d'une stratégie (systèmes de secours) permettant de pallier des ruptures d'approvisionnement énergétiques en provenance du réseau.

Au sein d'un lieu de consommation muni d'une unité de production décentralisée, nous pouvons utiliser les deux principes d'utilisation qui ne sont pas mutuellement exclusif. En effet, le consommateur peut adopter une stratégie permettant de stocker son surplus de production dans une batterie au cours d'une unité temporelle donnée afin d'éviter un prélèvement sur le réseau au cours d'une autre unité temporelle. Ceci est censé permettre d'alléger le paiement des prélèvements effectués. Le consommateur peut très bien faire face à des moments de pénuries sur le réseau dus à des éléments non dépendants de sa volonté.

Maintenant que nous avons défini deux situations pour lesquelles un utilisateur pourrait utiliser une batterie à usage résidentiel, il est nécessaire de se concentrer sur les caractéristiques techniques d'une batterie et l'influence sur l'autoconsommation.

3.3 L'influence sur l'autoconsommation

Au paragraphe précédent, nous avons abordé la question de l'utilité d'un système de stockage d'énergie en définissant deux stratégies distinctes mais non exclusives. Nous avons abordé la possibilité qu'un utilisateur de réseau disposant d'un système photovoltaïque, puisse utiliser une batterie. Nous allons approfondir cette notion pour comprendre l'influence sur l'autoconsommation qu'offrent ces systèmes particuliers.

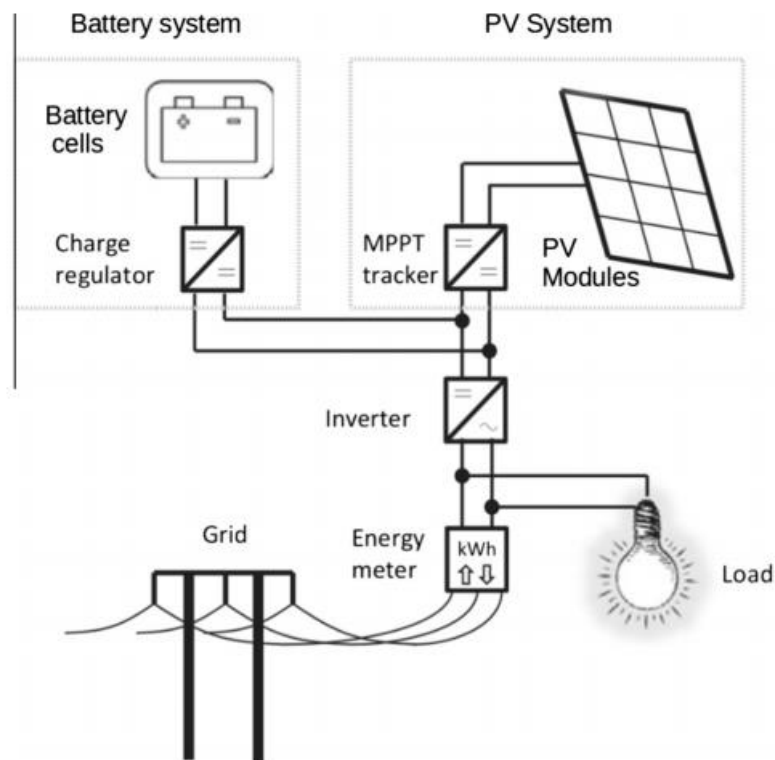


Figure 1 Illustration d'une installation photovoltaïque avec batterie

1

La figure ci-dessus montre schématiquement une installation photovoltaïque couplée à un système avec batterie. Deux éléments remarquables sont à noter : la position centrale de l'onduleur et le régulateur de charge.

-la position centrale de l'onduleur est renforcée dans un système avec batterie, en effet l'onduleur est connecté à deux types de sources configurées pour produire du courant continu : le générateur photovoltaïque et la batterie. Dès lors, le courant continu doit être transformé en

1 (Sylvain Quoilin, 2016)

courant alternatif utilisable par les appareils domestiques et seul l'onduleur peut jouer ce rôle. À ce stade, il est de nouveau intéressant de rappeler que c'est la différence de potentiel qui joue un rôle fondamental dans la puissance générée et que celle-ci est la contrainte la plus forte portante sur l'onduleur.

-Le régulateur de charge est un appareil permettant de réguler la charge et la décharge de la batterie. Il s'agit de réguler la différence de potentiel à laquelle la batterie est soumise, étant donné le caractère variable de la différence de potentiel issue du générateur photovoltaïque. Il est important de maintenir une stabilité dans la différence de potentiel pour alimenter la batterie afin d'éviter un endommagement irréversible de celle-ci.

Maintenant que nous avons vu une représentation schématique de la modification dans le circuit de l'installation photovoltaïque, regardons l'apport technique et économique de l'ajout de ce système. Regardons ensemble, les informations fournies par la littérature scientifique.

*-L'autoconsommation est une fonction non linéaire asymptotique et presque horizontale des générateurs photovoltaïques et de la taille de la batterie. Accomplir 100 pourcent d'autoconsommation (permettre des opérations complètes déconnectées du réseau) n'est pas réaliste sans un surdimensionnement excessif des générateurs photovoltaïques et de la batterie.*²

*-L'autoconsommation varie grandement entre les ménages : pour un ménage donné, le volume d'autoconsommation ne peut pas être prédit d'une manière déterministe.*³

*-Pour un ménage européen, l'autoconsommation en l'absence de batterie varie entre 30% et 37%. La valeur tend à augmenter significativement dans les pays du sud.*⁴

*-Les avantages de l'autoconsommation découlent de la structure tarifaire et la différence entre le prix de vente et le prix d'achat de l'électricité. Elles sont largement connectées à la régulation locale.*⁵

² (Sylvain Quoilin, 2016)

³ Ibid

⁴ Ibid

⁵ Ibid

-Un scénario de forte pénétration de solutions d'autoconsommations pourrait conduire à une répartition injuste des taxes, des coûts de réseaux (distribution, transport), des prélèvements que les auto-consommateurs ne paient pas. Ceci explique pourquoi le cadre réglementaire évolue dans plusieurs pays de l'union européenne.⁶

-Sous contrainte budgétaire, il peut exister une taille optimale d'installation photovoltaïque et de capacités de batteries. Ajouter une batterie au système peut amener une augmentation de la taille optimale du générateur photovoltaïque.⁷

Comme le montrent ces conclusions, l'autoconsommation est propre à chaque utilisateur de réseau, étant donné leurs profils de consommation différents et l'impossibilité d'obtenir un modèle déterministe d'autoconsommation dans certains cas.

Historiquement, la mesure des prélèvements sur base annuelle s'est imposée en Belgique, ce qui correspond à une mesure agrégée de l'ensemble des consommations effectuées sur cette période. Cette mesure s'est généralisée dû à l'impossibilité technique dans le passé d'avoir une autre forme de mesure qui aujourd'hui, grâce aux moyens informatiques, est possible. Les compteurs électroniques et/ou compteurs intelligents possèdent plusieurs niveaux d'index permettant un télé-relevé si nécessaire et une information affinée permettant de créer des profils de consommation.

On remarquera également que les conclusions de l'étude entraînent une réflexion technique en termes d'augmentation de la taille optimale des modules photovoltaïques compte tenu du système de stockage. Il est important de rappeler qu'une modification en termes de modules s'effectue par paires, ce qui effectivement augmente la puissance crête dû à une augmentation de la différence de potentiel et de l'intensité. Nous avons déterminé que l'onduleur possède un seuil de tension maximale et une plage de tension de fonctionnement, l'ajout d'une batterie peut entraîner une modification complète de l'installation, ajoutant des coûts supplémentaires non désirés par l'utilisateur.

⁶ (Sylvain Quoilin, 2016)

⁷ Ibid

Les conclusions indiquent également que les niveaux d'autoconsommation pour les pays européens sont compris entre 30% (Belgique) et 37 % (Portugal, Espagne,...), et qu'un haut niveau d'autoconsommation conduirait à une répartition injuste des coûts sur les autres consommateurs.

Nous explorerons plus tard ces informations car elles sont à la base de la réflexion amorcée sur la taxe prosumer.

3.4 Les caractéristiques techniques d'une batterie résidentielle

La littérature sur le sujet nous explique que les systèmes de stockage d'énergie passent par des conversions d'un type d'énergie en un autre type d'énergie avec des rendements divers. Dans le cadre d'une batterie, il s'agit de transformer de l'énergie électrique en une énergie chimique qui à son tour restituera de l'énergie électrique du à les réactions des composants. Il est possible de les classer en retenant différents types de critères qui sont la densité volumique énergétique, la densité massique énergétique, la capacité utile de la batterie, le temps de charge, les cycles de charge/décharge et la durée de vie de la batterie. D'autres éléments peuvent être pris en compte mais n'ont pas d'importance dans le cadre d'un raisonnement technico-économique au sein de ce travail.

3.4.1 La densité volumique et massique énergétique

Il faut savoir que ces équipements occupent un volume dans l'espace et possèdent une masse permettant de les classer selon une couple de densité énergétique massique et de densité énergétique volumique. Dans notre cas, nous disposons de système allant de 0,0924 m³ à 0,1182 m³ pour une masse allant de 55 à 273 kg. La densité énergétique massique et la densité énergétique volumique se calculeront par rapport à la capacité. Ceci étant un des éléments permettant de mesurer « l'efficacité » du système choisi.

3.4.2 La capacité utile d'une batterie

Les batteries disposent d'une capacité de stockage dont l'unité fondamentale est le coulomb (C), en effet une batterie donne une information en ampère-heure qui est une modification d'ordre de grandeur de la définition d'un coulomb qui est un ampère par seconde. Toutefois, dans ce travail, nous préférons par simplicité utiliser le kilowattheure (kWh) dans l'utilisation des grandeurs.

La capacité si exprimée en kWh renvoie à la quantité d'énergie stockée et donc mobilisable pour le consommateur et doit être distinguée entre la capacité théorique et la capacité utile. En effet, pour des raisons de transformations énergétiques, il est impossible de prendre toute l'énergie disponible au sein d'une batterie, on utilisera alors la capacité utile de celle-ci correspondant à une valeur en pourcentage de la capacité théorique.

Généralement, la capacité est définie par les consommations énergétiques à laquelle devra faire face le système de batteries. Dans notre cas, nous modifierons ce raisonnement pour l'adapter à la situation de surplus de production énergétique. En effet, la capacité sera dimensionnée en fonction de l'énergie qu'elle recevra à un moment et non sur l'énergie qu'elle fournira, limitant d'une part les injections mais aussi les prélèvements futurs.

3.4.3 Le temps de charge

Le temps de charge est une information qui est fournie par les constructeurs pour charger la batterie à sa capacité utile, à puissance constante. Prenons un exemple, admettons une batterie dont la capacité utile est de 6 kWh, le temps de charge sera de 2 heures si elle est soumise à une puissance continue de 3kW mais de 6 heures si elle est soumise à une puissance continue de 1kW.

Dans notre cas, les temps de charges varieront fortement d'une période temporelle retenue à une autre, étant donné le caractère aléatoire de la puissance. Ceci entraînera des temps d'attente différents pour la disponibilité d'énergie pour les consommations. Remarquons qu'il existe un temps de décharge qui lui est dépendant des éléments alimentés par la batterie et s'explique par le même modèle mathématique linéaire.

3.4.4 Les cycles de charge/décharge

Les cycles de charge/décharge représentent un cycle complet d'utilisation sur une base temporelle. Leurs nombres est défini par le constructeur et sont différent pour chaque type de batterie et constitue un élément de mesure de la durée de vie d'utilisation de celle-ci. Il s'agit d'un élément important à relever pour la gestion de la durée de vie car chaque cycle commencé est un cycle à retrancher du nombre total de cycles.

Reprenons notre exemple, nous disposons d'une batterie à capacité utile de 6 kWh dont le nombre de cycle est de 10.000. Admettons que cette batterie ait un temps de charge de 2h pour une puissance de 3kW et alimente un équipement demandant 3kW, le temps de décharge sera de 2h également, ce qui nous informe sur la durée totale d'un cycle qui est de 4 h. En supposant que les intervalles temporels soient indépendants et séquentiels, on obtient un totale de 40000 h ce qui représente une durée de vie de 4,5 années à utilisation continue et sans arrêt et constitue une durée de vie minimale de celle-ci.

3.4.5 La durée de vie d'une batterie

La durée de vie d'une batterie constitue d'une part une condition garantie par le constructeur pour un usage standard calculé par les clauses définissant la garantie et d'autre part une durée de vie estimée mais non garantie par le constructeur et constitue une durée de vie maximale possible.

En conclusion, nous disposons d'un ensemble d'outils techniques nous permettant de définir le dimensionnement d'une batterie à partir d'informations fournies par le consommateur ayant une unité de production décentralisée. Au-delà de ces considérations pratiques d'utilisations, il est nécessaire de rappeler que cet équipement constitue un coût non négligeable et occupe un volume perdu pour l'espace utile de l'habitation. Il est à rappeler que l'ajout d'un système de stockage entraîne des modifications techniques marginales (ajout d'un régulateur de charges) voire une modification de l'ensemble de l'installation, ce qui ajoute des coûts supplémentaires non désirés au départ. L'ensemble de ces éléments infléchiront dans la décision d'un choix de technologie couplé avec une installation photovoltaïque.

En effet, le choix d'investir se fera au regard du gain effectué sur la durée de vie d'utilisation de la batterie sur bases des économies (tarif prosumer proportionnel et paiement des consommations) effectuées sur les prélèvements d'énergie.

4 L'ÉNERGIE RADIANTE DU SOLEIL

Nous n'avons pas encore analysé la matière première de l'installation photovoltaïque à savoir l'énergie radiante du soleil. Nous avons établi que celle-ci était limitée à $1366,1 \text{ W.m}^{-2}$ à l'entrée de l'atmosphère terrestre comme le souligne le texte suivant.

La source principale de lumière utilisée pour la conversion photovoltaïque (PV) est la lumière dite naturelle du soleil. Il nous faut donc connaître et comprendre le rayonnement solaire terrestre (ayant traversé l'atmosphère) pour étudier les dispositifs photovoltaïques développés pour convertir cette énergie en électricité. Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique composée de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium. Il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes. Comme tout corps chaud, il va rayonner et c'est la portion du spectre émis arrivant à la surface de la terre qui nous intéresse⁸

Ce rayonnement doit parcourir une distance qui varie et qui est de $1,496.10^{11}\text{m}$ ce qui correspond à 1 unité astronomique. Cette quantité de rayonnement est supposée constante et vaut $1366,1 \text{ W.m}^{-2}$ et est nommée constante solaire⁹.

Il est à noter que la constante solaire varie en fonction des saisons dû à l'inclinaison de la Terre. Toutefois, ce flux lumineux ne touche pas la surface de la Terre de manière hétérogène et est dépendant de l'endroit où se trouve la surface de contact, de son orientation et de son inclinaison. Il existe deux systèmes de coordonnées complémentaires permettant de calculer la position du soleil : le premier est centré sur la position de l'individu à la surface de la Terre et le deuxième est centré sur la Terre.

4.1 Les effets communs à l'emplacement

4.1.1 Le système de coordonnées horizontales

Le système de coordonnées horizontales correspond à la vision qu'un observateur a du ciel, en un point donné sur la surface de la terre défini par sa longitude, sa latitude, ϕ , et son altitude. On situe alors le soleil dans l'espace grâce à son azimut, ψ , (angle entre la direction nord-sud

⁸ (Thomas, 2014)

⁹ Ibid

et la direction de l'objet) et sa hauteur solaire (hauteur angulaire au-dessus de l'horizon). L'angle zénithal, θ_z , est le complément de la hauteur solaire pour atteindre le zénith.¹⁰

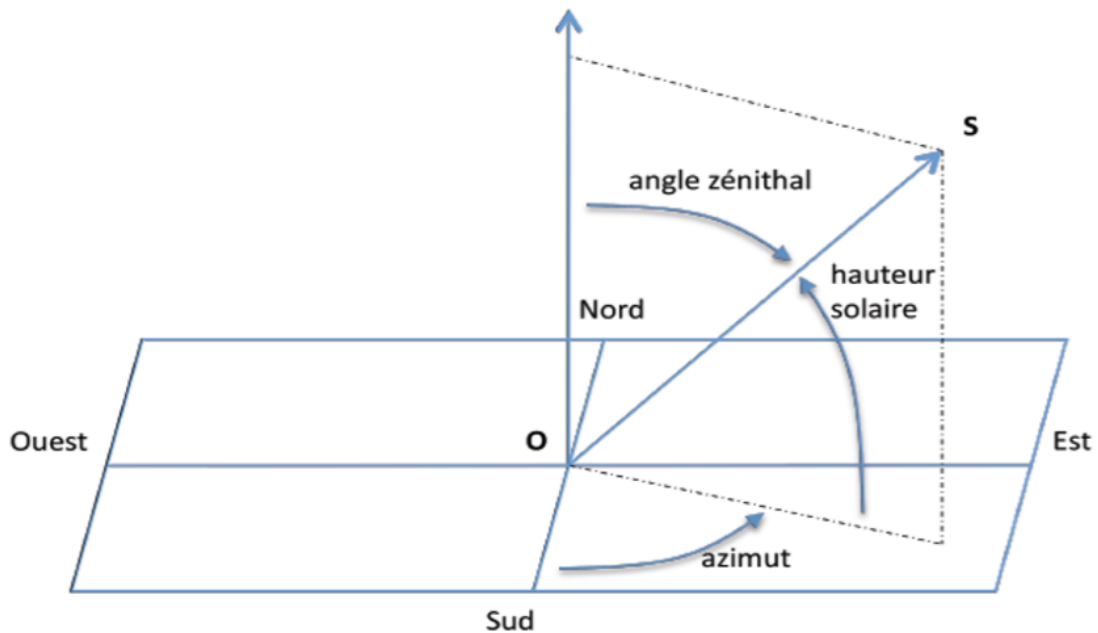


Figure 2 Illustration du système de coordonnées horizontales

4.1.2 Le système de coordonnées équatoriales

Le deuxième système de coordonnées est centré sur la terre elle-même. On repère un astre grâce à sa déclinaison solaire, δ , (hauteur angulaire par rapport au plan équatorial) et à son angle horaire, ω , (angle sur le plan équatorial entre un méridien de référence et le méridien en face de l'astre observé).¹¹

On remarquera que les deux systèmes sont complémentaires, les variables calculées dans le système de coordonnées équatoriales sont utilisées dans le système de coordonnées horizontales. En effet, il s'agit de déterminer l'angle d'incidence des rayons avec la surface de contact pour se faire on définira l'angle d'incidence comme suit : l'angle qui est formé entre les rayons du soleil et la normale à la surface, cet angle est défini entre 0 et 90 degrés. Le cosinus de celui-ci permet de mesurer le pourcentage des rayons interceptés et donc la puissance irradiante du soleil captée. Concrètement, il s'agit de mesurer l'éloignement par rapport à la normale des rayons du soleil avec cent pourcent des rayons captés si ceux-ci sont perpendiculaires à la surface. L'idéal serait de suivre le soleil pour éviter de perdre de l'énergie

¹⁰ (Thomas, 2014)

¹¹ Ibid

radiante et donc de l'énergie active créée, en réalité nous sommes conditionnés par les paramètres du bâtiment. En générale, les conditions d'inclinaisons et d'orientation du bâtiment sont données et non modifiables entrainant la limitation la réception des rayons lumineux.

4.2 Les effets propres à l'emplacement

4.2.1 Le rayonnement global

A ce stade, nous avons toujours postulé que seule la lumière du soleil touche directement ce qui n'est pas le cas, comme le souligne cette phrase et ce dessin.

Si l'on veut pouvoir simuler le comportement d'une installation en tenant compte de l'effet de l'inclinaison ou de l'orientation des panneaux, il faut pouvoir exprimer l'éclairement des panneaux en fonction de ces paramètres.¹²

Pour cela, il faut savoir de quelle direction provient la lumière incidente. En fait, le plan des modules reçoit de la lumière en provenance de toutes les directions formant avec sa normale un angle inférieur à 90° .¹³

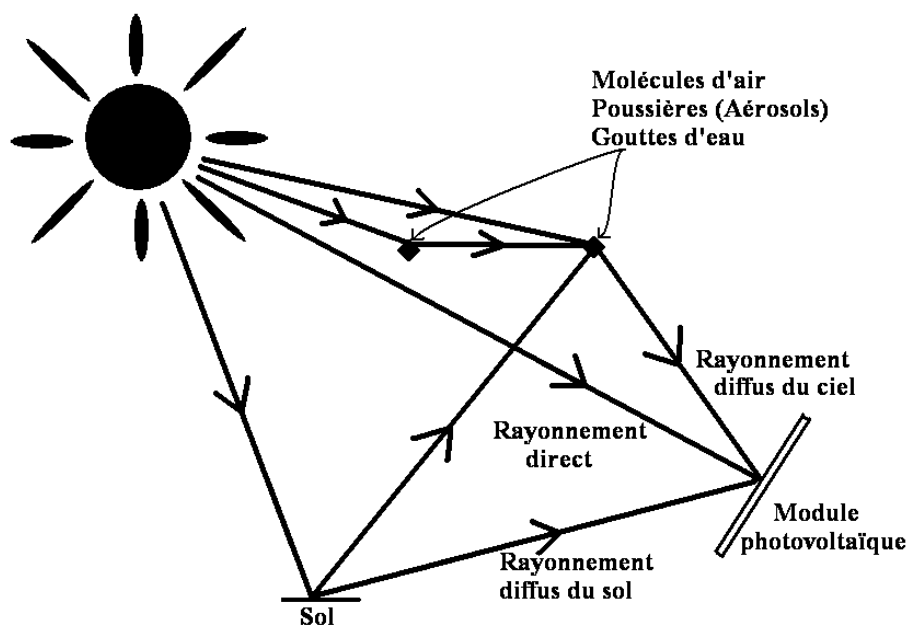


Figure 3 Illustration du rayonnement global¹⁴

On distingue le rayonnement direct issu du soleil, le rayonnement diffus du sol et le rayonnement diffus du ciel.

¹² (Matagne, 2020)

¹³ Ibid

¹⁴ Ibid

-Le rayonnement direct issu du soleil sont les rayons qui traversent l'atmosphère et touchent le module.

-Le rayonnement diffus du sol correspond aux rayons du soleil réfléchis par le sol. On détermine pour cela l'albédo du sol, à savoir le rapport entre les rayons incidents et les rayons réfléchis qui est un nombre sans dimension compris entre 0 et 1, sachant que 0 correspond à un corps noir parfait et 1 correspond à un miroir parfait. On peut considérer qu'il s'agit d'un coefficient de réflexion des rayons incidents. Dans un milieu urbain, on considère l'albédo des différentes surfaces situées autour de l'installation photovoltaïque en déterminant un albédo moyen permettant de connaître le pouvoir réfléchissant de l'ensemble via une moyenne pondérée.

-Le rayonnement diffus du ciel correspond à la réfraction des rayons lumineux du au changement de milieu dioptrique eau-air ou autre, sans compter également les rayons réfléchis par le sol qui seront renvoyés vers celui-ci.

L'ensemble de ces rayons agissent sur le module photovoltaïque dont nous mesurons uniquement l'effet de l'ensemble. Toutefois, il est nécessaire de rappeler comme nous l'avons dans le fonctionnement du module que celui répond à une tranche précise de flux lumineux.

4.2.2 La surface disponible sur l'emplacement

Cette contrainte entraîne une limitation dans les choix de technologies pour l'installation photovoltaïque. Il est nécessaire de rappeler que les modules occupent une surface déterminée et qu'il est nécessaire de disposer de celle-ci. Le cas échéant nous devons retirer les modules par paires selon les critères techniques définis dans les paragraphes précédents.

4.2.3 Les effets d'ombrages sur les modules photovoltaïques

Pour fonctionner de manière optimale, une installation solaire photovoltaïque doit être soumise au moins d'ombrage possible. Cependant, certaines contraintes liées au lieu d'installation (présence de montagnes, d'arbres, d'une cheminée, de poteaux électriques...) ne peuvent être évitées.¹⁵

15 (Arrigoni Aurian)

On appelle « masque » tout obstacle cachant les modules photovoltaïques de la lumière du soleil. On distingue les masques proches et les masques lointains.¹⁶

Ces masques vont donc transformer un flux lumineux considéré comme homogène en flux lumineux hétérogène entraînant des intensités de courant différentes au travers des cellules. Ceci affectera la puissance développée par celles-ci à la baisse ce qui n'est pas intéressant, les constructeurs en vue d'éviter cette perte de puissance ont créés des diodes « by-pass ».

Le rôle des diodes by pass est double :

- protéger les cellules contre le phénomène de point chaud (hot spot)
- améliorer la performance des modules soumis à l'ombrage.¹⁷

Protéger les cellules contre le phénomène de point chaud (hot spot) correspond à éviter une inversion de polarité aux bornes de la cellule ombragée (la tension change de signe). Concrètement, cela signifie que le produit $U \times I$ change de signe aussi : la cellule ne se comporte plus comme un générateur, mais comme un récepteur. En d'autres termes, elle se comporte comme un dipôle qui dissipe de l'énergie électrique (au lieu d'en produire) sous forme de chaleur. Par suite, la cellule s'échauffe ce qui peut l'endommager irrémédiablement. Ce phénomène d'échauffement de la cellule s'appelle un point chaud (hot spot en anglais).¹⁸

Améliorer la performance des modules soumis à l'ombrage correspond à éviter une perte de puissance en court-circuitant les cellules ombragées. *Les constructeurs de module implantent généralement entre deux et cinq diodes by-pass par module (dans le boîtier de connexion du module). Chacune des diodes by-pass est associée à un sous-réseau de cellules du module. Lorsqu'une des cellules du sous-réseau est ombragée, la diode by-pass devient passante, c'est-à-dire que le courant circule dans la diode en isolant ainsi du circuit électrique le sous-réseau de cellule associé.*¹⁹

On remarquera que la diode by-pass a un comportement similaire à un interrupteur s'activant lorsqu'une cellule est ombragée et déconnecte le sous-groupe de cellules de l'ensemble du module. Cette mesure de sécurité entraîne une modification des caractéristiques courant-tension

¹⁶ (Arrigoni Aurian)

¹⁷ Ibid

¹⁸ Ibid

¹⁹ Ibid

amenant à une chute de la puissance fournie par le module et au final une diminution de l'énergie active.

En conclusion, nous constaterons que les installations photovoltaïques comportent un volet commun qui permet de mesurer l'angle d'incidence des rayons en tenant compte de différents paramètres calculés sur les systèmes de coordonnées équatoriales et horizontales. Il y a un volet spécifique au lieu sur lequel nous intégrons l'installation qui prendra en compte l'environnement direct et lointain pour les effets d'ombrages, la place disponible pour l'installation. Il est à relever que l'ensemble de ces éléments conditionneront fortement l'apport en matières premières à savoir l'énergie solaire à l'installation photovoltaïque.

5 LES CARACTÉRISTIQUES ÉCONOMIQUES

Lors de notre étude technique nous avons développé notre boîte à outils en vue de dimensionner au mieux l'installation photovoltaïque. Nous allons maintenant déterminer des outils nous amenant à comprendre une portion du marché de l'électricité. Nous tenterons de définir l'électricité, l'euro kilowattheure et les modes d'usages d'une installation photovoltaïque. Ensuite, nous aborderons les différents agents intervenant dans notre modélisation et les relations qui existent entre eux.

5.1 L'électricité

Donner une définition de l'électricité en terme économique est une tâche difficile étant donné la nature de celle-ci comme le souligne les propos suivants :

*Comme souvent, l'électricité, énergie secondaire produite à partir d'énergies primaires qui revêtent les principaux attributs des commodities échappe aux classifications strictes et laisse perplexe.*²⁰

*Ainsi, P-N Giraud (2003) considère que l'électricité est un service et une commodity, tout au moins au niveau des marchés de gros. L'électricité partage a priori certaines caractéristiques avec les commodities, notamment celles du produit standard, homogène et nécessitant d'importants capitaux pour sa production. Cependant, elle n'est pas stockable et se transporte mal, contrairement aux « matières premières faisant l'objet d'un commerce mondial ». Sa non-stockabilité, par exemple, exclut toute formalisation des relations intertemporelles entre les prix. Le caractère erratique et fluctuant de son transport interdit la définition simple et universelle d'une localisation par rapport à un autre.*²¹

L'électricité se distingue des autres formes d'énergie en ceci qu'elle est produite par un processus industriel sans lequel elle n'existe tout simplement pas. Le charbon, le pétrole, le gaz sont des biens qui alimentent également des processus divers, mais « existent » en quelque

²⁰ (Hansen Jean-Pierre)

²¹ Ibid

*sorte, indépendamment de ceux-ci. Ces matières premières sont d'ailleurs utilisables dans d'autres domaines que la production d'énergie (chimie, pétrochimie, etc).*²²

C'est dans ce cadre qu'on qualifie souvent l'électricité d'énergie secondaire, vocable qu'il s'agit toutefois de nuancer puisque certains modes de production de l'électricité utilisent des énergies « primaires » mais non utilisables dans d'autres industries (fission de l'uranium, énergie cinétique du vent, différences d'altitudes de l'eau).²³

La nature de ce bien particulier a une conséquence : si le processus s'arrête, l'électricité cesse immédiatement d'être produite. On dit qu'elle n'est pas stockable et il s'agit là de sa caractéristique distinctive essentielle.²⁴

Mais existe-t-il d'autres biens qui ne sont pas stockables ? Par exemple, dans les activités dites de « réseaux », la non stockabilité apparente peut se résoudre par des files d'attentes ou des congestions. Un embouteillage sur une autoroute, par exemple, est une file d'attente et s'apparente à un « stockage », certes transitoire.²⁵

On pourra objecter que les réservations de chambres d'hôtels ou de sièges d'avions sont également des « biens » non stockables. Cependant, il y a une différence fondamentale entre la non-stockabilité des chambres d'hôtel, par exemple, et celle de l'électricité. Un hôtel peut parfaitement fonctionner un week-end avec la moitié de ses chambres vides. Mais un système électrique ne le peut pas plus de quelques secondes avec une production égale au double ou à la moitié de la demande. De même, un avion ne s'écrase pas si la moitié des sièges libres ; un système électrique, lui, s'écrase si la production excède la demande ou inversement. Il y a donc une différence entre une non-stockabilité faible, celle des hôtels et des avions, une non-stockabilité forte, celle du système électrique.²⁶

On constatera que l'électricité possède une nature complexe pour laquelle même après maîtrise de la technologie et des matières premières essentielles à sa production en masse, elle reste en

22 (Hansen Jean-Pierre)

23 Ibid

24 Ibid

25 Ibid

26 Ibid

grande partie incontrôlable. Toutefois, il est nécessaire de relativiser les propos de l'auteur, car aujourd'hui il existe des possibilités de stockages de petite capacité disponible chez le consommateur dont le rendement est dépendant du système de conversion énergétique lors du stockage et lors de la restitution. Il est à remarquer que l'ensemble des acteurs de l'énergie, du producteur au consommateur, sont poussés à la coopération et donc au partage d'informations en vue d'éviter les problèmes allant d'une simple perturbation à une destruction des équipements.

Maintenant que nous avons délimité les contours en terme économique de l'électricité, nous allons nous pencher sur l'unité de mesure.

5.2 L'euro kilowattheure

Précédemment, nous avons défini le kilowattheure comme étant le volume de puissance consommé à savoir l'énergie active consommée par le point d'accès. D'un point de vue économique, la construction de la demande d'énergie active se fait par connexion/déconnexion des différents appareils sur un segment temporel et la demande globale se construira par agrégation. La valorisation s'effectue à l'aide de la monnaie (euro) dont nous rappelons les 3 fonctions : une unité de compte, une réserve de valeur et l'intermédiaire des échanges. C'est dans le cadre de la fonction unité de compte et intermédiaire des échanges que nous introduisons l'euro dans la construction de cette brique élémentaire qu'est l'euro kilowattheure. Cette opération nous permettra de déterminer des coûts d'usage pour chaque appareil qui agrégés constituent la dette que le consommateur devra s'acquitter au près du fournisseur d'énergie.

En conclusion, nous avons défini notre unité de mesure de la consommation d'énergie pour chaque appareil en vue de déterminer la facturation pour une période temporelle définie (jour, mois, année). L'instrument de mesure utilisé comme outil de communication est le compteur qui mesure un agrégé des consommations de l'ensemble des appareils de l'habitation appelé index. Mathématiquement, la facturation est linéairement dépendante de la variable temps, nous pourrions imaginer que l'on mesure les temps de fonctionnement pour chaque appareil déterminant leur poids dans la consommation. Cette forme de calcul, peut être attrayante à première vue mais reste difficilement applicable sur le terrain car il faudrait pour se faire disposer de chronomètres.

5.3 Les modes d'usages de l'installation photovoltaïque

5.3.1 Le mode d'usage sans installation photovoltaïque

Il s'agit d'un cas simple pour lequel l'installation photovoltaïque est inexistante ou déconnectée de l'installation domestique. L'énergie active consommée par les appareils est prise sur le réseau et facturée au prix du fournisseur.

5.3.2 Le mode d'usage avec installation photovoltaïque

Deux situations sont à distinguer à savoir l'autoconsommation et l'autoconsommation couplée à la réinjection de l'énergie. L'autoconsommation consiste à l'utilisation de l'énergie produite pour laquelle un complément peut être pris sur le réseau, dans ce cadre la facturation sera réduite du volume d'énergie produit et consommé. L'autoconsommation couplée à la réinjection de l'énergie, la facturation sera réduite du volume d'énergie produit tandis que le solde énergétique sera réinjecté sur le réseau aux conditions techniques que nous avons énumérées dans les paragraphes précédents notamment en termes de variation de la tension et de la fréquence.

5.4 L'agent consommateur, l'agent gestionnaire de réseau de distribution et l'agent fournisseur

Nous limitons notre analyse à l'interaction entre le consommateur et le marché de l'électricité, dans ce cadre nous ne parlerons pas ou peu du fonctionnement des marchés et des autres acteurs économiques (régulateurs, producteurs, ...). Nous nous limiterons à définir les transactions qu'effectuent les agents consommateurs avec l'agent fournisseur et avec l'agent gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre d'une installation photovoltaïque.

5.4.1 Le consommateur

D'un point de vue micro-économique, le consommateur poursuit une première stratégie de maximisation de sa fonction d'utilité à savoir la satisfaction qu'il retire de l'usage d'énergie sous une contrainte budgétaire. Pour se faire, il devra investir dans un réseau interne de distribution d'énergie (ses circuits domestiques) ainsi que l'appareillage nécessaire à la satisfaction de ces besoins (les appareils électriques) avec l'aide ou non de corps intermédiaires. Il déterminera ses besoins énergétiques dépendant d'aspects hétérogènes et parfois mutuellement exclusifs en vue de constituer des arbitrages internes sur base d'un budget. Ces choix arrêtés, Il introduit une demande de raccordement au réseau sur base d'une puissance qu'il utilisera pour alimenter ces circuits comme le mentionne ce texte.

Techniquement, les consommateurs sont connectés au réseau et constitue un point d'accès.

Le raccordement est l'opération par laquelle vous pouvez faire connecter votre l'installation électrique intérieure au réseau de distribution d'électricité. L'installation électrique qui est connectée au réseau est communément appelée point d'accès. Toute demande de réalisation d'un nouveau raccordement individuel doit être envoyée à votre gestionnaire de réseau de distribution d'électricité (aussi appelé GRD).²⁷

Le compteur ainsi que le disjoncteur de raccordement et les différents accessoires sont installés dans un coffret de raccordement. En règle générale, le coffret de raccordement est placé à l'intérieur du bâtiment (à maximum 3 mètres du point de pénétration dans le bâtiment), le plus près possible de la voirie et dans tous les cas, dans un endroit sec accessible tant aux agents d'ORES qu'à l'occupant (garage, hall, ...). ²⁸

Cet emplacement doit répondre aux prescriptions techniques et doit donc être approuvé par ORES. Le plus souvent, le compteur est prévu pour une alimentation monophasée (2 phases) sous la tension de 230 volts (V), avec un disjoncteur de raccordement calibré sur une intensité de 40 ou 50 ampères (A). Le disjoncteur limite la puissance électrique du raccordement mise à votre disposition. Celle-ci est exprimée en kilovolt-ampère (kVA). Pour des intensités supérieures à 50 A ou pour des applications professionnelles, l'alimentation est en principe triphasée (3 phases) ou en tétraphasé (3 phases + neutre). Les modalités de puissance sont négociées avec le gestionnaire de réseau où le consommateur paiera l'installation d'un compteur ²⁹

Ce texte renseigne les règles de transactions entre le consommateur et le gestionnaire de réseau (GRD) pour définir un point d'accès qui peut être individuelle ou commun (dans le cadre d'un immeuble à appartements). Le consommateur introduit une demande de puissance pour lequel un compteur d'énergie active sera installé à ses frais et sera leur outil de communication principale. Toute(s) modification(s) qui s'effectuera au sein du système comptage devra faire l'objet d'une transaction au près du GRD et validée par celui-ci. Ceci entraine une relation de

²⁷ (Ores, 2020).

²⁸ Ibid

²⁹ Ibid

coopération entre ces deux acteurs qui tout en respectant leurs stratégies personnelles étant donné la nature de l'électricité.

Une deuxième stratégie du consommateur consiste à améliorer la performance énergétique du point d'accès ou des appareils en arbitrant des choix lui permettant de diminuer son besoin d'énergie et alléger sa facture. Il arbitrera entre le bénéfice marginal et le coût marginal qu'il retirera de ses opérations menées. Celles-ci constituent des choix entre l'amélioration du bâti, le changement de technologie (appareils) et l'installation d'une unité de production décentralisée. Dans notre cas, on se concentrera sur l'installation photovoltaïque qui constitue une unité de production décentralisée.

Afin d'étayer nos propos, nous nous référerons à la convention C10/11 émanant du synergrid (organe régulateur) qui codifie les relations entre le consommateur et le gestionnaire de réseau dans le cadre d'une unité de production décentralisée connectée en parallèle sur le réseau. Ce document prévoit notamment une procédure de validation conjointe entre le consommateur appelé utilisateur de réseau (URD) et le GRD.

5.4.2 Le gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution est un intermédiaire entre les producteurs et les consommateurs. Sa fonction est de distribuer l'énergie sur un territoire défini et agit en tant que monopole sur ce territoire comme le souligne les propos suivants :

Les anciennes intercommunales d'énergie ont été désignées gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel. Un seul gestionnaire de réseau de distribution est désigné pour un territoire bien défini. Un client ne peut pas choisir son gestionnaire de réseau de distribution. C'est pourquoi les gestionnaires des réseaux de distribution évoluent dans un contexte régulé et sont contrôlés par les autorités ; ils doivent traiter tous les utilisateurs de réseau soit principalement les fournisseurs de façon non discriminatoire.³⁰

30 (SYNERGRID, 2020)

Les tarifs que les gestionnaires de réseaux de distribution appliquent pour l'usage de leur réseau, doivent être approuvés par le régulateur régional compétent (respectivement CWAPE, Brugel et VREG).³¹

Les gestionnaires de réseau de distribution sont responsables pour :

- La construction, l'entretien et la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel ;*
- La distribution d'électricité, reçue du gestionnaire du réseau de transport Elia et/ou du producteur local, vers les clients finals (moyenne et basse tension) ;*
- La distribution de gaz naturel vers les clients finals raccordés sur leurs réseaux ;*
- L'exécution des obligations de service public "OSP" (obligations sociales, URE, l'extension des réseaux etc ...).³²*

On constatera que le gestionnaire de réseau consent à des investissements massifs sur le long terme que les autres acteurs ne peuvent pas supporter. Ceci explique en partie sa situation de monopole sur un territoire défini. En dehors du transport de l'énergie, il contribue au maintien du réseau existant et définit son extension, en ce sens il maîtrise les caractéristiques techniques mises à disposition du consommateur.

5.4.3 Le fournisseur d'énergie

Le fournisseur d'énergie est un autre intermédiaire qui se lie contractuellement avec le consommateur à qui il s'engage à fournir de l'énergie électrique. Celle-ci est négociée sur base d'un tarif connu entre les deux parties, comme le souligne ce texte :

Plusieurs fournisseurs peuvent être actifs dans un marché libéralisé. A cet effet, ils ont besoin d'une autorisation de fourniture, délivré par le régulateur compétent. Ils sont en libre concurrence. Un client peut donc décider d'acheter son électricité ou son gaz naturel chez le fournisseur de son choix. Les fournisseurs achètent leur énergie chez les producteurs d'électricité ou chez les importateurs de gaz naturel ou un autre fournisseur et vendent celle-ci à leurs clients³³

31 (SYNERGRID, 2020)

32 Ibid

33 Ibid

Le fournisseur agissant en tant qu'entreprise dans un marché libéralisé, adoptera des stratégies développant des avantages concurrentiels durables. En effet, l'objectif étant d'attirer de nouveaux consommateurs qui compareront les prix, les services proposés sur base d'un bien homogène. Il est à noter que la somme de l'ensemble des demandes aux fournisseurs constitue la charge du réseau sur une période de temps déterminée.

5.4.4 La CWaPE

La CWaPE (la commission Wallonne pour l'Energie) a été créée en 2001 et est l'organisme officiel de régulation et de contrôle du marché wallon du gaz et de l'électricité comme le souligne les propos suivants.

« La CWaPE est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques et d'une mission générale de surveillance et de contrôle. Elle exerce ces missions tant en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité et du gaz qu'en ce qui concerne l'application des décrets et arrêtés d'exécution y relatifs. »³⁴

Dans le cadre de ses missions, la CWaPE poursuit les objectifs suivants :

-promouvoir un marché régional de l'électricité concurrentiel, compétitif sûr et durable et une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et des fournisseurs de l'Espace économique européen, et garantir des conditions appropriées pour que les réseaux fonctionnent de manière effective et fiable, en tenant compte d'objectifs à long terme ;³⁵

-contribuer à la mise en place de réseaux électriques sûrs, fiables, performants, à un accès non-discriminatoire au réseau, à l'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi qu'au développement et à l'intégration des productions d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de la cogénération de qualité et faciliter l'accès au réseau des nouvelles capacités de production, notamment en supprimant les obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché ;³⁶

-faire en sorte que les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux d'électricité en ce compris des réseaux privés et des réseaux fermés professionnels soient incités, tant à court terme qu'à

34 (CWaPE, 2020)

35 Ibid

36 Ibid

*long terme, à améliorer les performances de ces réseaux et favoriser l'intégration du marché ;*³⁷

*-contribuer à assurer un service public et universel de qualité dans le secteur de la fourniture d'électricité, et contribuer à la protection des clients protégés et à la compatibilité des mécanismes nécessaires d'échange de données pour permettre aux clients de changer de fournisseur ;*³⁸

*-promouvoir l'accès et faciliter la participation des ressources flexibles.*³⁹

Dans le cadre de notre travail, il est intéressant de relever que la CWaPE agit comme intermédiaire entre les utilisateurs de réseaux et les autres acteurs notamment en termes de production d'énergies renouvelables. Nous verrons plus loin que les décisions de la CWaPE concernant la tarification prosumer reprennent l'ensemble des missions énoncées ci-dessus notamment dans l'accomplissement d'objectifs de longs termes.

5.5 La tarification

Le prix payé par le consommateur est composé des éléments suivants : l'énergie, la distribution, le transport et les pouvoirs publics.

-La composante énergie représente la partie pour lequel le consommateur dispose d'un pouvoir de négociation relatif à sa consommation au près du fournisseur.

-La composante distribution représente *les coûts de distribution qui comprennent non seulement les frais de distribution mais également l'ensemble des autres coûts que le gestionnaire de réseau de distribution se doit d'encaisser pour les redistribuer ensuite aux parties concernées*⁴⁰. Cette partie est incompressible du point de vue du consommateur et dépend de son gestionnaire de réseau de distribution concernant les frais de distribution. Il faut savoir que le gestionnaire de réseau est mandaté par le pouvoir public communale en vue de collecter différents impôts et surcharges.

³⁷ (CWaPE, 2020)

³⁸ Ibid

³⁹ Ibid

⁴⁰ Ibid

-La composante transport représente les coûts du transport qui couvrent les frais liés à l'infrastructure pour le transport de l'électricité depuis son lieu de production (les centrales électriques) jusqu'au réseau de distribution, ainsi que les différentes obligations de service public et surcharges qui incombent au gestionnaire de réseau de transport.⁴¹

-La composante pouvoir public représente les prélèvements fédéraux et les prélèvements régionaux ainsi que la TVA fixée à 21 %. Il est à remarquer que le prix englobe les coûts que supportent les intermédiaires que sont les réseaux de transports et les réseaux de distribution.

Cette décomposition de la méthodologie tarifaire de l'énergie électrique représente le fonctionnement général descendant du réseau électrique commençant par les centres de production (les différentes centrales) allant vers le consommateur qui prend de l'énergie électrique pour ses besoins. L'apparition des unités de production décentralisées a entraîné un bouleversement du système actuel comme nous allons le voir.

5.6 La tarification prosumer

Dans ce paragraphe, nous aborderons la mise en place de la tarification prosumer en posant les origines de cette modification. Ensuite nous nous concentrerons sur la définition d'un prosumer ainsi que la méthodologie tarifaire retenue.

5.6.1 Les raisons de l'introduction de cette tarification

La réflexion sur la tarification prosumer est arrivée suite aux mutations structurelles du réseau électrique, notamment après l'apparition des unités de production décentralisées. Les autorités publiques, la CWaPE ainsi que les gestionnaires de réseau et de distribution (GRD) ont décidé de développer une tarification adaptée pour cette catégorie de consommateurs-producteurs comme le souligne les propos suivants.

« Le tarif prosumer, qui n'est pas une taxe, vise à faire contribuer de manière équitable l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité aux coûts de celui-ci. Contrairement aux autres utilisateurs du réseau, jusqu'au 30 septembre 2020, les prosumers ne contribuent pas au financement du réseau à hauteur de l'utilisation qu'ils en font. En effet, bien qu'ils disposent d'une installation de production d'électricité, les prosumers utilisent le

⁴¹ (CWAPE, 2020)

réseau lorsqu'ils consomment de l'électricité à un moment où leur installation ne produit pas ou pas assez d'énergie. Dans ce cas, il y a désynchronisation entre la production et la consommation. Le prosumer peut injecter gratuitement son énergie dans le réseau (il n'y a pas de tarif d'injection dans son cas), mais il est équitable qu'il participe aux frais du réseau lorsqu'il prélève de l'énergie qu'il n'a pas produite lui-même au même instant. Cette contribution équitable aux frais du réseau a pour objectif, d'une part, d'assurer le maintien et le développement du réseau électrique en le rendant acceptable socialement et, d'autre part, d'inciter les prosumers à autoconsommer davantage afin de pouvoir intégrer encore plus d'énergie renouvelable sur le réseau de distribution sans devoir renforcer ce dernier.»⁴²

Les objectifs affichés étant de faire participer cette classe particulière de consommateurs aux frais de maintenance et de développement du réseau et d'améliorer l'autoconsommation. Il est intéressant de développer les enjeux stratégiques derrière cette adaptation tarifaire qui prend en compte des paramètres techniques et économiques, pouvant être résumé à l'ajout marginal de production décentralisée sur le réseau électrique.

Détaillons ensemble la réflexion technico-économique qui nous permet de résumer la problématique précédemment citée en utilisant des outils que nous avons développés ci-dessus.

-Nous avons vu que les réseaux de distribution basse tension sont répartis en deux catégories à savoir les réseaux monophasés en 230 V et les réseaux triphasés en 230 V et 400 V. Cette distinction entraîne des investissements en termes de biens d'équipements différents qui dans le cadre du fonctionnement classique reste à la décision discrétionnaire du gestionnaire de réseau. Pour rappel, le consommateur négocie son intensité qui définit sa puissance de compteur exprimée en kVA et n'a pas de marges de manœuvres sur la tension et la fréquence qui lui sont proposées. Au sein de son habitation l'utilisateur du réseau (URD) décidera du dimensionnement de son installation au travers des équipements qu'il acquerra et définira ses besoins énergétiques que nous appelons charges.

-Nous savons que les URD se connectent et déconnectent en prélevant de l'énergie sur le réseau durant un intervalle temporel défini par le temps de consommation. À réseau donné, la somme des utilisateurs de réseau connectés permet de construire la charge demandée au réseau sur un

42 (PROSUMER, 2020)

intervalle défini. Ceci permet alors de planifier, de mobiliser les sources nécessaires pour la production d'énergie électrique.

-Nous savons qu'il existe des URD avec des unités de production décentralisées qui leur permettent de réduire la charge demandée sur le réseau en cas de production et consommation mais aussi de devenir une source sur le réseau par le biais d'injection d'énergie. Lors de cette phase le système doit communiquer avec le réseau afin de respecter des paramètres techniques en termes de fréquence et de tension de réseau (cfr les conventions Synergrid C10-11). En cas de défaut, les unités sont découplées du réseau et l'énergie produite, si non consommée, est perdue.

Maintenant que nous avons rappelé l'ensemble de ces informations nous pouvons construire notre raisonnement technico-économique basé sur l'ajout marginal de production décentralisée sur le réseau électrique.

Admettons un réseau de distribution à fonctionnement classique en monophasé 220 V où il existe 5 utilisateurs de réseau. Sans unité de production décentralisée, les URD se connecteront et déconnecteront sur des intervalles temporelles définis par leurs consommations et construiront la charge du réseau. L'ajout d'unité de production décentralisée entraîne une diminution de la charge du réseau et donc de la quantité d'énergie électrique à fournir par le GRD mais aussi une augmentation de l'injection du solde d'énergie non consommé par l'URD. Au plus ces installations sont nombreuses au plus il est probable de voir des modifications des paramètres et donc des découplages ce qui n'est pas tenable sur le long terme. En effet, cette énergie produite à moindre coût (la matière première étant gratuite) est perdue sans que personne ne puisse en bénéficier et la modification incessante des paramètres demandent une gestion plus complexe des réseaux.

Toutefois, le GRD ne peut pas interdire aux URD d'installer une unité de production décentralisée, étant donné que son pouvoir de négociation s'arrête au système de comptage électrique. Il doit investir dans une modification profonde des réseaux comme le demande l'une de ces missions qui est la construction et l'entretien des réseaux électriques. Dans notre cas, il doit investir dans le passage d'un réseau 220 V monophasé à un réseau 400 V triphasé afin

d'une part d'accepter plus d'installation de production décentralisée d'énergie et d'autre part absorber les flux d'énergies injectés.

À raisonnement technique donné, le raisonnement économique prend le pas par l'intermédiaire d'un investissement conséquent à effectuer sur une durée temporelle (la durée de vie des équipements installés) pour lequel la valeur actuelle net (VAN) doit être positive voire nulle. En décomposant ce calcul, il est utile de préciser que les recettes doivent excéder les coûts pour le GRD, dans le cas contraire il s'agit d'un financement à perte. Or les consommateurs-producteurs ne financent pas ou peu les investissements consentis par le gestionnaire du réseau pour le maintien de son service, c'est dans ce cadre que la réflexion sur la tarification prosumer s'est effectuée et a abouti à la solution proposée aujourd'hui.

Nous attirons l'attention sur la nécessité de comprendre que la dimension technique joue un rôle majeur dans le raisonnement, en effet il s'agit d'un jeu collaboratif dépendant de paramètres à respecter. Négliger ou ignorer ce pan de réflexion entraînerait des graves conséquences ne serait-ce qu'en terme d'existence sur le marché.

5.6.2 Le cadre légal

« Le tarif prosumer est inscrit dans la méthodologie tarifaire élaborée par la CWaPE pour la période régulatoire 2019-2023. La CWaPE est compétente pour l'élaboration de cette méthodologie tarifaire et pour l'approbation des tarifs des gestionnaires de réseau en vertu du décret du 12 avril 2001. C'est le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité qui encadre plus précisément l'exercice de cette compétence. La CWaPE se base sur ce décret, lequel prévoit la contribution équitable des clients finals aux frais d'utilisation du réseau, pour instaurer le tarif prosumer. »⁴³

« La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit l'entrée en vigueur des tarifs prosumer approuvés par la CWaPE le 1^{er} janvier 2020. Par l'AGW du 31 décembre 2019, le Gouvernement wallon a prévu le report de 4 mois de ce tarif. Par l'AGW du 7 mai 2020, pris par le Gouvernement wallon dans le cadre des mesures Covid-19, le report du tarif prosumer a

43 (PROSUMER, 2020)

été prolongé jusqu'au 1^{er} octobre 2020. Concrètement, le tarif prosumer s'applique donc à partir du 1^{er} octobre 2020. »⁴⁴

Le cadre légal fixé par les autorités publiques a permis à l'organe régulateur de déterminer une solution équitable respectant au mieux les intérêts de tous. L'entrée en vigueur de la tarification le 1^{er} octobre 2020 entrainera un paiement réduit au 3/12 ième pour l'année en cours.

5.6.3 Prosumer : définition et méthodologie de calcul

Maintenant que nous avons déterminé les raisons économiques, techniques et politiques nous pouvons définir les clients prosumers en se référant à la définition donnée par la CWape.

« Un prosumer (contraction de « producteur » et de « consommateur ») est un utilisateur du réseau de distribution basse tension disposant d'une installation de production d'électricité décentralisée dont la puissance est inférieure ou égale à 10kVA, susceptible d'injecter et de prélever de l'électricité au réseau sur le même point de raccordement. »⁴⁵ Cette définition reprend l'ensemble des consommateurs-producteurs qui disposent d'une unité de production décentralisée y compris les individus possédant un système de stockage de l'énergie, comme le souligne ces propos. Le tarif prosumer capacitaire est un forfait qui ne tient pas compte de la présence de batteries domestiques. Un prosumer qui reste sur ce tarif par défaut payera donc le même montant, avec ou sans batteries. Le tarif prosumer proportionnel est quant à lui fonction des prélèvements réels sur le réseau de distribution. Si le prosumer a installé une ou plusieurs batteries domestiques, il est fort probable que ses prélèvements sur le réseau de distribution soient plus faibles que précédemment, il paiera par conséquent moins cher les coûts de réseau. Il est important de noter que l'installation de batteries domestiques devra obligatoirement être signalée auprès de son gestionnaire de réseau de distribution.⁴⁶

Cette tarification ne se base pas sur une discrimination compte tenu de l'installation domestique du client mais sur base des interactions existantes entre le réseau et l'utilisateur de réseau au travers du dispositif de comptage installé chez l'URD.

44 (CWape, 2020)

45 (PROSUMER, 2020)

46 Ibid

5.6.4 La comptabilité électrique

Avant de parler de la méthodologie de la tarification prosumer, il est nécessaire de revenir sur le fonctionnement de ce que nous définirons comme la comptabilité électrique. Nous déterminerons la comptabilité électrique classique et la comptabilité électrique avec unité de production décentralisée.

5.6.4.1 La comptabilité électrique classique

Au sein du fonctionnement classique, l'utilisateur du réseau possède un dispositif de comptage fourni par le GRD qui se base sur la mesure des prélèvements d'énergies effectués sur le réseau. En fonction du système installé, on dénotera deux catégories d'index classique à savoir le compteur de jour et le compteur de nuit. La mesure des consommations s'effectue sur un intervalle temporel défini contractuellement où sont relevés les index amenant les consommateurs à s'acquitter de leurs dettes.

En effet, le consommateur classique n'injecte pas d'énergie sur le réseau et ne peut pas avoir un flux positif qui modifierait la dette dont il doit s'acquitter. En reprenant la mécanique comptable simple, les prélèvements s'inscriront dans la colonne de droite et donc à charge du consommateur et seront appelés les prélèvements bruts.

5.6.4.2 La comptabilité électrique avec unité de production décentralisée

La comptabilité électrique classique n'est plus d'application au sein d'un utilisateur de réseau disposant d'une unité de production décentralisée. En effet, il est nécessaire de calculer des soldes intermédiaires afin d'obtenir ce que nous définirons comme le prélèvement net.

Les prélèvements nets résultent de la différence entre les prélèvements bruts et les injections et constituent le solde final et s'effectue au sein du système de comptage.

$$\text{Prélèvements nets} = \text{Prélèvements bruts} - \text{Injections}$$

Les prélèvements bruts, les injections et les prélèvements nets sont exprimés en kWh.

Trois cas sont possibles :

-Les prélèvements nets sont nuls : ceci correspond à une situation d'équilibre où les prélèvements bruts sont égaux aux injections. Autrement dit, le consommateur a pris autant d'énergie qu'il en a fourni au réseau électrique.

-Les prélèvements nets sont positifs : ceci correspond à une situation de déséquilibre où les prélèvements bruts sont supérieurs aux injections. Autrement dit, le consommateur a pris plus d'énergie qu'il en a fourni au réseau électrique.

-Les prélèvements nets sont négatifs : ceci correspond à une situation de déséquilibre où les prélèvements bruts sont inférieurs aux injections. Autrement dit, le consommateur a pris moins d'énergie qu'il en a fourni au réseau électrique.

$$\text{Injections} = \text{Production} - \text{Autoconsommation d'énergie}$$

$$\text{Prélèvements bruts} = \text{Consommation domestique} - \text{Autoconsommation d'énergie}$$

La production, l'autoconsommation d'énergie et la consommation domestique sont exprimés en kWh et constituent des soldes intermédiaires à définir.

On remarque la position centrale de l'autoconsommation au sein de la mécanique comptable car elle définit les autres variables du solde final. Au plus l'autoconsommation est élevée au plus la consommation domestique et les injections seront faibles ce qui est profitable à la fois pour le réseau et pour le prosumer. Parmi les trois cas possibles, la situation la plus enviable pour le prosumer est la première situation car mécaniquement le système de comptage a tourné de manière négative autant de fois qu'il a tourné de manière positive ce qui annule sa consommation et donc sa facturation.

Maintenant que nous avons défini la comptabilité électrique pour chacun des cas, nous pouvons analyser la tarification mise en place par la CWaPE.

5.6.4.3 La méthodologie de calcul

La CWaPE effectue une discrimination sur base du dispositif de comptage installé chez l'utilisateur de réseau. Celle-ci distingue deux catégories, les utilisateurs de réseau disposant d'un compteur électromécanique classique à index de prélèvements et les utilisateurs de réseau disposant d'un compteur double flux à savoir un flux de prélèvement et un flux d'injection sur le réseau. Détaillons ensemble ces deux cas.

-Les utilisateurs de réseau avec compteur à double flux

Si le prosumer dispose d'un compteur réseau qui comptabilise séparément le prélèvement et l'injection (compteur double flux ou intelligent), les tarifs proportionnels de prélèvement de distribution et de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, ainsi que les

*surcharges y relatives, s'appliquent au volume d'électricité brut prélevé sur le réseau de distribution*⁴⁷

-Les utilisateurs de réseau avec compteur classique

*Si le prosumer ne dispose pas d'un compteur réseau qui comptabilise séparément le prélèvement et l'injection, un tarif capacitaire spécifique exprimé en EUR/kWe (appelé « tarif prosumer ») s'applique à la puissance électrique nette développable de l'installation de production. En plus de ce tarif forfaitaire, les tarifs proportionnels de prélèvement de distribution et de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, ainsi que les surcharges y relatives, s'appliquent, le cas échéant, au volume d'électricité net prélevé sur le réseau de distribution*⁴⁸

Le calcul répond à une comptabilité effectuée sur une période de temps définie ici l'année, étant donné que le relevé des index pour un compteur de prélèvements s'effectue sur une base annuelle. Entre le réseau et l'utilisateur du réseau, il existe le compteur que nous pouvons définir comme une interface de communication. La consommation étant calculée comme une différence entre deux index. Ces éléments entraînent des situations qui tour à tour donnent des avantages et des inconvénients à la fois au gestionnaire de réseau et de distribution et au consommateur. On comprend dès lors l'objectif sous-jacent qui vise à faire en sorte que le solde final en fin de période soit nul. En effet, le consommateur produit de l'énergie sur un intervalle temporel qui non consommée sera injectée sur le réseau. Cette énergie injectée sur le réseau constitue un solde négatif pour celui-ci et un solde positif pour le consommateur. Au cours d'un autre intervalle temporel différent du précédent, le consommateur prélèvera de l'énergie réduisant son solde positif au mieux en l'annulant au pire en allant dans le négatif. Ce mécanisme de dualité se répètera indéfiniment sur la période annuelle. La méthodologie tarifaire vise d'une part à limiter l'injection et d'autre part à diminuer les prélèvements bruts afin de stimuler l'autoconsommation comme nous le découvrirons dans le prochain paragraphe.

5.6.4.4 Les hypothèses de calcul

La CWaPE se base sur deux hypothèses l'une portant sur l'autoconsommation et l'autre sur la production définit sur une période temporelle annuelle.

⁴⁷ (PROSUMER, 2020)

⁴⁸ Ibid

Selon les informations détenues de la CWaPE, l'autoconsommation s'élèverait à 37,76 % et donc l'injection aurait une valeur de 62,24 % comme le souligne ces propos.

*La CWaPE a établi que, de manière générale, 37,76 % de l'énergie produite est consommée simultanément. 62,24 % de l'énergie produite est par conséquent réinjectée dans le réseau et consommée à un autre moment. Le tarif prosumer consiste donc à faire contribuer le prosumer aux coûts du réseau à hauteur de 62,24 % de ce qu'aurait payé un utilisateur du réseau classique, pour les composantes distribution et transport (y inclus les surcharges y relatives), pour une consommation électrique équivalente.*⁴⁹

Selon les informations détenues de la CWaPE, la production s'élèverait à une valeur de 910 kWh par KWe par an comme le souligne ces propos. *Le tarif prosumer s'applique à la puissance électrique nette développable (exprimée en kWe) de l'installation de production. La CWaPE prend comme hypothèse de production annuelle la valeur de 910kWh par kWe par an*⁵⁰.

La puissance électrique nette développable se définit comme étant *la puissance électrique générée par l'installation de production d'électricité avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de l'installation de la puissance maximale réalisable et exprimée en kWe*.⁵¹

Nous disposons de l'ensemble des informations permettant d'établir la formule suivante :

$$\text{Tarif capacitaire par kWe} = \frac{(n \text{ kWe} * 910) * (1 - 0.3776) * c(t, d)}{n \text{ kWe}}$$

où :

- *Tarif capacitaire par kWe* : est le montant calculé en euros pour chaque gestionnaire de réseau et de distribution auxquelles les utilisateurs sont rattachés.

- *n kWe* : est le nombre de kWe installé chez l'utilisateur de réseau.

- *c(t,d)* : est le montant en euros des coûts de distribution et de transport dépendant du gestionnaire de réseau et de distribution auxquelles les utilisateurs sont rattachés.

Le tarif proportionnel quant à lui se calcule comme suit :

$$\text{tarif proportionnel} = c(t, d) * \text{prélèvements bruts}$$

49 (PROSUMER, 2020)

50 Ibid

51 Ibid

La méthodologie tarifaire a été calculée pour que les montants entre le tarif proportionnel et la tarification capacitaire soient égaux pour une auto-consommation égale à 37,76 %. Ce pourcentage est défini sur l'ensemble de la population mais diffère pour chaque habitation et peut le cas échéant être différent des 37,76 %. Plusieurs cas sont à définir :

- Le niveau d'autoconsommation est égal à 37,76 % et le prosumer dispose soit d'un compteur électromécanique ou d'un compteur double flux. Il paiera le même montant pour les deux méthodes.

- Le niveau d'autoconsommation est inférieur à 37,76 % et le prosumer dispose d'un compteur électromécanique. Un déséquilibre entre les deux types de tarifications apparaît en faveur de la tarification proportionnelle qui sera dans ce cas plus élevée. Il est donc dans l'intérêt du prosumer d'arriver au moins au palier de 37,76 %.

- Le niveau d'autoconsommation est inférieur à 37,76 % et le prosumer dispose d'un compteur électromécanique. Un déséquilibre entre les deux types de tarifications apparaît en faveur de la tarification proportionnelle qui sera dans ce cas plus faible. Il est dans son intérêt de demander un système de comptage à double flux lui permettant d'adopter le tarif proportionnel. Remarquons que les démarches de changement du dispositif de comptage restent à charge de l'utilisateur qui doit s'assurer de la rentabilité de son investissement.

En conclusion, l'autoconsommation dispose d'une place centrale au sein de la politique énergétique édictée par l'organisme de contrôle et de régulation (la CWaPE). Celle-ci poussera les prosumers à augmenter leur niveau d'autoconsommation qui s'établit en moyenne à 37,76 % et d'opter à long terme pour un compteur à double flux permettant une mesure plus efficace des prélèvements et des injections. Ceci permettra une participation juste à hauteur des prélèvements effectués afin de financer la maintenance, l'extension et le renouvellement des réseaux. Elle amènera également à augmenter le nombre d'installations de production décentralisées sur le réseau amenant à réduire la production d'énergie à partir d'énergies non renouvelables d'un montant égale à l'autoconsommation.

6 ETUDE ECONOMIQUE

6.1 Phases d'un projet de réalisation

Un projet de réalisation se décompose ordinairement en cinq phases successives comme illustré sur la figure ci-dessous. Nous pouvons distinguer l'approche technique et l'approche économique.

- L'approche technique permet d'établir une ébauche contenant plusieurs solutions dans les premières phases du projet pour ensuite affiner en vue d'obtenir un modèle détaillé épuré des solutions inutiles.

- L'approche économique permet d'établir des ordres de grandeurs de prix pour les solutions proposées. La précision budgétaire ira en grandissant au fur et à mesure des étapes qui seront franchies.

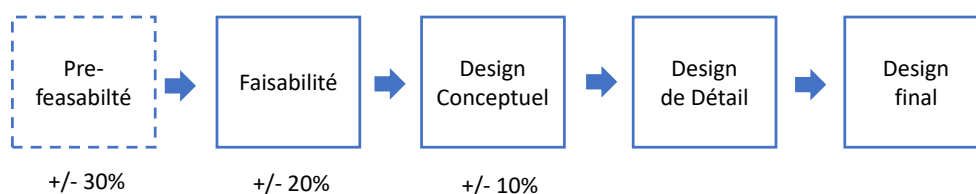


Figure 4 Phases ordinaires d'un projet de réalisation et précision de l'étude économique

Cette découpe en phase séquentielle permet d'évaluer progressivement la performance technico-économique du projet. L'avantage de cette méthode est de déterminer dans le temps la continuité ou non du projet, afin d'éviter toutes démarches supplémentaires.

Les 5 phases ordinaires d'un projet se définissent de la manière suivante :

- La préfaisabilité: Cette phase n'est réalisée que pour les grands projets et peut être délaissée pour les projets de petite taille. Elle permet d'avoir une première évaluation d'une ou plusieurs options techniques et la précision est de l'ordre de 30 % ;
- La faisabilité: Cette deuxième phase permet d'évaluer une liste d'options de solutions envisageables. Elle permet de comparer les attentes du client par rapport à son budget ;
- Le Design conceptuel: Cette troisième phase permet d'avoir une précision accrue des options envisageables sous forme schématique ;

- Le Design de détail: Cette quatrième phase définit le modèle détaillé de la solution technique ainsi que le modèle budgétaire définissant l'investissement à consentir pour la réalisation ;
- Le plan final: Cette cinquième phase présente l'ensemble des ajustements nécessaires pour la concrétisation du projet.

L'approche proposée dans cette partie est de produire une étude d'une précision d'environ 20%, elle est suffisante pour en tirer les conclusions essentielles. Augmenter le degré de précision exigerait de prendre en compte un grand nombre de paramètres dans les options envisagées. Si cette étude de faisabilité conduit à un résultat favorable, elle pourra être affinée par la suite, en tenant compte d'autres facteurs plus spécifiques. Dans notre cas, on effectuera un dimensionnement technique tel que nous l'avons vu précédemment pour ensuite proposer un modèle plus abouti qui tiendra compte des différents paramètres.

6.2 Installation sans batterie

6.2.1 Coût d'une installation photovoltaïque

Le coût d'une installation photovoltaïque dépend essentiellement de sa puissance de crête, puisqu'elle détermine le nombre de modules ainsi que l'onduleur associé. La configuration du toit, la hauteur du bâtiment et les différences dues aux tarifications des installateurs sont parmi tant d'autres, des éléments qui influenceront le prix. Toutefois, il est possible de déterminer un coût moyen en fonction de la puissance de crête, comme l'illustre la figure 5. Selon l'ODE (Organisation de l'Energie Durable en Flandre) elle s'élève aujourd'hui à 1,2 euros par watt crête⁵². Ce prix inclut le contrôle de l'installation par un organisme agréé et il n'est pas nécessaire de souscrire une assurance car elle est comprise dans la plupart des assurances habitations. Le prix indiqué est celui des panneaux polycristallins qui ont des rendements qui se situent entre les rendements des panneaux monocristallins et amorphes. La comparaison de ces trois types de panneaux sera discutée au chapitre 6.2.6 et expliquera pourquoi le choix des panneaux à rendement moyen est le choix qui présente l'optimum économique. On constatera que le prix augmente quasi linéairement avec la puissance crête.

⁵² (Livros.be, 2020)

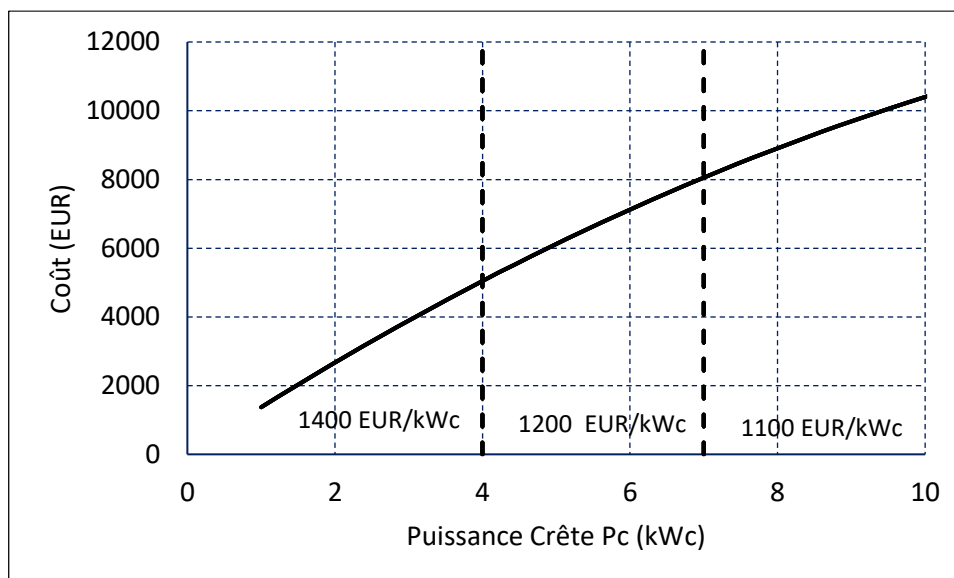


Figure 5 Coût d'une installation standard

On retiendra dans l'étude de faisabilité un coût moyen de l'installation pour la gamme de 4000 à 7000 Wc de la manière suivante ;

$$\text{Coût installation (EUR HTVA)} = 1.2 \text{ EUR/Wc} \times P_c (\text{Wc})$$

Une installation plus petite sera évidemment plus chère par Wc installé, à cause des coûts fixes. Il est également à noter que la taxe sur la valeur ajoutée d'une installation sur une maison de plus de 10 ans est réduite à 6%, contre 21% pour une maison plus récente. Cette étude-ci sera réalisée pour une installation sur une maison de moins de 10 ans. On comprendra aisément que la rentabilité est accrue sur une maison plus ancienne. Les résultats de l'étude économique peuvent facilement être adaptés, mais on verra que les conclusions principales seront inchangées.

6.2.2 Subsidés

Les subventions gouvernementales avec certificats verts Solwatt et Qualiwat sont maintenant terminés et aujourd'hui, il n'y a plus de subsides pour une installation photovoltaïque. La politique des subsides était nécessaire pour lancer la filière car le coût d'une installation photovoltaïque était bien plus élevé qu'aujourd'hui. Toutefois, il existe encore des possibilités de subsides pour contracter un emprunt « vert », comme les taux d'intérêts sont très bas, ce point ne sera pas considéré dans l'étude.

6.2.3 Prix de l'électricité

Précédemment, nous avons détaillés les différentes composantes du prix de l'électricité. Le coût complet auquel on peut s'attendre actuellement est donc de l'ordre de 0,23 EUR/kWh.

Actuellement, un prosumer avec un compteur classique ne paie que *l'énergie net* qui est la différence entre l'énergie prélevée et l'énergie injectée. Dans le cas d'une installation bien dimensionnée, on vise à équilibrer la production et la consommation. Lors du relevé d'index, le compteur classique peut avoir tourné à l'envers, le prosumer ne devra donc rien payer à son fournisseur d'énergie, mis à part les frais annuels de gestion, peu élevés et même toujours dus. Ils seront donc considérés comme étant négligeables.

Notons que si le prosumer produit plus qu'il ne consomme, il ne sera pas rémunéré pour l'excédent produit. Une éventuelle rémunération future sera discutée au chapitre suivant. Le compteur classique qui tourne à l'envers n'est cependant déjà plus pratiqué à Bruxelles et la Flandre l'arrêtera également, fin 2020. Pour la Wallonie, les futurs prosumers devraient encore pouvoir en profiter jusque fin 2023.

6.2.4 Tarification pour l'utilisation du réseau

Avec le compteur classique qui tourne à l'envers, le gestionnaire de réseau n'est actuellement pas correctement rémunéré pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution. Il devrait être rémunéré plus équitablement pour l'utilisation du prélèvement que le prosumer doit faire sur le réseau lorsqu'il ne peut pas produire ce qu'il consomme tout au long de la journée. À noter que le gestionnaire ne doit pas être rémunéré pour l'utilisation du réseau pour son injection car l'énergie est directement consommée par les voisins qui ne disposent pas d'installation photovoltaïque.

C'est pour cette raison que le gestionnaire de réseau a demandé l'introduction d'une tarification pour l'utilisation du réseau. Néanmoins, les prosumers regroupés dans une association TPCV (Touche pas à mes certificats verts) a défendu de repousser la mise en place de cette nouvelle tarification. Elle ne sera que partielle en 2021 et 2022 mais devrait sauf changement être entièrement due dès 2023.

À noter que la tarification ne tient pas compte du voisin qui ne dispose pas d'une installation photovoltaïque. Il ne devrait pas payer l'utilisation du réseau de transport et de distribution

lorsque qu'il consomme directement l'énergie injectée. Le gestionnaire bénéficie indûment d'une rémunération grâce au producteur de panneau photovoltaïque. Ce point sera discuté au chapitre traitant des variantes et perspectives.

À noter également que le gestionnaire de réseau profite des éventuelles surproductions des installations surdimensionnées lors des premières bulles, suite aux subsides massifs. Le gestionnaire justifie cette non rémunération par le fait qu'il y a aussi des pertes sur le réseau, ce qui est discutable. Le gestionnaire de réseau a d'ailleurs prévu deux types de tarifications. Voici, ce qui les distingue.

6.2.4.1 La tarification capacitaire

On peut logiquement s'attendre que la quantité d'énergie prélevée sur le réseau soit d'autant plus élevée que l'installation est grande. Si l'installation est bien dimensionnée, à savoir que l'énergie produite est égale à l'énergie consommée, on dira qu'elle est proportionnelle à la taille de l'installation pour un taux d'autoconsommation donné.

Le gestionnaire de réseau a proposé une tarification basée uniquement sur la puissance de l'installation, en ne connaissant pas l'autoconsommation du prosumer, qui a un compteur classique qui tourne à l'envers.

Le gestionnaire devait néanmoins tenir compte que certaines installations peuvent être mal dimensionnées, notamment quand la puissance des onduleurs est plus faible que la puissance crête des panneaux. En effet, ce mauvais dimensionnement va écrêter l'énergie fournie en cas de fort ensoleillement. C'est pour cela que le gestionnaire parle de puissance électrique nette développable. Il la définit comme étant le plus basse de la puissance installée et la puissance maximale des onduleurs comme dans l'exemple présenté dans le tableau ci-dessous.

<i>Puissance installée</i>	<i>Puissance maximale réalisable (sortie onduleur)</i>	<i>Puissance électrique nette développable</i>
3,8 kWc	3,5 kVA	3,5 kWe
3,8 kWc	4 kVA	3,8 kWe

Puissance électrique nette

Dans la présente étude, on considéra que l'installation est bien dimensionnée et que la puissance des onduleurs est supérieure à la puissance installée afin d'éviter un écrêtement de la production au moment de fort ensoleillement. La puissance nette développée est dans ce cas égal à la

puissance installée. La tarification capacitaire varie légèrement en fonction du distributeur d'énergie comme le montre le tableau ci-dessous.

Tarif prosumer capacitaire TVAC				
exprimé en €/kWe	2020	2021	2022	2023
AIEG	66,87	67,43	67,27	65,50
AIESH	85,29	86,34	86,50	86,91
ORES NAMUR	87,41	88,16	88,50	88,21
ORES HAINAUT	85,78	85,47	85,95	84,86
ORES EST	98,63	99,39	99,26	98,53
ORES Luxembourg	89,54	90,29	90,63	91,63
ORES Verviers	98,84	98,79	99,07	97,08
ORES BRABANT WALLON	78,62	79,24	79,51	79,52
ORES MOUSCRON	78,81	79,67	80,31	82,26
RESA	76,04	77,06	76,87	77,19
REW	89,46	90,75	92,10	88,67

Tarification capacitaire en fonction des différents distributeurs

Dans cette étude économique, on considérera une valeur moyenne de 85 EUR/kWc. La tarification capacitaire s'exprimera dans ce cas de la manière suivante :

$$\text{Tarification capacitaire} = 85 \text{ (EUR/kWc)} \cdot P_c \text{ (kWc)}$$

6.2.4.2 La tarification proportionnelle

La tarification capacitaire a l'inconvénient de ne pas tenir compte de la quantité d'énergie réellement prélevée sur le réseau pour que le Prosumer paye de manière plus juste et puisse promouvoir son autoconsommation. Cette promotion permet au gestionnaire de ne pas devoir surdimensionner son réseau de transport et de distribution, ce qui entraînerait des investissements considérables. La tarification proportionnelle est déterminée uniquement à partir de l'énergie prélevée.

$$\text{Tarification proportionnelle} = 0,15 \text{ EUR/kWh d'énergie prélevée}$$

La tarification proportionnelle ne dépend pas de l'énergie injectée, parce qu'on considère que cette énergie est directement consommée par les voisins qui ne disposent pas d'installation photovoltaïque. La valeur de 0,15 EUR/kWh correspond au coût du transport de 0,1 EUR/kWh et de 0,05 EUR/kWh de distribution.

Pour une installation bien dimensionnée l'énergie consommée est égale à l'énergie produite. Comme celle-ci se détermine au moyen du facteur de correction, on peut exprimer la tarification proportionnelle de la manière suivante :

$$\text{Tarification proportionnelle} = (1-A) 0,15 \text{ EUR/kWh} \cdot f_c \cdot P_c (\text{kWc})$$

La tarification proportionnelle nécessite l'installation d'un compteur appelé « bi-flux » qui détermine l'énergie prélevée et l'énergie injectée. L'installation d'un tel compteur coûte actuellement de l'ordre de 180 EUR TVAC. Il est envisagé de proposer cette installation gratuitement, mais ce n'est pas encore confirmé.

À noter que le gestionnaire de réseau prévoit que la tarification ne sera cependant pas supérieure à la tarification capacitaire. Ceci a probablement été mis en place pour encourager les prosumers à installer le compteur bi-flux, pour ne pas craindre de devoir payer plus après l'installation.

6.2.4.3 Comparaison des deux systèmes de tarification

Il est intéressant de les comparer pour une installation bien dimensionnée, produisant ce qu'elle consomme annuellement. Dans ce cas, on aboutit aux résultats suivants :

$$\text{Tarification capacitaire} = 85 (\text{EUR/kWc}) \cdot P_c (\text{kWc})$$

$$\text{Tarification proportionnelle} = (1-A) \cdot 1000 \cdot 0,15 \text{ EUR/kWh} \cdot f_c \cdot P_c (\text{kWc})$$

Comme les deux tarifications sont proportionnelles à la puissance crête installée, il suffit de comparer la tarification par kWc pour un facteur de correction moyen de 0,9.

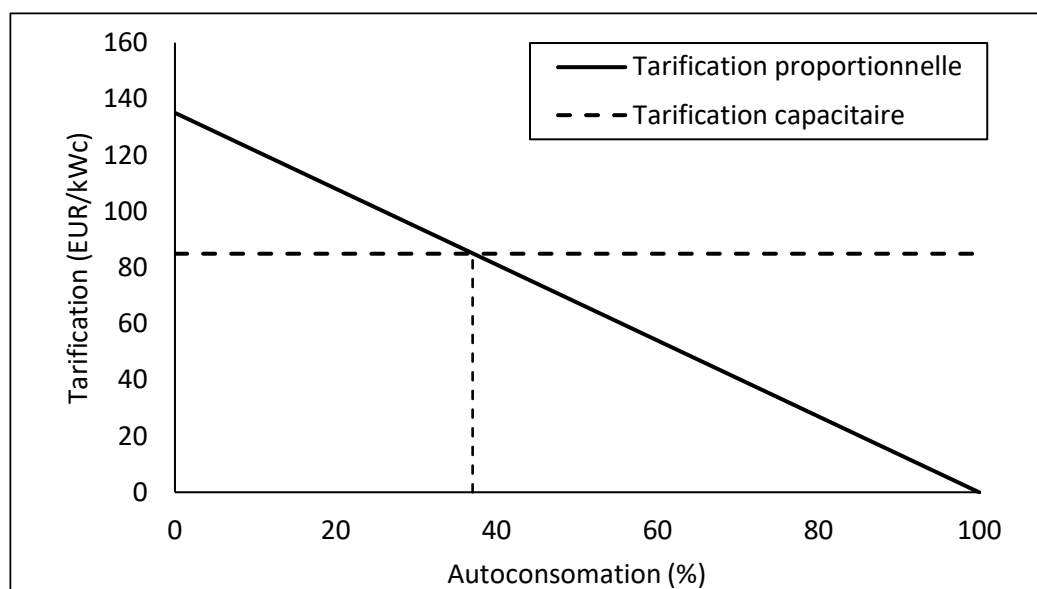


Figure 6 Comparaison entre la tarification capacitaire et proportionnelle
(Pour une installation avec $E_p=E_c$ et $f_c=0,9$)

On peut constater que la tarification proportionnelle est seulement intéressante au-delà d'une autoconsommation limite (AL). Cette valeur se détermine en égalant les deux tarifications de la manière suivante

$$0,85 \text{ (EUR/kWc)} = 135 \text{ (EUR/kWc)} \cdot (1-AL)$$

$$AL = 135-85 / 135 = 37\%$$

Étant donné que l'autoconsommation habituelle pour une installation bien dimensionnée est de l'ordre de 30%, on comprend aisément pourquoi la proposition d'installation de compteurs bi-flux est un flop. Il n'y a, en effet, aucun avantage à passer à un compteur bi-flux qui coûte 180 EUR TVAC.

6.2.5 Calcul de la rentabilité

Dans le cas d'une installation bien dimensionnée, l'énergie produite est égale à l'énergie consommée. Pour autant que l'on ait suffisamment de surface sur son toit, on trouve directement, sur base du facteur de correction (fc), la puissance installée (Pc) et son coût d'installation.

$$Pc = Ec / fc \text{ (Wc)}$$

$$Ci = \text{Coût installation (EUR)} = 1200.1,06. Pc \text{ (Wc)}$$

$$Ge = \text{Gain en électricité (EUR)} = 0,23. fc.1000 Pc \text{ (kWc)}$$

$$Tc = \text{Tarification capacitaire (EUR)} = 85 . Pc \text{ (kWc)}$$

$$G = \text{Gain} = Ge - Tc = (0,23.fc.1000 - 85). Pc \text{ (kWc)} = (207-85).Pc \text{ (kWc)}$$

$$\text{Retour sur investissement sans tarification} = 1272 / 207 = 6,1 \text{ ans}$$

$$\text{Retour sur investissement avec tarification} = 1272 / 122 = 10,4 \text{ ans}$$

On constate que malgré la disparition des subsides, l'investissement dans une installation photovoltaïque reste rentable avec un retour sur investissement de moins de 6 ans. Cependant, l'introduction de la tarification du réseau détruit le retour sur investissement qui devient alors/- 10 ans. Comme la durée de vie des onduleurs n'est que de 10 ans, il faudra considérer son coût de remplacement pour prolonger les gains de son installation jusqu'à la durée de vie attendue des panneaux (25 ans). Un retour sur investissement de plus de 10 ans est encore prohibitif.

La présente étude économique est un peu simplifiée, puisqu'elle ne tient pas compte de la perte de rendement de l'installation avec les années. Cependant, si l'on tient compte du faible taux d'actualisation et du fait qu'il existe des subsides pour des emprunts dit « vert » et de la faible

perte de rendement, les résultats de cette étude simplifiée ne s'en trouveront pas significativement modifiés. La figure ci-dessous présente une comparaison du gain avec et sans tarification du réseau.

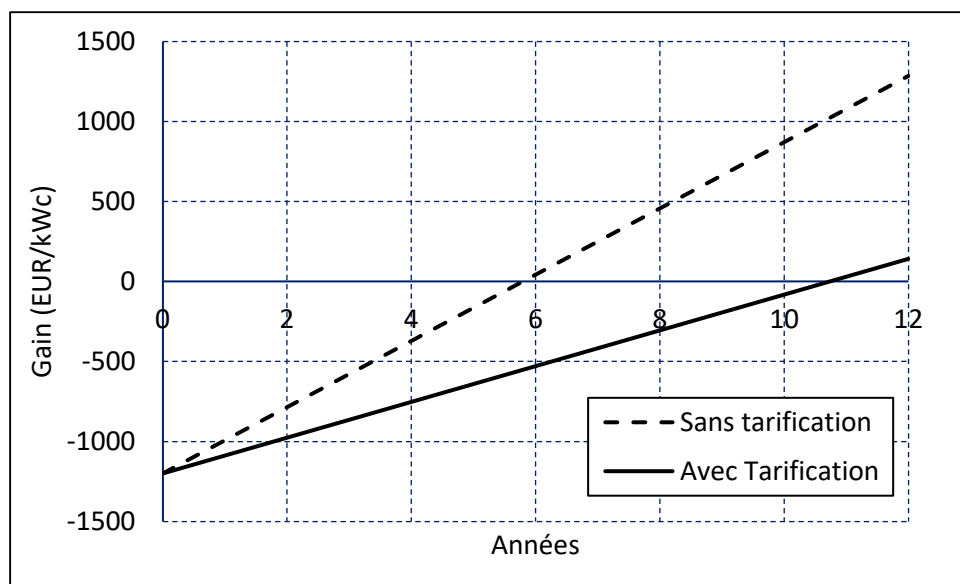


Figure 7 Comparaison du gain avec et sans tarification

6.2.6 Etude du choix du rendement du panneau

Le prix de l'installation photovoltaïque présenté au chapitre 6.2.1 est celui d'une installation photovoltaïque avec des panneaux polycristallins à rendement moyen qui est le plus couramment installé. Il existe cependant deux autres types de panneaux qui ont des rendements mais aussi des prix différents comme le montre le tableau suivant ⁵³:

	Monocristallin	Polycristallin	Amorphe
Rendement	16 à 26%	14% à 18%	7 à 13%
Prix d'un panneau	200 à 400 EUR	150 à 300 EUR	150 EUR

Tableau : Comparaison des prix et des rendements des trois types de panneaux

Il est aisé de reconnaître les types de panneaux d'un simple coup d'œil. En effet, les panneaux monocristallins sont de couleur noire alors que les panneaux polycristallins sont de couleur bleue. Les panneaux amorphes ne comportent pas de cellules et ont donc une couleur uniforme.

Les panneaux amorphes sont moins chers et ont l'avantage de fonctionner avec une faible luminosité et l'effet de l'augmentation de la température sur leur performance est moindre. Le désavantage est que leur rendement est considérablement plus faible que les deux autres types

⁵³ (2020)

de panneaux. Pour couvrir la consommation en électricité, il faut une surface de toiture qui est souvent bien plus élevée que celles disponibles sur les habitations ordinaires. Ce choix sera économiquement le plus intéressant pour les habitations disposant d'une très grande surface de toiture.

Pour les maisons disposants d'une faible toiture ou d'une consommation élevée, le choix devra se porter vers les panneaux monocristallins malgré leur prix plus élevé.

On comprend dès lors pourquoi le meilleur choix se porte vers les panneaux polycristallins. En effet, la puissance crête de ce type de panneau est de l'ordre 250 Wc pour une surface 1,6 m². Pour une consommation annuelle d'un ménage ordinaire de 5000 kWh et un facteur de correction de 0,9, il faut disposer d'une toiture de 35m² ($= 1,6 \times 5000 / 0,9 / 250$) exposée plein sud. Ces ménages ne disposent habituellement pas suffisamment de toiture pour installer des panneaux amorphes qui ont un rendement moitié plus faible. On pourrait envisager de produire moins d'énergie que consommé mais cela ne serait pas optimum économiquement.

6.3 Prise en compte du coût de maintenance

Il faut savoir que la durée de vie des équipements est différente à savoir 25 ans pour le module, 10 ans pour un onduleur et 10 ans pour une batterie. Il est donc nécessaire de prévoir le remplacement de ces deux derniers éléments à mi-vie des modules. Nous allons maintenant regarder la maintenance de nettoyage des modules.

Quel doit être la fréquence de nettoyage des panneaux photovoltaïques ? Est-il rentable de le faire ? Plusieurs études ont montré que le nettoyage des modules dépend de plusieurs facteurs. La situation diffère pour les panneaux photovoltaïques installés sur des surfaces plates ou installés proche de grands arbres qui peuvent les couvrir lorsque leurs feuilles tombent. Dans ces cas, pour des raisons évidentes, les modules doivent faire l'objet d'un contrôle accru de leurs performances. Ce contrôle peut être effectué tous les 2 à 5 ans. Dans les cas où les panneaux photovoltaïques sont installés avec une inclinaison d'au moins 35°, orientés vers le sud et à l'abri de l'ombre (règle quasi générale d'installation), ils ne doivent pas être soumis à un nettoyage. Une démonstration effectuée par le directeur d'une entreprise de construction de panneaux photovoltaïques a montré que le lavage n'est pas du tout nécessaire.

Le prix est d'environ 120 euros pour une installation de 20 m² et la perte de performance d'un panneau photovoltaïque est d'1% maximum. Eric Franssen, directeur du fabricant de panneaux photovoltaïques "F finale 24", a réalisé un test pour l'émission télévisée "On n'est pas des pigeons". Il montre qu'un module normalement sale perd 2 watts (il passe de 267 à 265 watts) et qu'un panneau exceptionnellement sale perd au maximum 4 watts (267 à 263 watts)⁵⁴.

On constatera que le nettoyage d'une installation ne vaut pas la somme consentie étant donné le peu de récupération du rendement perdu. Toutefois, il s'agit d'une situation à juger au cas par cas comme nous l'avons vu, les modules installés sur une surface à plat devront faire l'objet d'une vigilance plus accrue.

6.4 Installation avec batterie

6.4.1 Coût des batteries

Selon un guide 2021 pour les batteries de panneaux solaires, le coût pour des batteries Li-Ion se situe entre 600 et 1000 EUR par kWh. La figure 16 montre le résultat d'une recherche qui indique que la fourchette de prix semble être justifiée.

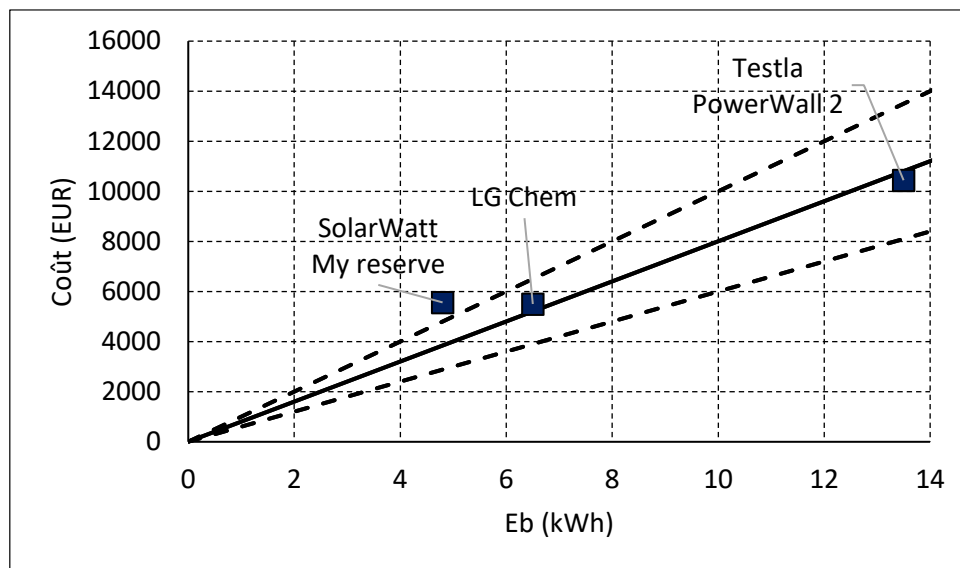


Figure 6 Coût d'une installation de batteries (TVAC 6%)

Pour cette étude, on prendra un prix moyen de

$$C_b \text{ (EUR)} = 800 \cdot E_b \text{ (kWh)}$$

⁵⁴ (Eric, 2016)

Bien sûr, il y a aussi des frais d'installation qui devraient conduire logiquement à un coût fixe pour une installation. Comme cette valeur est petite voir même nulle dans le cas d'installation d'onduleurs hybrides, une régression linéaire proportionnelle à la puissance installée est tout à fait défendable.

6.4.2 Subsidés

Actuellement il n'y a pas de subside pour l'installation de batterie en Wallonie. Néanmoins un budget a été prévu par la région Wallonne et selon certaines sources, on pourrait s'attendre à un potentiel subside de 40% pour un montant maximum de 400 EUR. Ce subside est cependant très bas et est largement insuffisant comme on le verra plus loin. À noter qu'en Flandre les subsides sont beaucoup plus élevés. Ils s'élèvent à 250 EUR par kWh avec un montant maximum de 3200 EUR. Un tel subside n'est cependant malheureusement pas encore envisagé en Wallonie

6.4.3 Calcul de rentabilité

On considérera pour simplifier que la tarification est uniquement proportionnelle, sans tenir compte du fait qu'elle peut être plafonnée par la tarification capacitaire. Le gain calculé sera donc légèrement surestimé. On ne tiendra pas non plus compte du coût de l'installation du compteur bi-flux : actuellement 180 EUR. TVAC à l'installation.

L'évolution de l'Autoconsommation en fonction de la capacité des batteries, présentée ci-dessous, est reprise d'une étude statistique de la littérature⁵⁵. On peut voir que l'autoconsommation moyenne en Belgique se situe à près de 30% et qu'elle sature rapidement en dessous des 70%

⁵⁵ (Sylvain Quoilin, 2016)

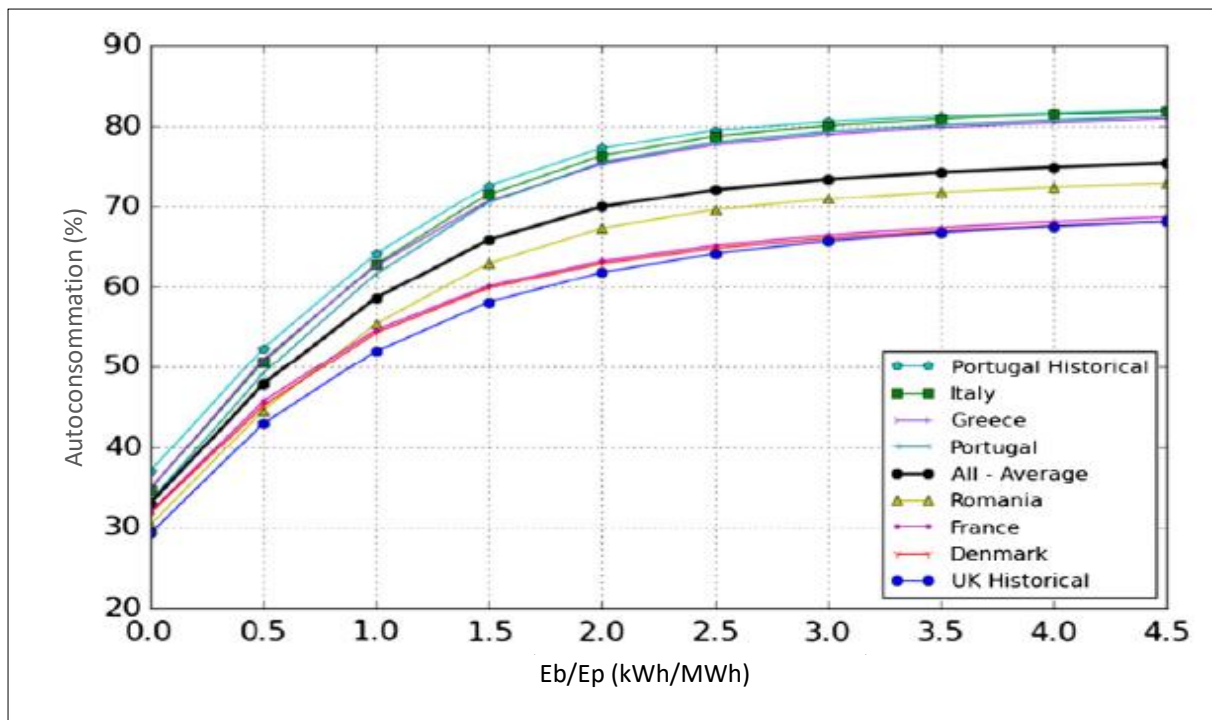


Figure 7 Evolution de l'autoconsommation (%) en fonction du rapport entre la capacité des batteries E_b (kWh) et l'énergie produite par an (MWh)

On peut en déduire les relations suivantes :

$$C_b \text{ (EUR)} = 800 \cdot E_b \text{ (kWh)}$$

$$A \text{ (\%)} = 30 + 25 \cdot (E_b/E_p) - 4 (E_b/E_p)^2$$

$$\text{Gain (EUR)} = (A - 30\%) / 100 \cdot 0,15 \cdot 1000 E_p \text{ (MWh)}$$

En examinant le caractère non-linéaire de la courbe d'autoconsommation, on peut s'attendre facilement qu'il est de moins en moins intéressant d'installer des batteries de grande capacité, étant donné que l'autoconsommation a tendance à saturer à une valeur de 70%. La courbe a un décrochage linéaire pour une valeur de $E_b/E_p = 1$. L'optimum économique devrait donc se trouver probablement proche de cette valeur et est un bon candidat pour fixer les ordres de grandeur.

Pour une valeur de $E_b = E_p$, on peut s'attendre à une augmentation de l'autoconsommation de 30% à près de 50%. Prenons, à titre d'exemple, une installation produisant 5 MWh :

$$E_p = 5 \text{ (MWh)}$$

$$C_b = 800 E_b \text{ (kWh)} = 4000 \text{ EUR.}$$

$$A = 30 + 25 \cdot (E_b/E_p) - 4 (E_b/E_p)^2 = 51\%$$

$$\text{Gain (EUR)} = (51\% - 30\%) / 100 \cdot 0,15 \cdot 1000 \cdot 5 \text{ (MWh)} = 157,5$$

$$\text{Retour sur investissement} = 4000 / 157,5 = 25,0 \text{ ans}$$

On peut voir que l'investissement dans des batteries constitue une perte, compte tenu de la durée de vie escomptée qui se situe entre 10 et 15 ans.

Si la Wallonie octroyait des subsides identiques à ceux pratiqués en Flandre, le bilan serait légèrement plus favorable, mais le retour sur investissement reste encore largement supérieur à la durée de vie des batteries. En effet,

$$C_b - \text{Subside (EUR)} = (800 - 250 \cdot F_c) \cdot E_b = 2875 \text{ EUR}$$

$$\text{Retour sur investissement} = 2875 / 157,5 = 18,2 \text{ ans}$$

La figure suivante compare la rentabilité avec et sans subsides.

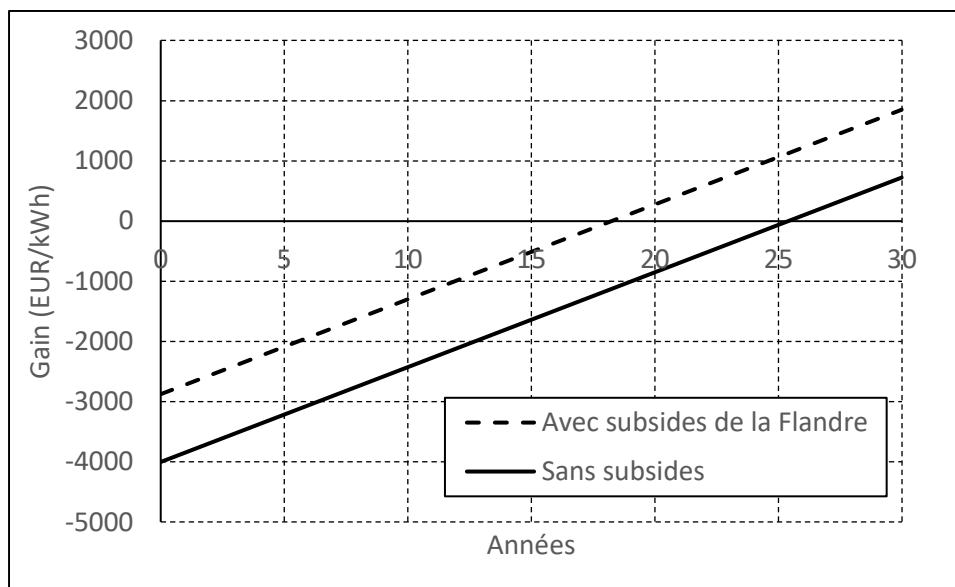


Figure 8 Rentabilité d'une installation de batteries ($E_b = E_p$)

Pour avoir une rentabilité qui est de l'ordre de 5 ans, correspondant à la moitié de la durée de vie actuelle des batteries de 10 ans, on peut déterminer qu'il faudrait que le prix des batteries soit très significativement plus faible.

$$\text{Retour sur investissement} < (C_b - S) / 157,5 = 5 \text{ ans}$$

$$\text{Cout des batteries de 5 kWh} < 157,5 \cdot 5 \text{ ans} = 787 \text{ EUR}$$

$$\text{Cout des batteries} < 157 \text{ (EUR/kWh)}$$

Nous sommes encore actuellement très loin du seuil de rentabilité, mais Eric Feunteun, Directeur de programme « Electric véhicule » chez Renault, affirme qu'à partir de 2021-2022, « on assistera à une nouvelle rupture technologique ! ». Plus encore selon le « Blackrock Investment Institute », le prix du kWh devrait passer à seulement une centaine de dollars en 2025.

Avec un subside limité, le seuil de rentabilité serait alors atteignable.

Considérons que l'on peut atteindre cet objectif avec un subside de 150 EUR/kWh et recherchons, l'optimum économique du choix des batteries d'une durée de vie de 15 ans :

$$E_p = 5 \text{ MWh}$$

$$C_b = 150 \cdot E_b \text{ (kWh)}$$

$$A = 30 + 25 \cdot (E_b/E_p) - 4 (E_b/E_p)^2$$

$$\text{Gain (EUR)} = (25 \cdot (E_b/E_p) - 4 (E_b/E_p)^2) / 100 \cdot 0,15 \cdot 1000 \cdot 5$$

La figure suivante présente l'évolution du gain sur 10 ans dans ce cas ; avec un taux d'actualisation de 5% en fonction de E_b/E_p pour une production de 5 MWh.

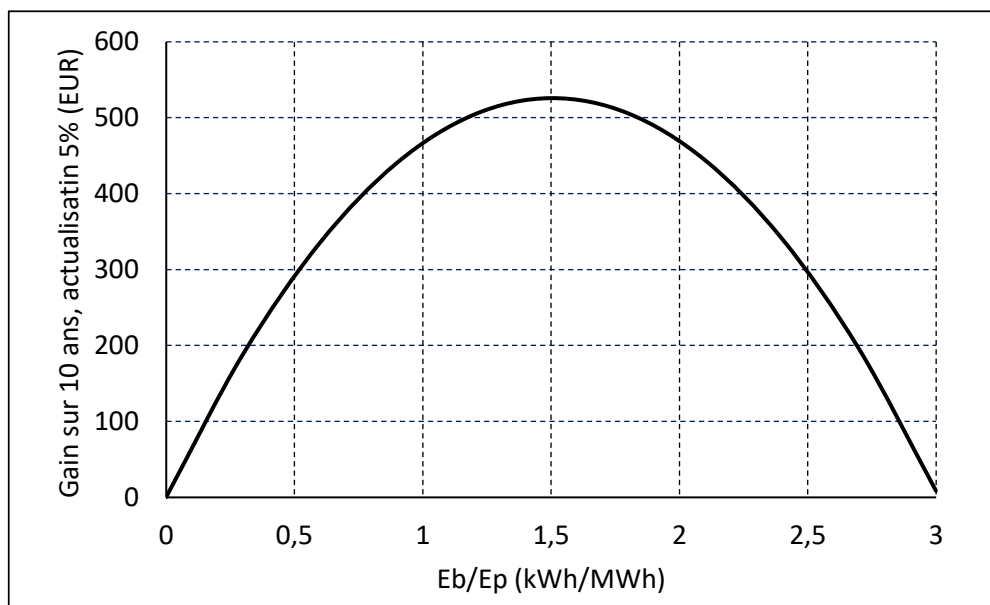


Figure 9 Gain sur 10 ans, actualisation 5%, $E_p=5$ MWh

On voit que l'optimum économique est atteint pour $E_p/E_b = 1,5$. Dans ce cas l'autoconsommation augmente de 30% à 60%. Au-delà, l'augmentation de l'autoconsommation ne se justifie plus.

6.5 Etude de cas

Dans le cadre de ce travail, un simulateur été établi permettant d'étudier plus en détail les performances économiques d'une installation photovoltaïque avec et sans batteries. Plusieurs cas ont été étudiés mais l'on présentera ici un des cas dont les données sont présentées dans le tableau suivant :

Localisation	Installation photovoltaïque
Latitude : 50,428°	Nombre de modules : 26
Longitude : 3,840°	Puissance crête module : 270 Wc
Inclinaison : 45°	Onduleur : SMA 5.0 (7,5 kWc)
Azimut : 10°	Perte de rendement : 25%
	Capacité utile de la batterie : 6kWh

Tableau des données utilisées pour l'étude détaillée

La production solaire a été considérée sur l'année 2016 à partir des données fournies PVGIS. Le profil de consommation sera repris de la courbe de consommation moyenne d'un foyer français ⁵⁶ présentée dans la figure suivante :

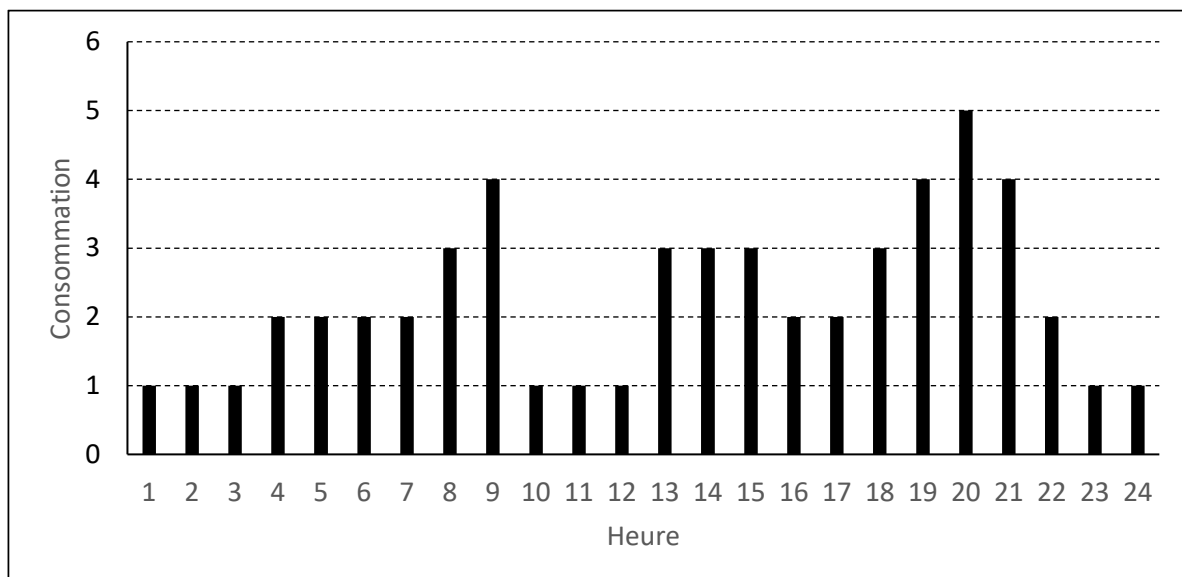


Figure 10 Consommation journalière d'un ménage moyen français

⁵⁶ (panneau solaire autoconsommation, s.d.)

On peut voir sur cette figure que la consommation est la plus élevée en matinée et en soirée mais est faible à midi. Ceci correspond à l’opposé de la production solaire qui débute et termine respectivement en matinée et en soirée et trouve son maximum en milieu de journée.

La consommation mensuelle sera reprise d’un foyer belge⁵⁷ présentée dans la figure suivante.

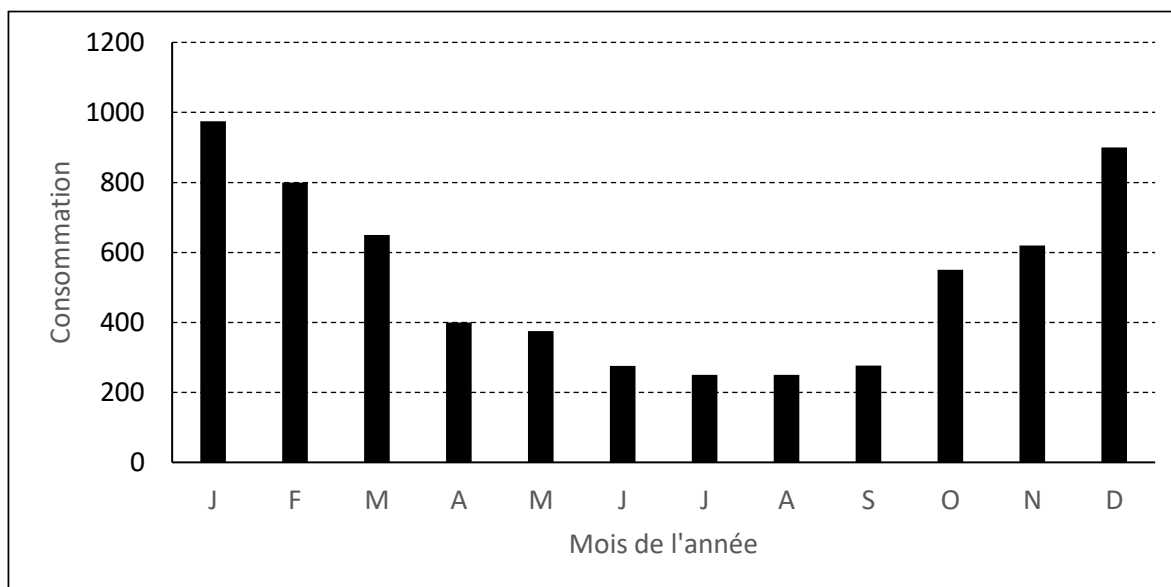


Figure 11 Consommation mensuelle d'un ménage belge

Sur cette figure, on constate que la consommation est la plus faible en été et la plus élevée en hiver. Les unités ne sont pas importantes car on recalibra ces données à la consommation considérée qui sera de 6300 kWh/an.

Le simulateur combinera ses deux informations en supposant que le profil journalier s’applique à l’ensemble des jours du mois. Il s’agit ici d’une simplification mais on pourrait aisément introduire le profil de consommation de toute une année.

Sur base de ces données, le simulateur permet de déterminer les résultats de flux d’énergie présentés dans la figure suivante :

⁵⁷ (Consommation journalière d'un ménage moyen français, s.d.)

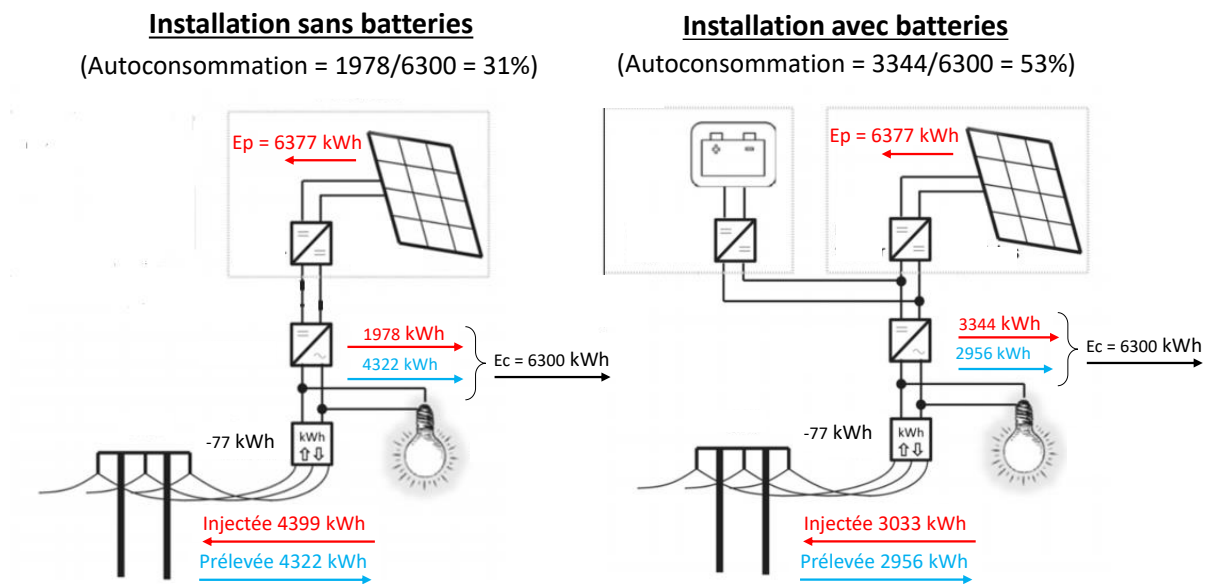


Figure 12 Flux d'énergie pour une installation avec et sans batteries

On retrouve l'effet de l'augmentation de l'autoconsommation de l'ordre de 20% pour une batterie de 6kWh par rapport à une consommation de 6.3kWh qui a été obtenu dans les études simplifiées dans les chapitres précédents. Le graphique suivant présente l'évolution de l'énergie prélevée au cours de l'année avec et sans batteries.

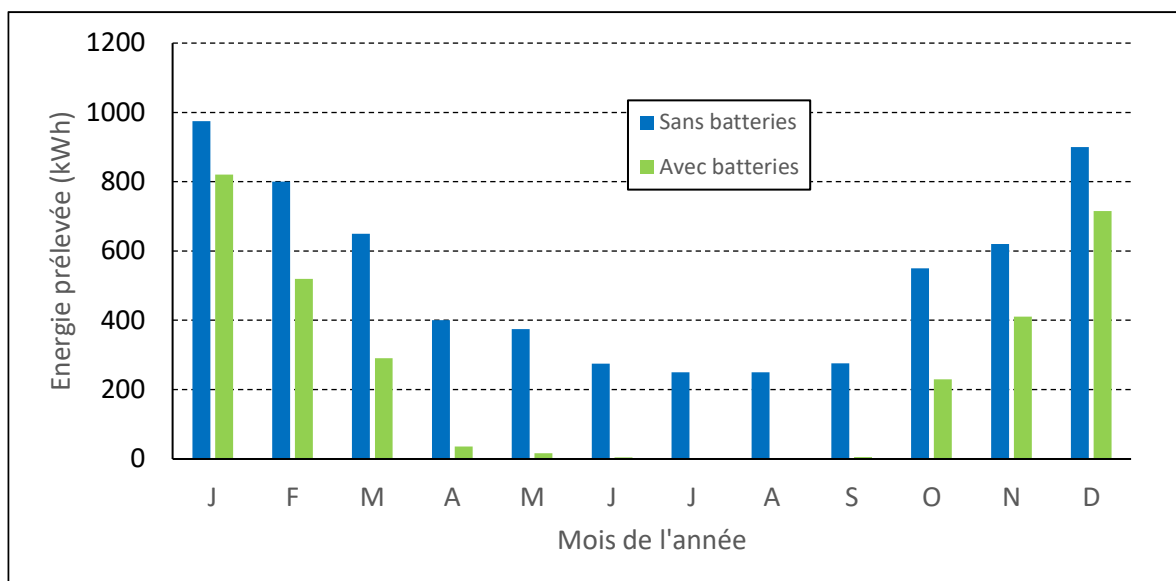


Figure 13 Energie prélevée par heure avec et sans batteries

On constate sur cette dernière figure que les batteries permettent d'avoir une installation complètement autonome en été quand la production solaire est la plus élevée et la consommation est la plus faible. Cependant les batteries ne permettent pas d'éviter de prélever de l'énergie sur le réseau en hiver, étant donné la faible production comparativement à la consommation plus élevée. Comme l'installation a été dimensionnée pour une consommation

égale à la production, on constate facilement que les batteries ne résolvent pas les problèmes saisonniers. Pour arriver à une autoconsommation plus importante il faudrait pouvoir stocker l'énergie produite en été pour l'utiliser en hiver. La quantité d'énergie à stocker n'est pas compatible avec la technologie actuelle de batterie. Il faudrait pour se faire recourir à des technologies émergentes comme le stockage d'hydrogène produit par électrolyse en été. Et l'utilisation de pile à hydrogène en hiver. L'hydrogène a l'avantage d'être non polluant avec une densité d'énergie très élevée (33 kWh par kg⁵⁸) mais a le désavantage d'être explosif. Le développement de ce type de technologie se fera probablement dans le cadre d'un stockage centralisé avant de le voir dans le cadre domestique. Les illustrations ci-dessus ont été effectuées avec une batterie installée vide en début d'année, ce qui ne correspond pas à la date optimale pour une amélioration de l'autoconsommation.

Les résultats de cas étudié est résumé dans le tableau suivant :

	Sans batteries	Avec batteries	Unités
Coût de l'installation photovoltaïque	8750	8750	EUR TVAC
Coût des batteries	0	3600	EUR TVAC
Subsides	0	400	EUR
Compteur bi-flux	0	180	EUR TVAC
Coût de l'installation totale	8750	12930	EUR TVAC
Energie produite	6377	6377	kWh
Energie consommée	6000	6000	kWh
Energie injectée	4399	3033	kWh
Energie prélevée	4322	2956	kWh
Gain en l'electricité (0,23 EUR/kWh)	1380	1380	EUR
Autoconsomation	31	53	%
Tarification capacitaire	595	595	EUR
Tarification proportionnelle	648,3	443,4	EUR
Tarification appliquée	595	443,4	EUR
Gain annuel	785	936,6	EUR
Retour sur investissement	11,1	13,8	EUR

Tableau avec les résultats de l'étude d'un cas

⁵⁸ (Contrepoints, 2020)

7 ASPECT ECOLOGIQUE

Dans ce chapitre, nous allons découvrir ensemble l’empreinte écologique que laisse l’industrie de l’énergie verte et particulièrement les installations photovoltaïques et les batteries. Nous verrons que cette industrie utilise des processus de productions intenses en ressources non-durables et détériore la santé des travailleurs. Nous apporterons un éclairage sur cette industrie qui n’est pas toujours aussi verte que l’on désirerait. Nous aborderons également la question épineuse de l’intermittence des productions d’énergie verte, qui à l’heure actuelle, ne permet pas une transition complète vers l’énergie propre.

7.1 Aspect écologique de l’intermittence des installations photovoltaïques

Nous avons expliqué dans le chapitre sur le stockage de l’énergie, que la production d’énergie photovoltaïque est intermittente et doit être complétée par une production d’énergie classique qui reste polluante. Le Danemark est une illustration parlante de cette filière, En effet, le choix politique de ce pays a conduit à une proportion d’énergie renouvelable de 76% complétée par 24% d’énergie fossiles comme le montre le tableau suivant.

Mode de production	GWh produit en 2019	
Solaire	963	3,29%
Eolien	16150	55,16%
Eau	16	0,05%
Déchets	1720	5,87%
Biomasse	5094	17,40%
Gaz	1852	6,33%
Pétrole	237	0,81%
Charbon	3246	11,09%
Total	29278	100,00%

Tableau de production d’énergie en GWh au Danemark en 2019

Malheureusement, le bilan d’émission CO₂ du Danemark n’est pas aussi flatteur dû à son recours au charbon notamment, comme le montre la figure ci-dessous.

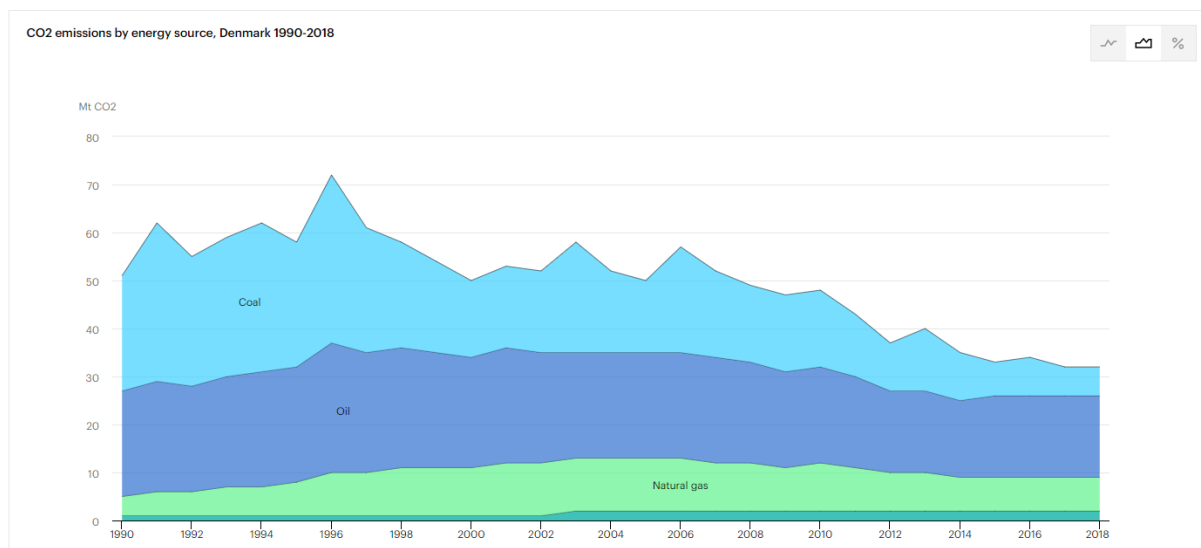


Figure 14 Illustration du bilan carbone du Danemark⁵⁹

On constate une tendance à la stabilisation de l'émission de CO₂ à hauteur de 35 megatonnes et ce depuis 2015. Dû à la répartition de ce mixte énergétique, le Danemark se situe au-dessus de la France (massivement dépendant du nucléaire) en termes de tonnes CO₂ par habitant dont les valeurs sont 4,4 pour la France contre 4,9 pour le Danemark. Il en va de même par rapport à la moyenne mondiale qui est de 4,4.

Le recours aux centrales d'énergies fossiles nous montre deux situations que nous avons déjà explicitées dans les paragraphes précédents, à savoir le caractère intermittent de la production d'énergie et une difficulté de la stockabilité de l'énergie produite. Ces deux situations amenant le Danemark, qui a fourni des efforts considérables pour réduire son empreinte carbone, à une situation peu efficace vis-à-vis du reste du monde. On constatera que le paradoxe danois est représentatif de l'état de la technologie qui doit s'améliorer, si nous voulons continuer à réduire les émissions de CO₂.

7.2 Aspect écologique des installations photovoltaïques

Nous sommes nombreux à nous réjouir de constater que l'alternative de la production d'électricité par l'installation de panneaux photovoltaïques progresse à pas de géant. Nous nous sommes habitués à l'idée que la production d'électricité par transformation de l'énergie solaire est le meilleur moyen de préserver l'environnement. Bien que cela soit généralement vrai, il a été prouvé que, lors de leur création, de leur fonctionnement et surtout en fin de vie, les panneaux photovoltaïques laissent leur empreinte sur l'environnement.

⁵⁹ (Agency, 2020)

Lors de la construction des panneaux photovoltaïques, le type de technologie utilisé impactera considérablement le temps nécessaire pour compenser l'effet de serre qui a été généré au cours de cette première étape. La production, le transport, l'installation et le recyclage des panneaux photovoltaïques ont également leur face sombre. Cependant, la bonne nouvelle réside dans le fait que malgré la charge environnementale du processus, celle-ci est toujours inférieure à celle générée par d'autres sources d'énergie.

Sa construction nécessite une énorme quantité de matières premières ; l'utilisation d'éléments tels que l'aluminium, le verre, l'acier, tous appartenant à l'industrie traditionnelle, sont le premier maillon de l'empreinte polluante laissée par les panneaux photovoltaïques. Comme nous le savons, lors de la construction de panneaux photovoltaïques, il y a une consommation d'énergie, laquelle produit des déchets : des particules de NOx, SO2, CO2, lesquelles restent dans l'environnement. Bien que les dommages environnementaux entraînés par la production de panneaux photovoltaïques ne soient pas comparables à ceux produits par d'autres sources conventionnelles de production d'énergie, nous ne pouvons pas réellement qualifier cette production de « propre ».

De nos jours, le monde entier a de plus en plus recours au photovoltaïque. Or, depuis 2008, la production s'est progressivement délocalisée de l'Europe, du Japon et des États-Unis vers des pays tels que la Chine, la Malaisie, les Philippines et Taïwan, pays dans lesquels l'engagement pour une meilleure protection de l'environnement est très limité. On peut d'ailleurs estimer que 50 % de la production mondiale de panneaux photovoltaïques est à l'heure actuelle fabriquée en Chine.

Parlons de la fabrication de cellules solaires.

Celles-ci sont essentiellement produites à partir du Quartz, lequel est ensuite transformé dioxyde de silicium, qui est ensuite à son tour raffiné pour devenir du silicium élémentaire. Rappelons que le Quartz brut est extrait de mines, milieux qui exposent les ouvriers qui y creusent au plus vieux risque professionnel de l'humanité, la silicose pulmonaire.

L'affinage du quartz en silicium élémentaire (ou de qualité métallurgique), utilisé pour durcir le fer, se fait dans d'immenses fours qui consomment de grandes quantités d'énergie, laquelle

énergie est pour la plupart produite de manière conventionnelle. L'étape suivante consiste à obtenir le polysilicium (obtenu à partir du mélange d'acide chlorhydrique, de silicium, d'hydrogène ajouté), lequel génère un composé très toxique appelé tetrachlorure de silicone.

L'industrie de production de cellules photovoltaïques mène une réflexion quant au fait qu'il vaut mieux obtenir du silicium à partir de tétrachlorure plutôt qu'à partir de silicium pur et ceci, par le biais du recyclage. Cependant, l'équipement pour une telle procédure a un coût économique élevé (des millions d'euros). C'est pourquoi certaines entreprises préfèrent simplement abandonner l'idée du recyclage des déchets chimiques engendrés pour opter pour celle d'un "déchet normal". Ce second choix peut dès lors induire des rejets dans le sol ou dans une source d'eau, au contact de laquelle le tetrachlorure de silicone va libérer de l'acide chlorhydrique et entraîner ainsi une acidité totale du sol avec la production de gaz nocifs pour l'homme.

Les cellules solaires d'un panneau photovoltaïque sont-elles dès lors polluantes ?

Avec la progression mondiale du marché des panneaux photovoltaïques, d'énormes raffineries ont été construites en Chine pour la production de polysilicium (base pour la construction de cellules solaires), pays qui n'avait pas de règles strictes en matière de stockage et d'élimination des déchets de silicone tetrachloride, comme cela a été découvert par la journaliste du Washington Post, Ariana Eunjung Cha. En 2008, celle-ci a révélé au monde comment la société louyang zhonggui high-technology Co, fournisseur de polysilicium à suntech power holdings (à l'époque, le plus grand producteur mondial de cellules solaires), a pollué le fleuve Jaune dans la province du Henan en Chine.

Cette contamination a rendu les terres impropres à la culture et a enflammé les yeux et la gorge



Figure 15 Pollution du fleuve Jaune, province de Henan, Chine

des habitants des environs.⁶⁰

Après ce scandale, l'industrie "verte" a décidé de contrôler la production de ses fournisseurs. Depuis lors (2011), la situation est censée s'améliorer, la Chine ayant établi une norme qui stipule qu'au moins 98,5% des déchets de silicone tetrachloride doivent être recyclés ; norme qui implique que les entreprises concernées investissent des millions d'euros dans l'acquisition de machines pour ce processus. A ce jour, les résultats obtenus quant au respect de la norme et son efficacité ne sont pas encore connus.

Quels sont les produits chimiques utilisés dans la fabrication des cellules solaires ?

L'industrie de la production de cellules solaires dépend de l'utilisation de l'acide fluorhydrique (produit chimique hautement corrosif, capable de détruire les tissus humains et d'atteindre l'os), utilisé pour poncer la surface des cellules et permettant ainsi une meilleure capture de la lumière.

en 2011, un nouveau scandale a secoué l'industrie en chine, plus précisément dans la province de zhejiang : l'une des usines de fabrication appartenant à jinko solar holding co a déversé de l'acide fluorhydrique dans la rivière mujiaquiao, entraînant la mort de centaines de poissons et de porcs appartenant aux agriculteurs des environs ainsi que et la contamination de leurs terres.

⁶⁰ (Cha, 2008)

Afin d'éviter que ce type de situation désastreuse pour l'environnement ne vienne à se répéter continuellement, il est de plus en plus question d'avoir recours à la "technologie des cellules solaires à couche mince", laquelle doit cependant encore être revue et améliorée en raison de son utilisation du cadmium (un métal lourd cancérigène et génotoxique capable de provoquer des mutations héréditaires) et du CIGS (Cuivre, Indium et Sélénium de Gallium). A ce jour, 90% des panneaux photovoltaïques sont encore construits sur base de polysilicium.⁶¹

Qu'en est-il du recyclage des panneaux photovoltaïques ?

En 2016, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a publié un rapport indiquant qu'au moins 250 000 tonnes de panneaux photovoltaïques se trouvaient dans des décharges dans différentes parties du monde. La même étude prévoit que d'ici 2050, le chiffre non négligeable de 78 millions de tonnes de déchets pourrait être atteint.



Figure 16 Illustration d'une décharge de modules photovoltaïques

62

L'Electrical institute power research institute (epr) a demandé que l'élimination finale des panneaux photovoltaïques ne se fasse pas directement dans des décharges, en raison de la très possible pénétration de matières toxiques dans le sol. Les entités de contrôle ne savent pas si un panneau photovoltaïque peut être considéré comme un déchet toxique ou non. Ce qui est

⁶¹ (U.Ebongb, April 2017)

⁶² (Natalichio, 2020)

incroyable dans cette histoire, c'est que l'on peut déterminer que le recyclage d'un panneau photovoltaïque peut être plus coûteux que la construction d'un nouveau.

Sur l'ensemble de la production, il est certain que seuls 10 % sont recyclés, tandis que les 90 % restants sont exportés vers les pays en développement, dont la plupart ne disposent pas de mesures de protection de l'environnement solides. En conclusion, un grave problème environnemental est transféré d'un pays « plus riche » vers un pays « plus pauvre ».

La société française VEOLIA est la seule usine de recyclage de silicium photovoltaïque au monde. Le scientifique Garvin Heath (Senior Environmental Scientist and Energy Analyst at National Renewable Energy Laboratory – University of California, Berkeley) propose l'utilisation de traitements thermiques ou chimiques pour séparer le verre des cellules de silicium, suivie de l'application d'autres techniques chimiques ou électriques pour séparer et purifier le silicium et divers métaux. "Ce que nous demandons, c'est ce que nous appelons un système de recyclage intégré de grande valeur", a déclaré M. Heath à GRIST. *"Une valeur élevée signifie que nous voulons récupérer tous les matériaux constitutifs qui ont de la valeur à partir de ces modules. Le terme "intégré" fait référence à un processus de recyclage qui peut s'attaquer à tous ces matériaux sans avoir à passer d'un recycleur à l'autre."*⁶³

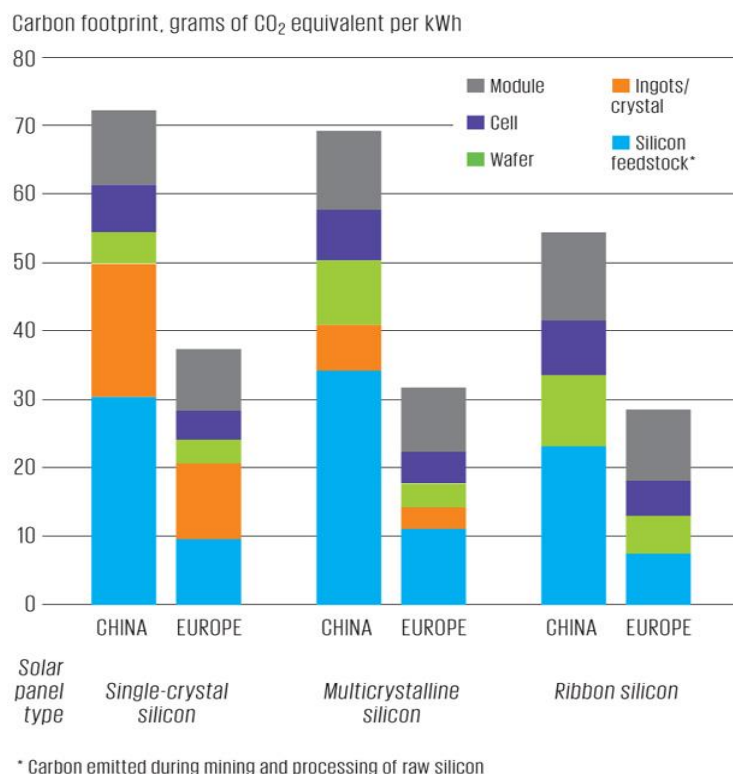
Comment mesurer l'impact environnemental du panneau solaire ?

Les chercheurs ont décidé de mesurer cet impact par la quantité de carbone qu'un panneau solaire peut générer lors de sa production. Un rapport publié en mai 2014 a montré que "l'empreinte carbone des panneaux photovoltaïques" construits en Chine représente presque deux fois celle de ceux fabriqués en Europe. (Laboratoire national d'Argonne dans l'Illinois et Université Northwestern)

« Si des panneaux photovoltaïques fabriqués en Chine y sont installés, la forte empreinte en carbone de l'énergie utilisée pour la fabrication de ceux-ci et l'énergie économisée par leur rendement s'annulent mutuellement. Le temps nécessaire pour compenser les émissions de gaz à effet de serre pendant la fabrication serait le même que le temps de récupération de l'énergie. Mais ce n'est pas le cas. La fabrication a lieu principalement en Chine et les panneaux sont souvent installés en Europe ou aux États-Unis. Avec une intensité en carbone deux fois plus

⁶³ (Garvin A. Heath, 2020)

élevée, il faut deux fois plus de temps pour compenser les émissions de gaz à effet de serre afin de rentabiliser l'investissement énergétique »⁶⁴.⁶⁵



66

Figure 17 Empreinte Carbone des modules photovoltaïques gramme de CO₂ par kWh

Qu'en est-il de l'eau ?

1,5 milliard de litres d'eau sont utilisés pour atténuer la poussière générée lors de la construction des panneaux photovoltaïques (dans le cas de projets d'une puissance de 230 à 550 mégawatts) et 26 millions de litres par an pour leur lavage. En janvier 2013, l'université d'Arizona a publié une étude qui montrerait que le lavage des panneaux photovoltaïques n'augmente leur efficacité que de 1 %.

Ces quantités d'eau sont cependant inférieures à celles utilisées pour refroidir les centrales électriques à combustibles fossiles.⁶⁷

L'association nationale des industries de l'énergie solaire a présenté un document intitulé "INDUSTRIE SOLAIRE ENVIRONNEMENT ET ENGAGEMENT DE RESPONSABILITÉ SOCIALE", lequel qui vise à imposer un protocole de prévention des accidents et des maladies

⁶⁴ (Louise, 2014)

⁶⁵ (Arango, 26 mai 2020)

⁶⁶ (ARANGO, 2020)

⁶⁷ (Adria E. Brooks, 2013)

professionnelles ainsi que de prévention de contrôle de la pollution environnementale engendrée par la production de panneaux photovoltaïques.⁶⁸

L'ONG "Silicon Valley Toxics Coalition" a pour sa part établi une classification (« score card ») de diverses entreprises productrices de panneaux photovoltaïques (issues des principaux pays dominant ce marché, à savoir : Chine, Allemagne, Malaisie, Philippines et États-Unis) en fonction de leur engagement environnemental. Les études et recherches ayant permis ce « ranking » ont été réalisées auprès d'entreprises y ayant participé sur base volontaire. Se retrouvent dans ce classement des entreprises telles que JINKO, TRINA, SUNPOWER, JA SOLAR, HANWHA Q CELLS, CS WISMAR, LG, WINAICO, SILFAB et AUO et YINGLI, lesquelles ont montré de grands progrès dans leur engagement environnemental.⁶⁹

Bien que nous continuions à considérer la production d'énergie solaire comme la panacée en matière de production d'électricité, nous ne pouvons cependant pas fermer les yeux sur une réalité : les panneaux photovoltaïques utilisés pour transformer l'énergie solaire en électricité ont également une face sombre en matière de responsabilité environnementale.

7.3 Aspect écologique des batteries

À l'avenir, les batteries pourraient générer une nouvelle crise environnementale majeure. Le monde avance à pas de géant et le besoin de batteries rechargeables est une vérité tangible. Il reste cependant encore beaucoup à faire. Le cycle de vie des batteries, depuis l'extraction des matériaux pour leur fabrication jusqu'à leur élimination finale, deviendra un casse-tête quotidien pour l'humanité.

Une étude réalisée par l'Union européenne⁷⁰ a montré que le processus de recyclage savoir leur collecte, leur stockage et leur transport tendent à annuler les bénéfices environnementaux, à tel point qu'on peut penser que le processus de recyclage serait même plus néfaste que leur fabrication. De plus, ces études ont montré que le processus de recyclage se concentre actuellement sur l'élimination des liquides dangereux plutôt que sur la récupération des matières premières.

Les étapes du cycle de vie d'une batterie sont généralement divisées en :

⁶⁸ (Solar Industry Environmental & Social Responsibility Commitment, s.d.)

⁶⁹ (Solarscorerecard.com, s.d.)

⁷⁰ (COMMISSION, 2019)

- a. Fabrication : extraction de matières premières, fabrication, transformation, conditionnement, distribution et transport ;
- b. Utilisation : utilisation/ et maintenance ;
- c. Fin de vie : gestion des déchets (recyclage, valorisation, mise en décharge...).

"Les impacts de la fabrication des batteries sont associés à plus de 99% par la production de la batterie, qui à son tour est associée à plus de 80% des impacts par l'extraction des matières premières. L'anode et la cathode sont les composants qui ont le plus d'impacts (plus de 95%), principalement en raison du cuivre dans l'anode (95% des impacts de l'anode) et des oxydes de manganèse et de lithium dans la cathode (80% des impacts de la cathode)".⁷¹

La Chine et la Corée du Sud sont à l'avant-garde du processus de recyclage, mais elles le font davantage pour récupérer des matières premières que pour la protection de l'environnement. En raison de la hausse importante des prix et des conditions politico-sociales de certains pays producteurs en particulier de la Bolivie et du Chili et qu'une quantité de matériaux récupérés comme le lithium, l'aluminium et le cuivre ne compense pas la forte demande mondiale.

Selon EUROSTAT, seulement 46% de toutes les batteries sur le marché de l'Union européenne sont recyclées. L'étude indique que le procédé pyrométallurgie utilisée en Suède pour le recyclage des ions lithium, le raffinage du cuivre, le cobalt et le nickel, produit d'énormes quantités de gaz à effet de serre. Cette procédure est plus polluante que le procédé hydro métallurgique utilisé ailleurs comme en Belgique.

L'extraction du cobalt en République démocratique du Congo et dans d'autres pays d'Afrique centrale a engendré des problèmes environnementaux majeurs, car les travaux d'extraction laissent derrière eux d'énormes quantités de déchets.

Dans un document intitulé « Évaluation de la répartition des métaux dans le sol et de l'impact environnemental de l'exploitation minière au Katanga (République démocratique du Congo) » rédigé par le géochimiste Oliver Pourret, il est explicitement indiqué que l'impact direct du cobalt sur la santé humaine est énorme car il est prouvé que le cobalt est hautement toxique⁷². L'extraction du lithium laisse également de graves conséquences environnementales en Amérique latine et plus particulièrement dans le triangle du lithium qui se situe entre

⁷¹ (Lahuerta, 2016)

⁷² (Olivier Pourret, 2016)

l'Argentine, le Chili et la Bolivie, qui produit plus de la moitié de l'approvisionnement mondial. Ce qui est inquiétant car cette région est considérée comme l'un des endroits les plus secs de la planète alors que l'extraction du lithium dans cette région consomme environ 1 500 000 litres d'eau par tonne de lithium (Le Salar d'Uyuni appelle la vie blanche, a été déclarée Patrimoine culturel de l'Humanité par l'UNESCO en 1991).⁷³

Dans le Salar de Atacama, au Chili, 65 % de l'eau de la région est consommée par l'industrie minière, ce qui met les agriculteurs en péril et les oblige à faire venir de l'eau de beaucoup plus loin.

En Bolivie, près de 70 % des réserves mondiales de lithium se trouvent dans le célèbre Salar Uyuni, qui couvre une superficie de 10 500 km² (soit l'équivalent de la superficie de deux départements français) et renferme la somme non négligeable de centaines de millions de tonnes de ce précieux métal.

"Dans le Salar de Atacama au Chili, les activités minières ont consommé 65 % de l'eau de la région"⁷⁴, selon une *étude de Wired*. Elle comporte également des risques de contamination importante. "L'extraction du lithium a des impacts environnementaux et sociaux importants, notamment en raison de la pollution et de l'épuisement de l'eau", a déclaré l'ONG *Friends of the Earth* en 2013⁷⁵.

Autre les problèmes environnementaux, il faut encore ajouter les problèmes éthiques que cela engendre. Les mauvaises conditions dans lesquelles travaillent de nombreux employés des mines - souvent des mineurs - sont également *plus que documentées*⁷⁶.

Le chercheur *Benjamin Hitchcock*, de l'ONG *London Mining*⁷⁷, souligne les impacts humains : "Il existe des communautés indigènes en Argentine et au Chili qui défendent leurs terres, leur eau et leurs écosystèmes contre les impacts destructeurs de l'extraction du lithium. Pour que la transition vers un système énergétique basé sur les énergies renouvelables soit juste, nous devons être solidaires avec ces communautés et ne pas permettre que leurs territoires ancestraux soient sacrifiés au nom d'une "société sans fil et sans combustibles fossiles" ».

⁷³ (https://conseils-thermiques.org/contenu/energie_active_reactive_apparente.php, 2020)

⁷⁴ (Zacune, 2013)

⁷⁵ (<https://www.bolivia-excepcion.com/tout-savoir/parcs-reserves-bolivie/sites-unesco>, 2020)

⁷⁶ (Palau, 2016)

⁷⁷ (Saul, 2019)

8 VARIANTES ET PERSPECTIVES

Dans ce chapitre, vous trouverez différentes perspectives sur l'évolution technico-économique que nous réserve l'avenir pour le secteur de l'énergie renouvelable et particulièrement les installations photovoltaïques couplés ou non aux batteries. Il est indéniable que nous vivons une période de transition dû à l'évolution de la technologie permettant la mesure de données quantitatives et que les enjeux économiques futures, telle que le montrent les médias, tourneront autour de la maîtrise de technique telle que les réseaux 5G, la maîtrise de l'intelligence artificielle et la collecte des données.

8.1 Le coût et le rendement des installations photovoltaïques

Le coût d'une installation photovoltaïque basée sur les technologies de silicium cristallin a considérablement diminué ces dernières années, tandis que leur rendement s'est amélioré pour approcher de la limite théorique fixée à 30%. Les constructeurs de modules photovoltaïques, ainsi que les universités, cherchent également de nouvelles façons de produire de l'énergie électrique renouvelable en utilisant d'autres types de matériaux permettant de modifier les propriétés de semi-conducteurs pouvant atteindre des rendements théoriques de 50%.

L'émergence d'une technologie disruptive améliorant la durée de vie d'un module ainsi que son rendement pourraient bouleverser les systèmes de productions énergétiques actuelles, à condition que celle-ci soit accessible au marché résidentiel.

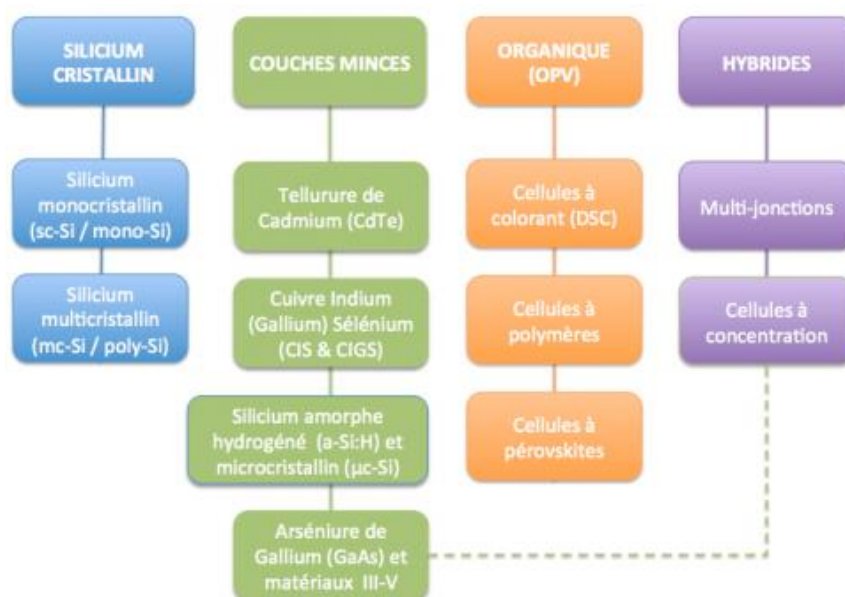


Figure 18 Illustration des différents types de technologies photovoltaïques

78

Nous pourrions pousser le raisonnement en imaginant des prosumers qui modifieraient leurs installations à la hausse en vue d'augmenter leurs consommations pour installer une pompe à chaleur ou d'autres équipements qui lui sont nécessaires.

Il est même envisageable que celui-ci constitue un réseau avec les habitations proche en revendant l'énergie directement à partir de son circuit domestique. Ceci aurait l'avantage de réduire les pertes thermiques sur le réseau de transport et de distribution et supprimant cette partie fixe de la tarification pour le consommateur connecté. Il est possible d'envisager une étude économique et législative approfondie sur le sujet.

8.2 Le coût des batteries

L'amélioration des systèmes de stockage mobiles (batterie de voiture électrique) a permis l'émergence depuis quelques années du marché de la voiture électrique. Celle-ci a permis une pression à la baisse sur les prix qui néanmoins reste insuffisante aujourd'hui pour une installation domestique sans subsides. Toutefois, dans l'avenir, d'autres éléments indépendants de la maturité technologique de la batterie pourraient avoir une influence sur le choix d'une installation de batterie ou non telle qu'une augmentation du prix du kWh.

8.3 Le prix du kWh électrique

Suite à l'accord du dernier gouvernement qui a confirmé l'arrêt des centrales nucléaires sur le territoire belge à l'horizon 2025, plusieurs incertitudes restent à explorer notamment en termes d'approvisionnement énergétiques et en termes du prix du kWh.

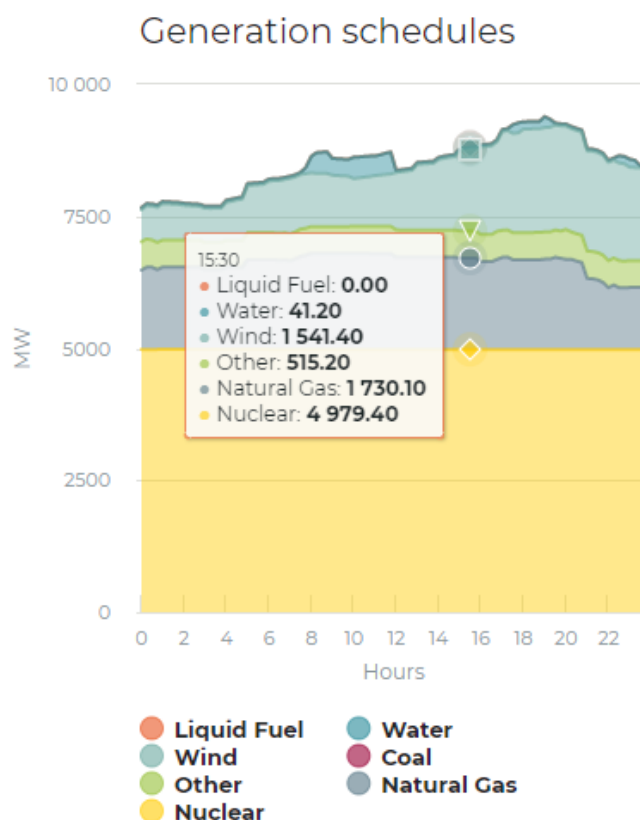


Figure 19 Illustration de la décomposition de la production d'énergie en Belgique

79

Elia, le gestionnaire de réseau de transport d'électricité permet un accès libre aux données du réseau électrique. La figure ci-dessus montre la part importante qu'occupe le nucléaire dans la production d'énergie électrique comparativement aux autres éléments (50 % de la production journalière).

Pour rappel, nous avons effectués une distinction entre la puissance intermittente et la puissance continue sur base de l'approvisionnement en matières premières et nous avons effectué la distinction entre la production contrôlable et incontrôlable sur base de la capacité d'arrêt du système.

L'énergie nucléaire possède la caractéristique d'être continue et devra être remplacée par une source continue permettant d'atteindre la production requise. Dans le cas contraire, plusieurs scénarios sont envisageables allant de l'achat d'énergie à l'étranger, l'utilisation d'un autre type d'énergie fossile, un plan de délestage, une méthodologie tarifaire horaire, ...

Comme l'illustre le graphique suivant issu du service public fédéral économie, l'état de la technologie des énergies considérées comme propres (énergie solaire, énergie éolienne, hydro-électricité) ne compensent absolument pas la perte du nucléaire. Toutefois, il est à noter que les saisons d'automne-hiver où l'énergie solaire fait défaut, l'énergie éolienne complète le manque à gagner et inversement durant les mois d'été. Cette question épineuse risque d'impacter les prix à la hausse de l'énergie électrique et potentiellement diminuer notre avantage concurrentiel par rapport aux autres nations.

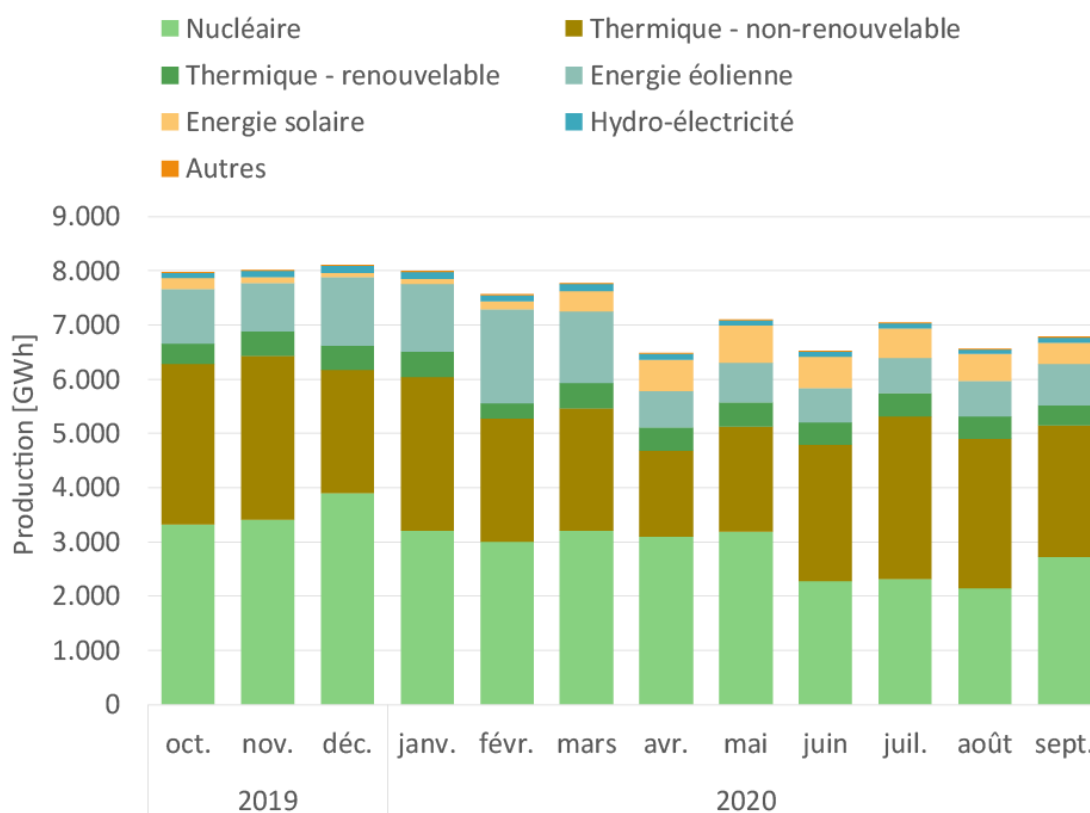


Figure 20 Illustration de la décomposition annuelle de la production énergétique

8.4 Les coupures de courants

Les coupures de courants, quel que soit leurs natures, entraînent des désagréments techniques et pratiques qui sont à éviter. Il est usage de les classer en coupures de courant involontaires et volontaires, détaillons ensemble ces deux situations.

Les coupures de courant involontaires sont dues à des problèmes techniques sur le réseau (déclenchement d'une protection, intempéries diverses, ...). Ces incidents arrivent rarement et leurs périodes temporelles s'étalent en générale de quelques minutes à rarement quelques heures.

Les coupures de courant volontaires sont des décisions discrétionnaires émanant du gestionnaire de réseau de transport ou du réseau de distribution. Elles font l'objet d'une annonce dans le cas d'un travail de maintenance du réseau dans le cadre du réseau de distribution. Tandis que pour le réseau de transport, on parlera d'un plan de délestage interrompant l'approvisionnement sur une région donnée pour plusieurs heures à plusieurs jours. Rappelons, que cette situation avait été envisagée lorsque la disponibilité des centrales avait été mise, mal suite aux problèmes techniques rencontrés.

Ces situations sont dommageables économiquement pour les clients résidentiels ou non. Dans le chapitre sur les batteries, nous avons établi que l'un des besoins en système de stockage, est l'adoption d'un système de secours visant à se prémunir du risque de rupture d'approvisionnement énergétique. Certains acteurs, hôpitaux notamment, le font depuis longtemps en adoptant des systèmes de secours basés soit sur des batteries soit sur des générateurs extérieurs. Il n'est pas exclu dans les années à venir, de voir une généralisation de ces méthodes de systèmes de secours. En effet, il pourrait envisager d'investir dans un système de stockage fixe ou mobile (voiture électrique) afin de se prémunir contre ce risque.

Admettons la situation suivante, le coût d'une installation de batterie a diminué fortement permettant un investissement rentable et le télétravail s'est généralisé massivement pour les emplois dit du secteur tertiaire. Quels sont les impacts des coupures de courant dans ce cas ? Il est à noter que le télétravail utilise massivement les réseaux filaires (lignes téléphoniques) ainsi que les réseaux sans files qui nécessitent d'être alimentés par l'électricité ce qui constitue une première raison d'installation de batteries. Une deuxième raison est que l'intensité d'usage

du réseau électrique de distribution et de transport augmente, dû à l'accroissement de la charge, ce qui peut conduire à une usure prématurée de certains équipements voire à leur défaillance (pensons aux équipements sensibles à la température ambiante) entraînant une coupure.

8.5 La confiance dans le législateur et les subsides

La confiance dans le législateur s'est grandement détériorée suite aux modifications des plans successifs qui ont réduit considérablement la rentabilité des projets. Aujourd'hui, il n'existe quasi plus de subsides et l'ajout de la taxe prosumer risque de dissuader les nouveaux entrants. Il serait intéressant dans les années à venir de quantifier l'impact économique de la mise en application de la taxe prosumer ainsi que la qualité de la confiance dans les contrats passés entre les acteurs du marché de l'énergie.

Il serait également intéressant de trouver des méthodes de calculs de subsides permettant une charge financière politiquement acceptable et suffisante pour les utilisateurs de réseau désirant devenir prosumer (avec ou sans batteries). Le législateur pourrait envisager de rémunérer l'injection de l'électricité à hauteur du prix de marché, toutefois cela demanderait également le respect de la législation en vigueur en termes de production et de fourniture énergétique. Citons notamment, la demande de contrôle de la stabilité du réseau à effectuer par la coordination des producteurs.

8.6 La domotique et les réseaux intelligents

L'état de la technologie nous permet aujourd'hui de connecter les objets et nous autorise à collecter des informations diverses. La gestion de l'électricité n'échappera pas à cette mutation technologique et sociétale par le biais de la domotique et des compteurs intelligents

. Il est envisagé globalement dans les domaines de recherche deux situations :

- le gestionnaire de réseau pilote les charges et les stockages à distance en disposant d'informations sur les productions décentralisées.
- l'utilisateur de réseau gère son autoconsommation au travers d'un logiciel centralisée permettant un contrôle à distance de ses circuits.

A situation retenue, on remarquera l'importance de la collecte des données et l'informatisation de la gestion de l'énergie. Il serait intéressant d'un point de vue technico-économique de développer des solutions s'inscrivant dans cette mutation technologique.

8.7 La voiture électrique

L'évolution de la technologie automobile commence à montrer une maturité dans la commercialisation de véhicules électriques, les rendant plus accessibles. La demande d'une transition énergétique pousse le pouvoir politique à amorcer une transition de l'énergie fossile vers une énergie électrique.

D'un point de vue technique, la voiture électrique peut être considérée comme une batterie, dans un système embarqué, qui tour à tour pourra devenir une charge ou une source pour les réseaux domestiques et par extension les réseaux de distribution. Aujourd'hui, les constructeurs automobiles, telle que Nissan ou Tesla proposent des solutions allant vers les réseaux intelligents. A l'avenir, nous pourrions imaginer des véhicules autonomes pour lequel le passager envisagera une autre expérience de transport avec une connexion internet lui permettant par exemple de se divertir ou de travailler. Il pourra également connecter son véhicule en vue de fournir de l'énergie au réseau domestique du lieu où il se rend. Nous pourrions envisager également le recyclage des batteries des véhicules électriques au sein des utilisateurs de réseau. D'un point de vue économique, on remarquera que dans ce scénario, il est important que les réseaux puissent absorber cet ajout d'équipements électriques. Deux situations sont possibles :

- Une augmentation des sources de productions centralisées classiques (centrales électriques)
- Une augmentation des sources de production décentralisées (installations photovoltaïques,...)

Dans le premier cas, il s'agit d'un investissement effectué par les producteurs d'énergies en vue de satisfaire les besoins énergétiques. Le dimensionnement de la centrale, se fera au travers de l'état de la technologie mais aussi de la rentabilité du projet.

Dans le deuxième cas, il s'agit d'un investissement effectué par les consommateurs d'énergie en vue de satisfaire les besoins énergétiques. Le dimensionnement de l'installation domestique, se fera au travers de l'état de la technologie mais aussi de la rentabilité du projet.

Dans les deux cas, le pouvoir politique pourrait conduire des politiques de subsides permettant d'alléger les coûts et d'assurer une stratégie de pilotage énergétique au niveau fédéral. Il serait intéressant d'analyser l'impact de l'achat d'un véhicule électrique qui se justifiera de cette double utilité (charge/source) en comparant les niveaux de subsides entre le véhicule électrique et la batterie. En vue d'apporter des informations complémentaires, il est envisagé que le législateur impose que les nouvelles voitures de sociétés après 2025 soient électriques.

9 LIMITES ET SUGGESTIONS D'ETUDES COMPLEMENTAIRES

L'étude réalisée présente les limites suivantes et pourrait faire l'objet d'études complémentaires.

1. Le compteur classique qui tourne à l'envers a été considéré dans l'étude alors que le gestionnaire de réseau (ORES) confirme l'obligation d'installer un compteur électronique après 2023 comme c'est déjà le cas aujourd'hui à Bruxelles et en Flandre à partir de 2021. L'optimum économique en fonction du dimensionnement devra être étudié bien que la rentabilité de l'installation est déjà considérablement grevée par la mise en place de la tarification pour l'utilisation du réseau.
2. On a vu que la création de micro-réseau où un prosumer distribuerait directement sa surproduction à ses voisins présente un avantage considérable, notamment la réduction des pertes en termes de transport d'énergie. Il serait intéressant de poursuivre la simulation d'un dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée en micro-réseau.
3. Le prosumer n'est actuellement pas rémunéré lorsqu'il produit plus qu'il ne consomme même si celui-ci dispose d'un compteur qui tourne à l'envers. Il pourrait être utile d'étudier l'optimum économique dans le cas où cela changerait dans le futur. Ceci pourrait conduire le prosumer à surproduire en utilisant la surface maximum de sa toiture et possiblement s'orienter vers des modules à plus hauts rendements.
4. La disparition des subsides et l'instauration de la tarification du réseau anéantissent quasiment l'intérêt d'une installation photovoltaïque malgré la diminution future des prix des modules où l'augmentation possible du coût de l'électricité. Il serait intéressant de se positionner en tant que gestionnaire du réseau pour proposer aux politiques une tarification ou des subsides qui seraient la plus intéressante économiquement pour éviter des investissements démesurés dans le réseau de transport et de distribution suite à caractère intermittent de ce type d'énergie. La préservation de l'environnement devra être un élément important qu'il faudra quantifier dans sa totalité. Le choix des subsides et tarification devra néanmoins être établi de façon à maintenir l'intérêt économique de l'investissement.
5. Nous avons déterminé dans le chapitre 7 que l'impact écologique est considérable. Il serait intéressant d'anticiper une future taxe qui compenserait de manière plus juste l'empreinte écologique de cette filière. L'impact économique d'une taxe de type

« recupel » que l'on pourrait évaluer à l'instar d'autres équipements domestiques devraient très probablement voire le jour.

6. Au chapitre 8, nous avons déterminé que la mise en place des voitures électriques va considérablement changer le paysage technico-économique du marché de l'électricité. Il serait intéressant d'effectuer une étude technico-économique qui prendrait en compte les conséquences de l'ajout de ces véhicules dans nos sociétés.
7. La présente étude s'est focalisée sur le choix technico-économique d'un particulier. Il serait intéressant de mener également l'étude pour d'autres consommateurs comme les industries ou des acteurs qui disposent d'une surface importante. En effet, les choix technologiques diffèrent avec une possibilité de s'orienter vers une technologie de silicium amorphe.
8. On a vu qu'une capacité de stockage d'énergie importante est requise pour stocker l'énergie produite en été afin de la restituer en hiver. Il serait intéressant d'évaluer la faisabilité technico-économique de technologie émergente prometteuse comme l'hydrogène qui pourrait en plus être utilisée comme énergie propre comme moyen de transport.
9. Il pourrait être intéressant de développer des abaques simples pour orienter les choix économiques des batteries en fonction du type profile de consommation journalier et mensuel de l'utilisateur. Le gain en autoconsommation attendue pourrait en effet être estimé.

10 CONCLUSION

Nous avons déterminé que d'un point de vue technique, il existe différents paramètres contrôlables et incontrôlables qui induisent des variations dans les installations photovoltaïques. Nous distinguerons dans nos conclusions l'installation photovoltaïque sans batterie et l'installation photovoltaïque avec batterie.

Tirons d'abord quelques généralités, la captation de la matière première au travers d'un choix de technologie doit être suffisante pour générer une différence de potentiel afin de produire la puissance nécessaire pour alimenter les circuits domestiques. Cette captation de la matière première est limitée par un rendement déterminé par le choix de la technologie, la localisation qui prend en compte la surface disponible, l'orientation et l'inclinaison de la surface, mais aussi le climat du lieu (température de l'air et irradiance solaire). Il est à remarquer qu'en Belgique, les périodes de production les plus importantes sont celles où les consommations sont les plus faibles et correspondent à l'été, tandis que les périodes où les consommations sont les plus fortes correspondent à la période de production les plus faibles à savoir l'hiver.

Abordons maintenant le cas d'une installation photovoltaïque sans batterie, le dimensionnement devra être effectué au mieux en égalant la consommation annuelle et la production annuelle. L'autoconsommation totale, dans ce cadre, est impossible à réaliser techniquement étant donné les contraintes de gestion que cela impliquerait. En effet, il faudrait saturer l'aire sur la courbe quadratique de production, ce qui demanderait une gestion contrôlée de la consommation, éliminant les choix des consommateurs. Toutefois, il est possible d'augmenter l'autoconsommation au-delà de 30% en allouant au mieux l'énergie produite pour les besoins des consommateurs.

Abordons maintenant le cas d'une installation photovoltaïque avec batterie, le dimensionnement de la batterie devrait se situer entre 1 et 1,5 millième de l'énergie produite. L'autoconsommation parvient à être totale sur une longue période couvrant les périodes de productions élevées, ce qui gonfle le niveau global d'autoconsommation annuelle, mais compte tenu de l'état actuel de la technologie accessible aux utilisateurs de réseau, les gains en volume d'énergie restent faibles. En effet, il est raisonnable de passer d'un niveau d'autoconsommation de 30 % à un niveau de 70 % sans atteindre des capacités utiles hors normes.

A l'avenir avec l'évolution de la technologie des batteries et leur accessibilité économique, nous pourrions envisager d'obtenir une autoconsommation totale en stockant l'énergie durant l'été pour la restituer en hiver.

Nous en concluons que l'autoconsommation totale n'est pas encore d'actualité en Belgique, étant donné l'état de la technologie actuelle qui ne permet pas un stockage massif de l'énergie électrique. Une fois, cette barrière technologie franchie, il serait envisageable de conduire de nouvelles simulations permettant de montrer les gains techniques. Ceci permet d'affirmer que d'un point de vue technique, de nombreux changements sont à venir dans les années futures qui entraîneront des modifications profondes favorisant ou défavorisant les unités de production décentralisées. D'autant plus qu'avec la disparition du nucléaire à l'horizon 2025, cette énergie devra être remplacée par une autre afin d'assurer l'approvisionnement. Dans le cas contraire, plusieurs solutions sont envisageables à savoir importer de l'énergie des pays voisins à hauteur du prix de marché, l'installation de nouveaux moyens de productions centralisés qui utilisent toujours un ensemble de mixte énergétique fossile ou des phases de délestages prévues sur le réseau. Quelle que soit la situation retenue, l'installation d'un système de batteries pour les clients résidentiels est une piste à envisager.

L'étude économique des installations photovoltaïques au travers de la simulation nous a montré différents points de vue intéressant que nous allons aborder dans les paragraphes suivants.

À l'heure actuelle, la littérature scientifique nous a montré que l'augmentation de l'autoconsommation a des répercussions sur l'ensemble des consommateurs qui sont actifs sur le réseau. Le modèle que nous proposons n'échappe pas à cette conclusion. En effet, dans le cadre d'un compteur électronique, l'énergie injecté sur le réseau par le prosumer n'est pas valorisée par celui-ci et est utilisée par les autres utilisateurs actifs sur le même circuit. Ceux-ci bénéficient de cette « énergie gratuite » car le volume injecté n'est pas un volume nécessaire à produire par les producteurs. Par agrégation de l'ensemble des volumes injectés, nous obtenons un gain de volumes d'énergie et donc des de moyens de productions centralisés non sollicités. Le marché de production d'énergie est organisé grâce à un classement des moyens de production en fonction de la croissance de leur coût de production. Grâce à ce système, les utilisateurs obtiennent donc une tarification de l'énergie moins élevée qu'elle ne devrait l'être.

Pour les consommateurs, ceci correspond à une solution qui améliore le bien-être collectif au détriment de la maximisation rationnelle et égoïste du prosumer.

Effectuons le raisonnement opposé, l'augmentation marginale de solutions d'augmentation d'autoconsommation, (installation avec batterie) entraîne une diminution de l'injection et permet une valorisation accrue de la production d'énergie du prosumer. Ce volume non-injecté devra être compensé par des moyens de production centralisés plus polluant. Pour les consommateurs, cette stratégie correspond à une solution de maximisation rationnelle et égoïste du prosumer au détriment du bien-être collectif. Ceci tend bien à démontrer le paradoxe que nous retrouvons en microéconomie, la rationalité individuelle conduit l'irrationalité collective et la rationalité collective conduit à l'irrationalité individuelle.

Maintenant que nous avons défini les conséquences sur le consommateur, nous pouvons parler des conséquences sur le réseau. Le gestionnaire de réseau a le monopole en termes de distributeur d'énergie. Analysons ensemble sa situation, le gestionnaire de réseau perçoit les coûts de transport et de distribution proportionnellement à l'énergie active circulant sur son réseau. Sa situation de monopole implique que quelle que soit la situation dans laquelle nous nous trouvons le gestionnaire percevra les coûts de transports et de distribution. Il renforcera même sa situation à l'horizon 2030, en percevant les coûts de transports et de distribution des prélèvements des prosumers et des autres consommateurs grâce à la généralisation de l'utilisation des compteurs intelligents. Cela permet de régulariser sa situation quelle que soit la situation retenue au départ à savoir une installation photovoltaïque avec ou sans batterie.

Maintenant que nous avons analysé les effets globaux sur les acteurs les plus importants sur les acteurs du réseau, revenons sur les prosumers. L'apparition de la taxe prosumer entraîne un recu des investissements avec et sans batteries, même en tenant compte des politiques de subsides les plus attrayantes qui sont en Flandre. Le consommateur pourrait arbitrer entre différents choix : un investissement dans une voiture électrique, un investissement dans un système domotique et un investissement dans une batterie. Bien que nous ayons déterminé que l'investissement dans un système avec une batterie, sans subsides appropriés, nous proposons l'étude de l'alternative suivante : un investissement dans une batterie multi usage. Cette alternative est cohérente avec la politique que souhaite menée les autorités à savoir une généralisation de la voiture électrique et ceux-ci pourraient proposer un subside intéressant

permettant même après fin d'utilisation du véhicule, un recyclage adéquat de la batterie. En effet, le véhicule électrique servirait à la fois de source et de charge mobile alimentant ou se chargeant aux endroits où ils se connecteraient.

La motivation principale de la promotion des énergies renouvelables est basée sur le fait qu'elles ne produisent pas de gaz à effet de serre. Cependant, nous avons relevés différents éléments qui contredisent ces propos. Tout d'abord, nous parlerons du caractère technique, nous avons défini que les productions photovoltaïques sont incontrôlables et intermittentes et ne permettent pas d'obtenir une autoconsommation totale. Elles devront donc être compensée par le mixte d'énergie classique basé sur les matières premières fossiles et fissiles, générant des gaz à effet de serre ou des déchets non désirés. Le caractère intermittent conduit également à un surdimensionnement du réseau de distribution. Nous devons également prendre en compte, que la production de modules photovoltaïques et des batteries, leurs transports et leurs recyclages sont énergivores et polluants comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents.

Il est à noter également que ce travail a permis de développer un simulateur complet d'énergie photovoltaïque reprenant les informations généralement utilisées dans la littérature scientifique. Ce simulateur permet de modéliser la gestion de l'énergie photovoltaïque ainsi que la prise en compte d'une batterie afin d'en mesurer les effets. Il a été développé afin de se tourner vers l'avenir et utilisable en fonction des caractéristiques spécifiques du futur prosumer.

11 Bibliographie

- (2020, mai 12). Récupéré sur <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/rendement-et-puissance-crete-des-cellules-photovoltaiques/>: <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/rendement-et-puissance-crete-des-cellules-photovoltaiques/>
- (2020, Mai 13). Récupéré sur <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>: <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>
- (2020, Mai 25). Récupéré sur <http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-autonome-1/effet-temperature-cellule-photovoltaique.php>: <http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-autonome-1/effet-temperature-cellule-photovoltaique.php>
- (2020, Novembre 11). Récupéré sur Contrepoints: <https://www.contrepoints.org/wp-content/uploads/2015/07/Lhydrog%C3%A8ne-cet-hallucinog%C3%A8ne-Annexe-1.pdf>
- (2020, Décembre 16). Récupéré sur <https://www.panneausolaire-info.be/prix-panneau-solaire>
- Adria E. Brooks, D. N. (2013, Janvier 1). The consequence of soiling on PV system performance in Arizona; Comparing three study methods. *ELSEVIER*, pp. 754-758.
- Agency, I. E. (2020, Décembre 14). Récupéré sur <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=DENMARK&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2PerCap>
- ARANGO, S. S. (2020, mai 26). Récupéré sur <https://ecosiglos.com/la-energia-solar-no-es-tan-verde-como-crees/>
- Arango, S. S. (26 mai 2020). « L'énergie solaire pollue plus que vous ne le pensez ». *ECOSIGLOS*.
- Arrigoni Aurian, H. L.-P. (s.d.). *Les installations photovoltaïques, conception et dimensionnement des installations raccordées au réseau*. Editions Eyrolles.
- Cha, A. E. (2008, Mars 9). Récupéré sur <https://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2008/03/08/AR2008030802595.html>
- COMMISSION, E. (2019). *on the evaluation of the Directive 2006/66/EC on batteries and accumulators and waste*.
- Consommation journalière d'un ménage moyen français*. (s.d.). Récupéré sur http://www.michamps4b.fr/tm_production_consommation_maison_positive.php
- CWaPE. (2020, JUIN 10). Récupéré sur <https://www.cwape.be/?lg=1&dir=1.1>
- CWaPE. (2020, JUIN 11). Récupéré sur <https://www.cwape.be/?dir=2.7.01>
- économie, S. (2020, décembre 14). Récupéré sur <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/lenergie-en-chiffres/production-mensuelle>
- ELIA. (2020, Septembre 20). Récupéré sur <https://www.elia.be/en/grid-data>
- Eric, F. (2016, décembre 06). Faut-il nettoyer ses panneaux photovoltaïques ? "non!", "c'est un fabricant de panneaux qui le dit". (RTBF, Intervieweur)

Garvin A. Heath, T. J. (2020). Research and development priorities for silicon photovoltaic module recycling to support a circular economy. *Nature Energy*.

Hansen Jean-Pierre, P. J. (s.d.). *Energie Economie et politiques*. Ouvertures économiques De Boeck.

<http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-autonome-1/effet-niveau-eclairage-cellule-photovoltaique.php>. (2020, Mai 20). Récupéré sur <http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-autonome-1/effet-niveau-eclairage-cellule-photovoltaique.php>

http://www.photovoltaique.guidenr.fr/faq_caracteristique-courant-tension.php. (2020, Mai 20). Récupéré sur http://www.photovoltaique.guidenr.fr/faq_caracteristique-courant-tension.php: http://www.photovoltaique.guidenr.fr/faq_caracteristique-courant-tension.php

https://conseils-thermiques.org/contenu/energie_active_reactive_apparente.php. (2020, Avril 03). Récupéré sur https://conseils-thermiques.org/contenu/energie_active_reactive_apparente.php

<https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>. (2020, Avril 04). Récupéré sur Texte inspiré de <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>

<https://www.bolivia-excepcion.com/tout-savoir/parcs-reserves-bolovie/sites-unesco>. (2020). Récupéré sur <https://www.bolivia-excepcion.com/tout-savoir/parcs-reserves-bolovie/sites-unesco>: <https://www.bolivia-excepcion.com/tout-savoir/parcs-reserves-bolovie/sites-unesco>

<https://www.insunwetrust.solar/blog/le-solaire-et-vous/panneau-solaire-autoconsommation/>. (s.d.).

https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/caracteristiques-des-panneaux-photovoltaiques/technologies-de-cellules-solaires-photovoltaiques/#les_filières_au_silicium. (2020, 05 02). Récupéré sur https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/caracteristiques-des-panneaux-photovoltaiques/technologies-de-cellules-solaires-photovoltaiques/#les_filières_au_silicium

<https://www.transenergie.eu/>. (2020, Mai 15). Récupéré sur <https://www.transenergie.eu/>

Lahuerta, I. H. (2016, Juin 20). ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA DEL PROCESO DE. *ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA DEL PROCESO DE*. Barcelone, Catalogne, Espagne: Escola Tecnica Superior d'Enginyeria de Camins, Canals i Ports.

Livos.be. (2020). Récupéré sur *Livos.be*

Louise, L. (2014, Mai 29). Récupéré sur <https://www.anl.gov/article/solar-panel-manufacturing-is-greener-in-europe-than-china-study-says>

Matagne, E. (2020, MAI 22). Récupéré sur <https://perso.uclouvain.be/ernest.matagne/SOLAIRE/SEM08/S08P09.HTM>

Natalichio, R. (2020, Août 16). Récupéré sur <https://www.ecoport.net/temas-especiales/basura-residuos/residuos/paneles-solares-basura-toxica/>

- Olivier Pourret, B. L.-P. (2016, Janvier). Assessment of soil metal distribution and environmental impact of mining in Katanga (Democratic Republic of Congo). *Assessment of soil metal distribution and environmental impact of mining in Katanga (Democratic Republic of Congo)*, pp. 43-55.
- Ores. (2020, Juin 20). , *Raccordement individuel au réseau de distribution d'électricité, 7 étapes pour ne rien laisser au hasard*. Récupéré sur www.ores.be: www.ores.be
- Palau, A. (2016, Février 10). Récupéré sur RFI: <https://www.rfi.fr/es/economia/20160210-los-minerales-de-sangre-materia-prima-de-los-celulares-panneau-solaire-autoconsummation>. (s.d.). Récupéré sur <https://www.insunwetrust.solar/blog/le-solaire-et-vous/panneau-solaire-autoconsummation/>
- Photovoltaïque info. (2020, Octobre 22). Récupéré sur <https://www.photovoltaïque.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/caracteristiques-des-panneaux-photovoltaïques/technologies-de-cellules-solaires-photovoltaïques/>
- Post, W. (s.d.). Récupéré sur <https://www.washingtonpost.com/wp-yn/content/article/2008/03/08/AR2008030802595.html>
- PROSUMER, C. -F. (2020, MAI 11). Récupéré sur <https://www.cwape.be/docs/?doc=3098>
- Saul. (2019, Septembre 16). Récupéré sur <https://londonminingnetwork.org/2019/09/new-report-exposes-mining-industrys-greenwashing/>
- Solar Industry Environmental & Social Responsibility Commitment*. (s.d.). Récupéré sur <https://www.seia.org/research-resources/solar-industry-environmental-social-responsibility-commitment>
- Solarscorerecard.com*. (s.d.). Récupéré sur <http://www.solarscorecard.com/2018-19/analysis.php>
- Sylvain Quoilin, K. K. (2016). Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment,. *Applied Energy ELSEVIER*, 58-67.
- Synergrid. (2019). *Que faire si mon installation de production photovoltaïque se déconnecte régulièrement du réseau ?*
- SYNERGRID. (2020, JUIN 03). Récupéré sur http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17002&language_code=FRA
- SYNERGRID. (2020, JUIN 04). Récupéré sur <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17003>
- Théodore, W. (s.d.). *Electrotechnique*. Deboeck Université.
- Thomas, M. (2014). Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation en fonction des différentes technologies. Paris, France: Université Paris-Sud - Paris XI.
- U.Ebongb, T. D. (April 2017). A review of thin film solar cell technologies and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Pages 1286-1297.
- Zacune, J. (2013, février). *LITHIUM*. Récupéré sur http://www.foeeurope.org/sites/default/files/publications/13_factsheet-lithium-gb.pdf

12 ANNEXES

12.1 Notions theoriques et methodes de resolution

12.1.1 Grandeurs usuelles

12.1.1.1 La différence de potentiel

Le rôle des sources d'électricité est de transformer l'énergie mécanique, chimique, thermique ou radiante en énergie électrique. Elles réalisent cette transformation en maintenant constamment entre leurs deux bornes une différence dans la population d'électrons. Elles soutirent des électrons d'une borne et les accumulent sur l'autre ; une borne aura donc un manque d'électrons tandis que l'autre présentera un surcroît d'électrons. La première sera donc positive car la charge des noyaux des atomes ne sera plus exactement équilibrée par celle des électrons ; tandis que la surabondance d'électrons négatifs à la deuxième borne lui donnera une charge électrique résultante négative. Il est important de noter que ces générateurs d'électricité ne créent pas d'électricité, comme une pompe hydraulique ne fabrique pas d'eau ; l'électricité comprend la distribution et le mouvement des électrons localisés dans la matière. Lorsque les deux bornes d'un appareil présentent respectivement un défaut (+) et un excès (-) d'électrons, on dit qu'il existe entre elles une différence de potentiel (en abrégé d.d.p.). Cette différence de potentiel électrique est très souvent appelée tension électrique ou force électromotrice. L'unité de symbole international (SI) de potentiel électrique (ou tension) est le volt (symbole V) et se représente par le symbole U ou V et se mesure à l'aide d'un voltmètre.⁸¹

Remarquons que le système transforme de l'énergie disponible, mais non exploitable, en de l'énergie exploitable grâce aux appareils situés en aval appelés charges et pour cela une différence de potentiel est nécessaire. A contrario, s'il n'y a pas de d.d.p. aucun phénomène physique ne se produira à savoir une circulation d'électrons. A ce stade, il est important de remarquer qu'au plus la tension électrique est élevée au plus il est possible de faire circuler des électrons et donc d'avoir une intensité élevée. Nous verrons dans les paragraphes suivants que cela se vérifie, par exemple, dans l'étude des réseaux.

En électrotechnique, il est d'usage de parler de sources et de charges, les sources « créent » une différence de potentiel et les charges « absorbent » celle-ci. *Les appareils qui reçoivent et*

81 (Théodore)

transforment l'énergie électrique produite par les générateurs se nomment charges. Il existe 3 grands types de charges :

- a) Les charges qui transforment l'énergie électrique en énergie mécanique.*
- b) Les charges thermiques qui transforment l'énergie électrique en énergie calorifique.*
- c) Les charges chimiques qui transforment l'énergie électrique en énergie chimique.*

Cependant, Il existe bien d'autres appareils et dispositifs qui agissent comme charges électriques et qui parfois combinent ces 3 grands types de charges.

12.1.1.2 Le courant et le circuit électrique

Le courant est défini comme un mouvement d'ensemble des électrons libres, celui-ci constitue le courant électrique créé par la différence de potentiel. Il existe deux types de courant : le courant continu où les électrons circulent toujours dans le même sens et le courant alternatif où les électrons changent périodiquement de sens de circulation. La mesure de l'intensité du courant est exprimée en ampères (A) dans le système international (SI) et correspond aux nombres d'électrons passant en un point donné du circuit pour une unité de temps définie. L'ampère correspond à un coulomb (C) par seconde (s) et se mesure à l'aide d'un ampèremètre.⁸²

Le circuit électrique est l'élément de référence d'analyse systémique en électrotechnique. Il sera toujours composé d'une ou plusieurs sources, de plusieurs conducteurs, d'une ou plusieurs charges de sorte à créer une forme fermée appelée circuit.

Il est nécessaire de distinguer deux considérations importantes lors de l'analyse du circuit :

- Comprendre l'impact marginal de l'ajout d'un composant (source ou charge) en vue d'en déterminer les conséquences sur le système.
- Comprendre l'incidence du type d'association dans le circuit sur les grandeurs fondamentales.

L'étude de chaque combinaison d'éléments conduit à des caractéristiques électriques différentes qui ont une utilité dans les applications techniques couvrant le large domaine de l'électricité.

⁸² (Théodore)

Maintenant que nous avons approfondi les notions fondamentales que sont la tension et l'intensité du courant, nous étudierons les relations qui les lient à savoir la puissance électrique et la loi d'Ohm. Ensuite, nous étudierons une méthode d'analyse globale pour l'ajout de composants dans un circuit.

12.1.1.3 La puissance électrique et l'énergie électrique

La puissance se définit comme un rapport entre le travail (W) exprimé en joules (J) et l'unité de temps (s). Un circuit électrique est défini comme l'ensemble des éléments permettant de transformer de l'énergie non exploitable, avec une puissance non exploitable, en de l'énergie exploitable qui permet de développer une puissance exploitable. Il est donc nécessaire de mesurer cette puissance dont l'unité est le watt (W) dans le système international. Elle se définit comme étant le produit de la tension et de l'intensité du courant.

En effet, la tension est une d.d.p. et est vue comme la force exercée sur les électrons libres leur permettant ainsi un déplacement durant une unité de temps, c'est la définition du travail électrique effectué au sein du circuit. L'intensité du courant est définie comme le « débit » d'électrons libres par unité de temps. En effectuant le produit des deux grandeurs fondamentales et par le jeu des simplifications, on retrouve un travail (W) par unité de temps (s) et donc une puissance.⁸³

$$P = \frac{W}{C} \times \frac{C}{t}$$

$$P = U \times I$$

En électrotechnique industriel et domestique, la puissance est une notion très importante : elle permet de dimensionner les sources, de mesurer la consommation effectuée par chaque appareil et elle sert de référence pour les différents calculs comme nous le verrons dans les prochains paragraphes.

Cependant, il est nécessaire de définir deux unités de mesures dérivées de la puissance qui seront nécessaires dans les paragraphes à venir :

Le kilowattheure : Il s'agit du volume de puissance consommé c'est-à-dire celui produit par une source et consommé par des charges. Il sert de référence pour la tarification et représente

83 (Théodore)

le travail électrique exprimé en joules (J). En d'autres mots on facture l'énergie qui est consommée par les charges.

$$W = kW \times t$$

Le watt par mètre carré : Il s'agit de l'unité de mesure de la puissance de l'énergie radiante sur une surface d'un mètre carré, indépendamment de la forme de celle-ci. On parlera du terme d'irradiance.

12.1.1.4 La loi d'Ohm et les lois de Kirchhoff

Nous avons abordé auparavant deux considérations importantes : le type d'association et l'ajout marginal de composants. Ces deux considérations peuvent être étudiées en même temps grâce à l'utilisation de la loi d'Ohm et des lois de Kirchhoff.

12.1.1.5 La loi d'Ohm

La loi d'Ohm permet de relier les grandeurs suivantes : la tension, l'intensité du courant et la résistance. Nous avons défini la tension et l'intensité du courant mais pas encore la résistance. Elle est définie comme suit : *la résistance d'un corps quelconque est l'opposition qu'il offre au passage du courant, la résistance se représente par le symbole R et se mesure en Ohm (Ω) dans le système international*. Nous pouvons maintenant formuler la loi d'Ohm comme : *le rapport entre la tension appliquée aux bornes d'un conducteur et le courant qui le parcourt est un nombre constant*. Dans l'organisation des circuits, à partir d'une mesure de l'intensité à l'aide d'un ampèremètre et de celle de la tension à l'aide d'un voltmètre, on détermine la résistance totale du circuit et on en déduit les résistances de chacun des composants ⁸⁴. A ce stade, il est important de distinguer deux éléments :

Ces mesures se font selon des conditions de température fixe. Il existe une relation entre la température et la résistance appelée la loi de Matthiessen.

Ces mesures peuvent se faire sur l'ensemble des éléments d'un circuit. Les sources possèdent une résistance interne et les conducteurs ont leurs lois propres appelées loi de Pouillet qui tient compte du matériau conducteur considéré.

84 (Théodore)

12.1.1.5.1 La loi d'Ohm :

$$R = \frac{U}{I}$$

Où :

R : la résistance mesurée en Ohm (Ω)

U : la tension aux bornes de l'élément mesurée en volts (V)

I : l'intensité du courant circulant dans l'élément mesurée en ampères (A)

Ceci nous fait prendre conscience du caractère universel de la loi qui lie les deux grandeurs fondamentales et qui sera utilisée dans l'étude des circuits comme nous le verrons dans le prochain paragraphe.

12.1.1.5.2 Les lois de Kirchhoff

Lors de l'étude d'un circuit, nous devons distinguer les éléments groupés en série et les éléments en parallèle.

-Les appareils électriques sont raccordés en série lorsque la borne de l'un est connectée avec la borne du suivant de façon à réaliser une chaîne. Dans ce type d'associations l'intensité du courant est la même dans tous les composants et la tension totale du circuit se définit comme la somme des tensions aux bornes des charges et est égale à la tension aux bornes de la source.⁸⁵

-les appareils électriques sont raccordés en parallèle lorsque leurs bornes sont connectées aux deux mêmes points. Dans ce type d'association, la tension est la même dans tous les composants et l'intensité totale du circuit se définit comme la somme des intensités des courants absorbés par les charges et est égale à l'intensité du courant débité par la source.⁸⁶

Il n'est pas toujours aisé de distinguer les associations en série et en parallèle, nous devons donc utiliser une méthode plus générale de résolution à savoir les lois de Kirchhoff. Voici les énoncés de ces deux lois :

1)-La loi des mailles indique que la somme algébrique des tensions dans une boucle fermée d'un circuit est égale à zéro.

⁸⁵ (Théodore)

⁸⁶ Ibid

2)-La loi des nœuds indique que la somme algébrique des intensités de courant qui arrivent à un nœud est égale à la somme des intensités de courant qui en partent.

Les lois de Kirchhoff, combinées à la loi d'Ohm, permettront de réduire un circuit électrique à un ensemble d'équations linéaires, ou non, et pouvant être résolues soit à l'aide d'une méthode de substitutions pour les petits circuits, soit par les méthodes de résolutions matricielles pour les plus grands circuits. Cette méthode de résolution renseignera toujours les grandeurs fondamentales que sont la tension électrique et l'intensité du courant.

En conclusion, nous avons défini une boîte à outils permettant d'être utilisée dans une procédure générale amenant à une résolution des circuits. Celle-ci nous permettra de calculer l'ensemble des éléments dont nous avons besoin en fonction des contraintes que nous rencontrerons notamment lors de la combinaison de plusieurs éléments ou de la connexion de circuits. Ces éléments nous permettront de déterminer le rendement énergétique des circuits créés comme dans le cadre d'une installation photovoltaïque.

12.2 Le réseau domestique

Avant d'intégrer la notion d'une installation photovoltaïque, nous devons approfondir notre boîte à outils. Nous prendrons en compte les types de courant et la compréhension du fonctionnement d'un réseau qui alimente les circuits domestiques ainsi que leurs distinctions. Nous verrons comment sont affectées les différentes grandeurs physiques en fonction du type de courant retenu.

12.2.1 Les types de courant

Au point précédent, nous avons introduit la notion de courant continu et de courant alternatif dans les différents types de sources. Nous poursuivrons notre étude du courant alternatif dont la définition est : le courant où les électrons changent périodiquement de sens de circulation. La différence entre le courant continu et le courant alternatif réside dans la périodicité du phénomène, une amplitude maximale et minimale et un angle de déphasage.

12.2.1.1 Le courant continu

Le courant continu caractérise une source dont l'intensité du courant est constante dans le temps. Les sources possédant ces caractéristiques sont principalement les batteries, les modules

photovoltaïques et les piles. Pour les piles et batteries on parlera de la notion d'ampères heures, un exemple est celui d'une batterie automobile avec une différence de potentiel de 12 V et possédant un débit constant de 60 ampères-heures, elle dispensera donc une énergie de 720 joules ou de 0,720 kWh.

Dans le cadre des modules photovoltaïques, nous sommes dépendants de l'intensité des photons qui traversent ceux-ci. A flux lumineux de puissance constante, on retrouve bien une intensité de photons constante sur un intervalle de temps créant ainsi une source de courant continu.

12.2.1.2 Le courant alternatif

12.2.1.2.1 La périodicité

Elle est définie comme la plus petite unité de temps entre deux phénomènes identiques. Elle est notée T et s'exprime en secondes. Elle n'est pas utilisée telle quelle en électrotechnique, on préférera la notion de fréquence (f) exprimée en Hertz (Hz) voire parfois de pulsation (ω) qui constitue une fréquence angulaire exprimée en radians par seconde (rad.s^{-1}). Ces deux notions sont liées à la périodicité par les formules suivantes :

$$f = \frac{1}{T}$$
$$\omega = 2\pi f \text{ ou } \frac{2\pi}{T}$$

Pour mieux comprendre, utilisons l'analogie d'un véhicule se déplaçant sur un cercle de rayon unitaire à vitesse constante à partir d'un point de départ déterminé. Un individu avec un chronomètre comptabilisera le temps nécessaire pour revenir à ce point départ, on parlera de la période (T) nous permettant de déterminer la fréquence d'apparition du véhicule en hertz (Hz). On mesurera le déplacement parcouru par le véhicule sur le cercle exprimé en radian (rad) en y associant une mesure de temps en secondes (s), le rapport des deux unités renvoie à la notion de vitesse. On parlera alors de vitesse angulaire, car le véhicule décrira toujours un angle compris entre le centre du cercle, son point de départ et le point où il se situe. Cet angle est toujours compris entre 0 et 2π radians.

12.2.1.2.2 L'angle de déphasage

Un circuit alimenté en courant alternatif a un comportement différent d'un circuit alimenté en courant continu car l'intensité et la tension sont déphasées, ou non, d'un angle Phi (φ) en fonction des composants introduits dans le circuit. Ceux-ci peuvent avoir un comportement

purement résistif (pas de déphasage), purement capacitif (l'intensité du courant est en retard de $\pi/2$) ou purement inductif (l'intensité du courant est en retard de $\pi/2$).

Il est à noter que la combinaison de ces différents éléments conduit à des angles de déphasages différents et que chaque appareil n'est pas toujours purement capacitif, résistif ou inductif. Une valeur globale d'angle de déphasage est donnée pour chaque appareil composant le circuit. Concrètement, le déphasage indique un décalage dans l'atteinte de valeurs de crêtes (valeur maximale et minimale) entre la tension et l'intensité du courant.

12.2.1.2.3 L'amplitude

En courant alternatif, la tension, l'intensité du courant et la puissance oscillent entre deux valeurs : une valeur maximale et une valeur minimale, celles-ci constituent les valeurs de crêtes atteintes périodiquement.

Grâce à ces informations, il est possible de modéliser à l'aide d'une sinusoïdale les comportements de la tension, de l'intensité du courant mais aussi de la puissance dont les paramètres sont la fréquence, l'amplitude et le déphasage permettant de mesurer des valeurs instantanées de ces différentes grandeurs.

Notons que dans la réalité, il existe d'autres types de courant alternatif qui ne sont pas sinusoïdaux, ils sont utilisés dans des applications précises et ne seront pas étudiés dans ce travail.

12.2.1.2.4 La tension efficace, l'intensité du courant efficace

La tension efficace et l'intensité du courant efficace correspondent aux valeurs moyennes des valeurs instantanées des tensions et des puissances et se calculent à l'aide des formules suivantes.

$$U_{\text{eff}} = \frac{U_{\text{max}}}{\sqrt{2}}$$

Où :

U_{max} : valeur de crête de la tension exprimée en volts (V)

U_{eff} : valeur efficace de la tension exprimée en volts (V)

$$I_{\text{eff}} = \frac{I_{\text{max}}}{\sqrt{2}}$$

Où :

I_{max} : valeur de crête de l'intensité du courant exprimée en ampères (A)

I_{eff} : valeur efficace de l'intensité du courant exprimée en ampères (A)

12.2.1.3 Les types de puissances

Dans le paragraphe précédent, nous avons déterminé qu'en fonction des éléments placés dans un circuit alimenté par une source de courant alternatif, cela modifiait le comportement de déphasage entre la tension et le courant. On retrouve cette influence dans le calcul des puissances où l'on distinguera la puissance apparente, la puissance active et la puissance réactive.

12.2.1.3.1 La puissance apparente

Elle correspond à la puissance demandée et fournie par la source pour combler à la fois la puissance utilisée par les appareils mais aussi la puissance réactive qui peut être considérée comme une perte. Elle s'exprime en volt-ampères (VA) et se calcule comme suit

$$S = U_{\text{eff}} \times I_{\text{eff}}$$

Où :

S : puissance apparente en VA

U_{eff} : valeur efficace de la tension exprimée en volts (V)

I_{eff} : valeur efficace de l'intensité du courant exprimée en ampères (A)

12.2.1.3.2 La puissance active

-La puissance active : elle correspond à la puissance qui sera effectivement utilisée par le consommateur au travers de la consommation de ces charges. Elle s'exprime en watts (W).

$$P = U_{\text{eff}} \times I_{\text{eff}} \times \cos \varphi$$

Où :

P : puissance active exprimée en watts (W)

U_{eff} : valeur efficace de la tension exprimée en volts (V)

I_{eff} : valeur efficace de l'intensité du courant exprimée en ampères (A)

$\cos \varphi$ = cosinus de l'angle de déphasage entre la tension et l'intensité

12.2.1.3.3 La puissance réactive

-La puissance réactive : elle correspond à la prise en compte de composants particuliers dans une installation d'un bâtiment ou d'une habitation et constitue une perte pour le consommateur et le producteur. Elle s'exprime en VAR (Volt-ampère réactif).

$$Q = U \times I \times \sin \varphi$$

où :

Q : puissance réactive exprimée en volt-ampère réactif (VAR)

U_{eff} : valeur efficace de la tension exprimée en volts (V)

I_{eff} : valeur efficace de l'intensité du courant exprimée en ampères (A)

$\sin \varphi$ = sinus de l'angle de déphasage entre la tension et l'intensité

On retrouve ces éléments liés par l'angle phi, celui-ci détermine le triangle des puissances.

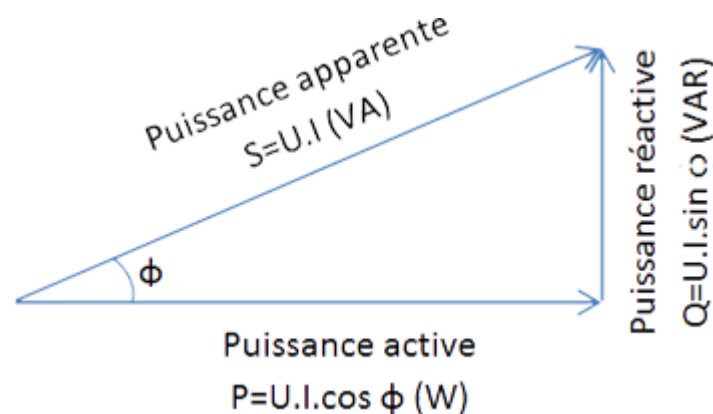


Figure 21 illustration du triangle des puissances démontrant l'importance de l'angle Phi

87

Dans la pratique, la fiche signalétique des appareils renseigne le cosinus de l'angle Phi (φ) permettant de déterminer la puissance active et la puissance réactive. Sachant qu'il est possible d'additionner les puissances actives et les puissances réactives, on peut déterminer la puissance apparente à l'aide du théorème de Pythagore.

Ces notions permettent au producteur de dimensionner sa production et de répondre à la question quelle(s) quantité(s) de puissance(s) dois-je fournir au réseau et par extension de raisonnement quelle énergie sera mise à la disposition des consommateurs. Le producteur a un accès à l'information de consommation via le fournisseur qui mesure la consommation de l'énergie active qu'il facturera au client. Quant au consommateur, il dimensionnera sa

87 (https://conseils-thermiques.org/contenu/energie_active_reactive_apparente.php, 2020)

consommation en cherchant le compromis entre ses besoins et son budget et la puissance que veut bien lui concéder le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Notons qu'il s'agit d'un équilibre de coopération à déterminer, sur le réseau, entre les différents acteurs du marché de l'énergie tout en répondant aux contraintes de chacun.

12.2.1.4 Le réseau de distribution et le réseau domestique

Au sein d'une habitation domestique ou d'un bâtiment industriel, on dispose de circuits formés principalement de charges et dimensionnés par les consommateurs. L'ensemble de ces circuits sont connectés entre eux qui sont eux-mêmes connectés au réseau. L'interface entre le producteur (premier élément de la chaîne) et le consommateur (dernier élément de la chaîne) est le compteur électrique installé pour chaque point de raccordement qui mesure l'énergie active consommée.

Le réseau est un support de transport de l'énergie allant de la source (une centrale) au lieu de consommation. Après différentes transformations en tension, l'énergie arrive sur le réseau de distribution dont la tension et la fréquence sont identiques pour tous les consommateurs situés sur un circuit, on distinguera un réseau monophasé et un réseau triphasé.

L'intensité et la puissance sont définies contractuellement en fonction des besoins de chacun des consommateurs. Le réseau fournit à tous les paramètres suivants : une fréquence de 50 Hz et une tension efficace de 230 V. Pour les besoins du point de raccordement A, il est nécessaire de fournir une intensité efficace de 40 A ce qui conduit à une puissance apparente de 9,2 kVA et pour les besoins du point B, il faut une intensité efficace de 30 A conduisant à une puissance apparente de 6,9 kVA. La puissance d'un raccordement est exprimée en kVA car le GRD ne connaît pas les circuits des consommateurs qui détermineront les angles ϕ respectifs des points de raccordement A et B.

12.2.1.4.1 Le réseau monophasé

Une phase représente une paire de deux conducteurs donnant une différence de potentiel. Le réseau monophasé est donc un réseau comportant une seule phase (L1-L2) dont la différence de potentiel est de 230 V en valeur efficace.

12.2.1.4.2 Les réseaux triphasés

Les réseaux triphasés sont répartis en réseau avec neutre distribué et neutre non distribué. La distinction entre les réseaux triphasés est donc ce conducteur neutre qui permet de distribuer

des différences de potentiels distinctes. Le point neutre se constitue au niveau de la source, il rassemble l'ensemble des sorties des conducteurs en un seul point qui, à l'équilibre, ne dispose pas de différence de potentiel. Les courants circulants dans ce conducteur sont déphasés de 120 degrés l'un par rapport à l'autre et leurs sommes vectorielles sont nulles.

Un réseau triphasé sans neutre distribué comme son nom l'indique distribue 3 phases L1, L2 et L3 où les différences de potentiels entre chaque paire de conducteurs a une valeur de 230 V, il s'agit des tensions simples.

Pour un réseau triphasé avec neutre distribué dont les différences de potentiels entre L1, L2 et L3 valent 400 V, on parlera de tensions composées. On parlera de tensions simples dans le cas où les différences de potentiels entre L1, L2, L3 et le conducteur neutre valent 230 V. Observons que nous disposons de 6 possibilités différentes pour alimenter les circuits.

Il faut savoir que l'ensemble des appareils, principalement industriels, fonctionnent sous une double tension par exemple 230 V/400V. La relation liant les deux tensions vaut la racine carrée de 3. Cette plage se retrouve dans le cadre d'un réseau triphasé + neutre et vaut 230V/400V. La connexion suit une règle qui détermine un choix entre 2 types de connexions : la connexion étoile et la connexion triangle. Si la tension la plus élevée du réseau correspond à la tension la plus basse de l'appareil, alors on connectera en triangle ; ce montage permet de garder une tension égale. Si la tension la plus élevée du réseau correspond à la tension la plus haute de l'appareil alors on connectera en étoile ; ce montage permet de diviser la tension par la racine de 3. Ce type de connexion est propre aux réseaux triphasés et doit être prise en compte pour le bon fonctionnement du réseau domestique.

Il est à noter que le type de réseau, dans lequel on se situe, conditionne le dimensionnement d'une installation électrique domestique notamment au niveau du type de câble utilisé mais aussi au niveau de la connexion des appareils.

En conclusion, nous disposons d'une puissance en courant alternatif fournie contractuellement par le gestionnaire de réseau et qui sera utilisée par les appareils situés sur les circuits domestiques selon leurs cosinus phi. L'énergie active sera mesurée par le compteur mis à disposition du consommateur et facturée au prix convenu à l'avance avec le fournisseur

d'énergie. Celui-ci possède un mandat de représentation pour acheter une quantité d'énergie électrique auprès du producteur. Ceci correspond au fonctionnement classique d'un réseau électrique de distribution d'énergie allant du producteur au consommateur. Nous allons maintenant ajouter une installation photovoltaïque dans ce système et déterminer l'impact que cela aura en termes de facturations énergétiques, à savoir la mesure de la consommation d'électricité.

12.3 La cellule photovoltaïque

Le système photovoltaïque repose sur l'effet photoélectrique découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839. Ce phénomène se base sur l'absorption de photons dans un matériau semi-conducteur que constitue la cellule photovoltaïque qui génère alors une tension⁸⁸.

Cette définition introduit deux notions que sont les matériaux semi-conducteurs et la cellule photovoltaïque. Nous allons détailler ces deux notions en vue de comprendre la technologie qui permet la transformation énergétique.

12.3.1 Les matériaux semi-conducteurs

Un matériau semi-conducteur est un matériau dont la conductibilité électrique peut varier en fonction des conditions dans lesquelles il se trouve. C'est la mécanique quantique et la théorie des bandes d'énergies qui permettent d'expliquer ce comportement. Schématiquement, le phénomène peut être représenté de la manière suivante : le niveau d'énergie d'un électron d'un atome ne peut prendre qu'un certain nombre de valeurs discrètes. Ces plages sont appelées "bandes d'énergie". Suivant leur niveau d'énergie, les électrons peuvent soit se trouver dans une bande de valence soit dans une bande de conduction. Dans le premier cas, ils contribueront aux liaisons de l'atome, dans l'autre, à la conductibilité du matériau. Entre ces bandes, il existe des bandes dites "interdites", correspondant aux valeurs énergétiques que l'électron ne peut prendre.⁸⁹

Pour les matériaux conducteurs, cette bande interdite n'existe pas. Les électrons de liaison contribuent alors directement à la conductibilité. Pour les matériaux isolants, cette bande est quasi infranchissable tant l'énergie nécessaire est importante. Pour les semi-conducteurs, cette

⁸⁸ (<https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>, 2020)

⁸⁹ Ibid

bande interdite est suffisamment petite pour permettre un passage aisé des électrons de la bande de valence à la bande de conduction.⁹⁰

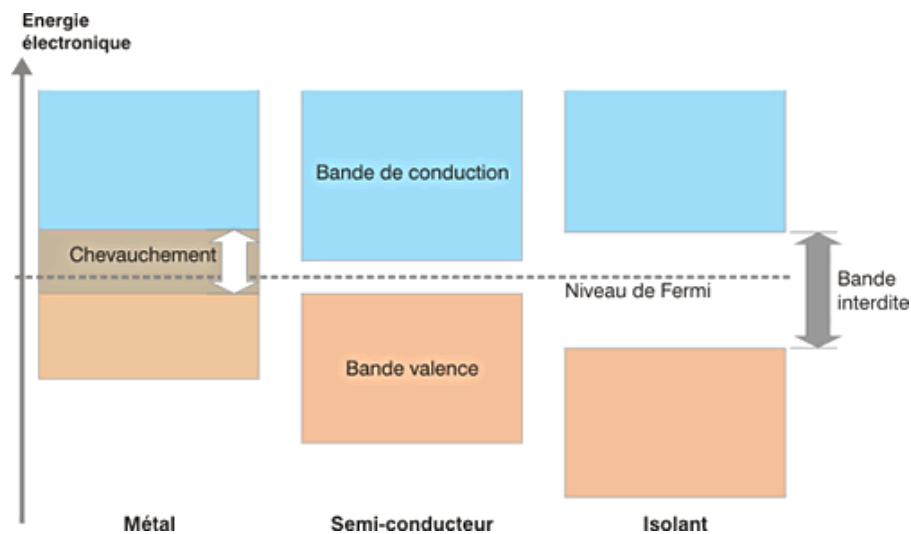


Figure 22 Illustration des propriétés des conducteurs, semi-conducteurs, isolants

Cette représentation permet d'expliquer la différence de comportement à la chaleur des conducteurs et des semi-conducteurs. Dans un métal, les électrons de valence soumis à la chaleur s'agitent, diminuant la zone conductrice de la bande d'énergie. Pour les semi-conducteurs, une augmentation de la température favorise le passage des électrons situés sur la bande de valence vers la bande de conduction, améliorant la conductibilité de l'atome (diminution de la résistance).⁹¹ Remarque : le niveau de Fermi représente le plus haut niveau d'énergie que les électrons peuvent prendre à une température de 0 K.⁹²

Il est possible d'augmenter la conductibilité d'un semi-conducteur par un procédé chimique, appelé dopage, qui consiste à insérer des impuretés dans le semi-conducteur.⁹³

12.3.1.1 Les semi-conducteurs de types P, de types N, la jonction PN

Les types N

Pour obtenir un matériau de type N, on dope le matériau semi-conducteur (généralement du silicium) avec un élément de valence supérieure (possédant plus d'électrons que le semi-

⁹⁰ (<https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaïque6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>, 2020)

⁹¹ Ibid

⁹² Ibid

⁹³ Ibid

*conducteur), comme le phosphore, afin d'ajouter des électrons à la bande de conduction. La conduction est alors assurée par le déplacement de ces électrons.*⁹⁴

Les types P

*Pour obtenir un matériau de type P, on dope le matériau semi-conducteur par un élément de valence moins importante, comme le Bore, afin de diminuer le nombre d'électrons de la bande de valence. La conduction est alors assurée par le déplacement de porteurs chargés positivement (trous correspondant au manque d'électrons).*⁹⁵

Une jonction PN

Une diode électroluminescente ou une cellule solaire photovoltaïque est composée d'une jonction PN, la couche supérieure étant un matériau de type N et la couche inférieure de type P. Pour fabriquer ces jonctions, on effectue un traitement de surface pour déposer un semi-conducteur de type N sur la surface externe d'un matériau de type P. ⁹⁶ La mise en contact de ces matériaux génère une barrière de potentiel à la base du champ électrique permanent. Cette barrière, appelée zone de déplétion, est formée par recombinaison du surplus de trous et d'électrons des zones P et N remises en contact. Si la température d'une telle jonction augmente, les électrons rempliront progressivement tous les états d'énergie, annulant la bande interdite et par là, l'effet de la jonction PN.⁹⁷

Les définitions reprises ci-dessus renseignent que la cellule photovoltaïque est composée de couches de semi-conducteurs dont la nature est déterminée par le constructeur. En effet, il est possible de répartir les technologies en fonction de la nature du semi-conducteur utilisé.

On distinguera par exemple les technologies à base de silicium avec les cellules monocristallin, polycristallin, silicium amorphe et les technologies basées sur d'autres matériaux telles que le cuivre-indium-sélénium ou le tellure de cadmium. Nous nous concentrerons principalement sur la technologie à base de silicium qui reste la plus accessible et la plus utilisée pour le marché résidentiel.

⁹⁴ (<https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>, 2020)

⁹⁵ Ibid

⁹⁶ Ibid

⁹⁷ Ibid

Les cellules au silicium cristallin sont fabriquées à partir de silicium purifié, matériau dans lequel sont insérés en quantité infime des atomes de bore et de phosphore afin de créer des zones chargées différemment et de former la jonction donneur-accepteur. Cette famille regroupe les filières du silicium monocristallin (mono-Si ou sc-Si en anglais) lorsque les cellules proviennent d'un lingot dont la maille cristalline (l'arrangement des atomes) est homogène, et celles du silicium polycristallin (poly-Si ou mc-Si en anglais) lorsqu'il existe plusieurs réseaux cristallins juxtaposés formant des grains dans une même cellule.⁹⁸

Les rendements moyens de ces cellules vont de 16 à 24 % pour les cellules monocristallin et de 14 à 18 % pour les cellules polycristallin.

Le silicium amorphe est obtenu par dépôts successifs de couches dopées et non dopées de silicium purifié en phase gazeuse. Le procédé de fabrication des cellules, calqué sur la technologie mise en œuvre pour les écrans plats, est moins onéreux car il opère à basse température et utilise bien moins de matériau que le silicium cristallin. Cependant, le fait que les atomes de silicium soient désorganisés (pas de maille cristalline dans le matériau) conduit à de plus faibles rendements. La superposition de plusieurs jonctions simples permet d'augmenter le rendement global de cellule.⁹⁹

Les rendements moyens des cellules au silicium amorphe vont de 4 à 10 %. Il est à noter que les cellules au silicium amorphe sont peu utilisées pour la production énergétique, on les retrouvera principalement pour la production d'énergie de calculatrice solaire et ou dans l'intégration aux produits verriers dans le bâtiment. Cela est dû principalement à la commercialisation massive des modules photovoltaïques en cellules de silicium polycristallin et monocristallin qui offrent des rendements énergétiques plus importants.

Toutefois, il est nécessaire de comprendre que le rendement de cellules photovoltaïques est limité physiquement à un plafond comme le souligne ces propos. Quel que soit le système utilisé on ne pourra jamais récupérer l'ensemble de l'énergie, il y aura toujours une perte.

⁹⁸ (https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/caracteristiques-des-panneaux-photovoltaïques/technologies-de-cellules-solaires-photovoltaïques/#les_filières_au_silicium, 2020)

⁹⁹ Ibid

La limite de Shockley-Queisser est une limite physique bornant à $\approx 30\%$ le rendement atteignable par les panneaux solaires photovoltaïques courants (composés de cellules en Silicium à jonction simple). Ce plafond de verre provient de deux phénomènes :

- Le panneau photovoltaïque ne valorise pas l'entièreté du spectre d'émission solaire (une partie du rayonnement est systématiquement perdue par transformation en chaleur).

- La seconde loi de la thermodynamique (Toute transformation d'un système thermodynamique s'effectue avec augmentation de l'entropie globale incluant l'entropie du système et du milieu extérieur. On dit alors qu'il y a création d'entropie.) limite le rendement des “machines thermiques” en fonction des températures de la source chaude (soleil) et de la source froide (la cellule).¹⁰⁰

En conclusion, on retiendra qu'une cellule photovoltaïque et par extension le module, est composée de matériaux semi-conducteurs dopés créant une jonction de PN dont le rendement théorique est limité à 30 % dû à la non exploitation du spectre solaire dans son entièreté. Dans ce travail, nous nous concentrerons sur les technologies à base de silicium monocristallin et polycristallin qui offrent des rendements moyens allant de 14 à 24 %. Maintenant que nous avons connaissance de la nature physique de la cellule, nous allons étudier son fonctionnement à partir du spectre solaire.

12.3.2 Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Après détermination du type de technologie, on se concentrera sur le fonctionnement de la cellule basé sur la transformation de l'énergie radiante : les photons qui constituent la lumière naturelle en énergie électrique.

Rappelons que selon les derniers modèles théoriques en physique, la lumière naturelle est considérée comme une onde électromagnétique disposant de longueurs d'ondes permettant de différencier les composantes de la lumière, comme on peut le voir sur cette image.

100 (<https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/rendement-et-puissance-crete-des-cellules-photovoltaïques/>, 2020)

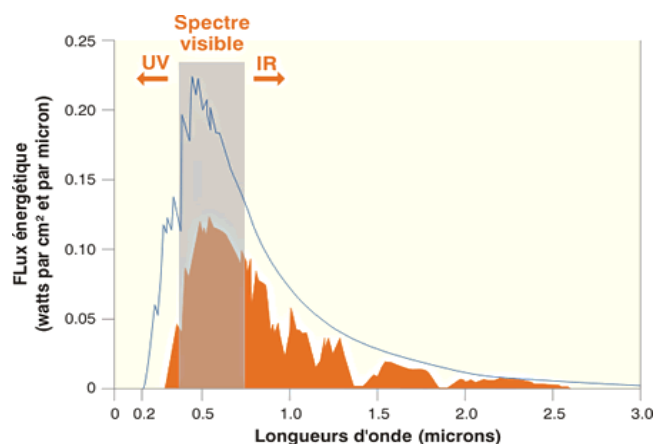


Figure 23 Illustration de la lumière naturelle sous la forme de longueur d'onde

Cette onde est composée de photons qui heurtent la cellule photovoltaïque et transmettent leurs énergies aux matériaux semi-conducteurs. Deux situations sont possibles :

- l'énergie transmise est suffisante pour permettre aux électrons de la bande de valence de traverser la bande interdite pour aller dans la bande de conductivité et rendre le matériau conducteur.
- l'énergie transmise n'est pas suffisante, l'électron reste dans la bande de valence et le photon traverse simplement le semi-conducteur.

Il existe une relation entre l'irradiation de la cellule et le rendement de celle-ci, si l'irradiation augmente alors le rendement augmente. En effet, le nombre de photons qui traversent la cellule augmente et donc la possibilité que les électrons traversent la bande interdite augmente.¹⁰¹

Toutes les définitions et principes énoncés précédemment, aboutissent à décrire le principe de transformation de la matière première (énergie radiante du soleil) en produit fini (énergie électrique). Les photons qui composent la lumière, une onde électromagnétique, heurtent la cellule photovoltaïque, un semi-conducteur à base de silicium dopé et transmettent une partie de leur énergie et créent une différence de potentiel permettant la circulation d'un courant.

À ce stade nous pouvons déterminer un élément qui influencera le fonctionnement de la cellule à savoir la position de la cellule par rapport au soleil ; en effet si la cellule ne reçoit pas ou pas suffisamment de lumière aucun phénomène ne se produira. Il est donc important de situer

¹⁰¹ (<https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-et-electroluminescent/>, 2020)

idéalement la cellule pour que celle-ci soit exposée constamment à une quantité de lumière minimum permettant la différence de potentiel.

En termes de transformations énergétiques, nous avons besoin d'une unité de mesure permettant de retrouver des joules d'où l'utilisation d'une puissance de radiation par unité de surface à savoir le W.m^{-2} . Nous rappellerons qu'une puissance multipliée par une unité de temps permet de retrouver des joules et dans ce cas des joules par mètres carrés (J.m^{-2}).

Nous pouvons mesurer la puissance de ce rayonnement à l'aide d'instruments. Il faut savoir que la puissance du rayonnement a une limite supérieure qui correspond à 1346 W.m^{-2} et correspond à la puissance des rayons touchant la haute atmosphère. 102

On verra l'importance de la position de la Terre par rapport au soleil, l'importance de la position de l'installation photovoltaïque sur la Terre et l'angle d'incidence des rayons heurtant la surface terrestre. L'ensemble de ces indéterminations sera levé au fur et à mesure de l'avancement dans la modélisation du système photovoltaïque et particulièrement lors de la compréhension de la matière première.

En conclusion, nous avons défini la fonction de transformation énergétique opérant dans la cellule photovoltaïque et nous avons déterminé la matière première essentielle au processus à savoir les photons issus de la lumière. Maintenant, nous nous concentrerons sur les caractéristiques électriques et particulièrement les caractéristiques courant-tension.

12.3.3 Les caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque

Nous n'avons pas précisé à quels composants nous relierons la cellule photovoltaïque et avant de poursuivre, il est nécessaire d'introduire plusieurs notions et de relier la cellule à des composants électriques dont le comportement est modélisable. La littérature scientifique rattache le comportement de la cellule à une diode électroluminescente, on parlera dès lors d'un modèle à une diode. Nous introduirons la notion de diode pour ensuite analyser le circuit à l'aide des outils que nous avons définis précédemment.

La diode est définie comme étant un dipôle non linéaire composé de matériaux semi-conducteurs polarisés (type N – type P, zone P-N). Elle est composée d'une anode (A) qui

102 (Thomas, 2014)

représente le pôle négatif et d'une cathode (K) qui représente le pôle positif. La diode classique est dite bloquante car elle ne laisse passer le courant que dans un seul sens à savoir de l'anode vers la cathode. Etant donné la caractéristique des matériaux semi-conducteurs, il est nécessaire d'appliquer une tension minimum appelée tension de seuil pour que la diode laisse passer le courant. Il existe une tension dite de claquage qui inverse le sens du courant au sein de la diode, si cette valeur est atteinte la diode est irrémédiablement détruite. Notons qu'il s'agit d'une définition générale de la diode, il existe différents types de diodes qui possèdent chacune des caractéristiques techniques propres.

Le modèle retenu dans la littérature scientifique représente un circuit dans lequel une source (un générateur de courant) est associée en parallèle à une diode et l'ensemble représente une cellule photovoltaïque.

Les associations en parallèle nous renseignent que :

- la différence de potentiel est identique en tout point du circuit ($U_{\text{total}}=U_D=U_{\text{ph}}$).
- les intensités du courant sont sommées pour retrouver le courant total du circuit (I_{total}). Il y aura donc l'intensité de la diode (I_D) et l'intensité du photon traversant la cellule (I_{ph}).

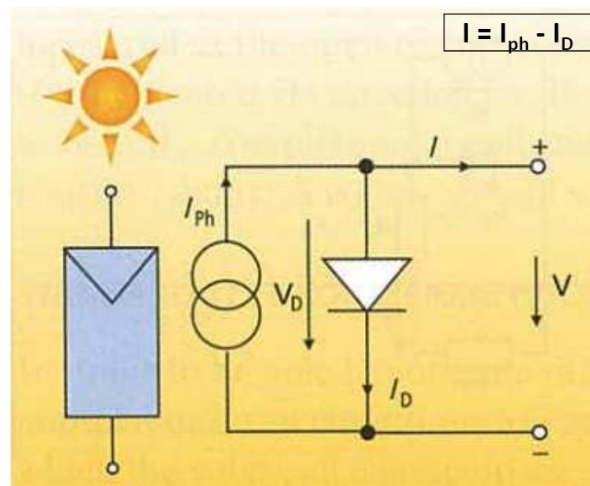


Figure 24 Illustration du modèle à une diode

Ce modèle et cette définition nous renvoient à différentes informations dont il est nécessaire de comprendre leurs significations.

Un dipôle non linéaire polarisé renseigne un élément du circuit compris en deux bornes (pôles) dont les caractéristiques courant-tension sont non-linéaires. Elles renvoient vers un graphique dont les abscisses et les ordonnées sont des grandeurs physiques et intemporelles. Les caractéristiques courant-tension servent de base pour l'étude d'une installation en électrotechnique. Chaque composant d'un circuit dispose d'une caractéristique courant-tension unique tout en se basant sur la loi d'Ohm.

12.3.3.1 Caractéristique courant-tension d'une résistance

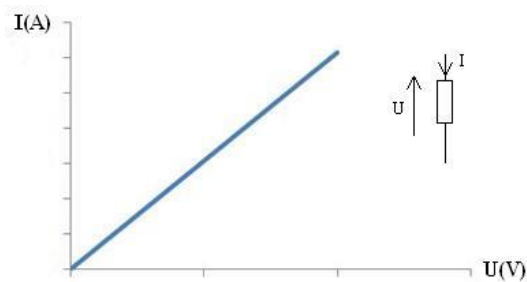


Figure 25 Illustration de la loi d'Ohm sur un élément résistif¹⁰⁴

On constate que la relation courant-tension est linéaire. En effet, la pente pour une variation d'une unité de tension, par rapport à la variation de l'unité d'intensité du courant, est la valeur inverse de la résistance qui reste constante. La relation de la loi d'Ohm devient :

$$I = \frac{1}{R} \times U$$

12.3.3.2 Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

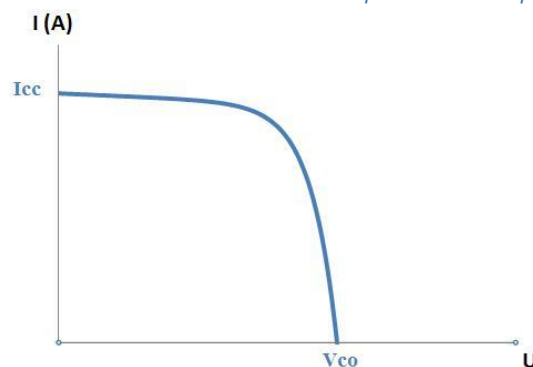


Figure 26 Illustration de la loi d'Ohm d'une cellule photovoltaïque

¹⁰⁴ (http://www.photovoltaique.guidenr.fr/faq_caracteristique-courant-tension.php, 2020)

Dans le cadre d'une cellule photovoltaïque, la relation de la loi d'Ohm reste identique à la caractéristique précédente à savoir :

$$I = \frac{1}{R} \times U$$

La différence réside dans la variation de la résistance qui n'est plus un nombre constant, on parlera dès lors de photorésistance à savoir une résistance variante en fonction du nombre de photons qui traversent la cellule. La résistance diminue jusqu'à atteindre un couple optimal tension-courant (U_{mpp}, I_{mpp}) développant une puissance maximale (P_{max}). Il s'agit du maximal power point (MPP).

Les caractéristiques courant-tension nous renseignent deux notions à savoir la tension de circuit ouvert (U_{co}) et le courant de court-circuit (I_{cc}) qui sont définis comme suit :

-Le courant de court-circuit I_{cc} : il s'agit du courant qui traverse la cellule lorsque celle-ci est en court-circuit (le pôle + est relié au pôle -). La tension vaut alors 0 V.

-La tension en circuit ouvert U_{co} : Il s'agit de la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert et donc pas de différence de potentiel créée entre les pôles + et -. L'intensité vaut alors 0 A.

Les deux situations, bien que différentes, nous renvoient vers une puissance nulle et une résistance maximale.

En conclusion, ces informations nous indiquent que le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est caractérisé par le modèle de référence d'une diode associée à un générateur de courant. Cela permet de déterminer les grandeurs électriques à partir de la matière première que sont les photons de la lumière du soleil. Deux phénomènes viendront altérer positivement ou négativement ces grandeurs électriques en fonction des considérations retenues à savoir la variation de l'irradiation et la variation de la température de la cellule.

12.3.4 Variation de l'irradiation

-Une variation de l'irradiation solaire mesurée en W.m^{-2} entraîne une translation verticale de l'intensité pour une variation minimale de la tension.

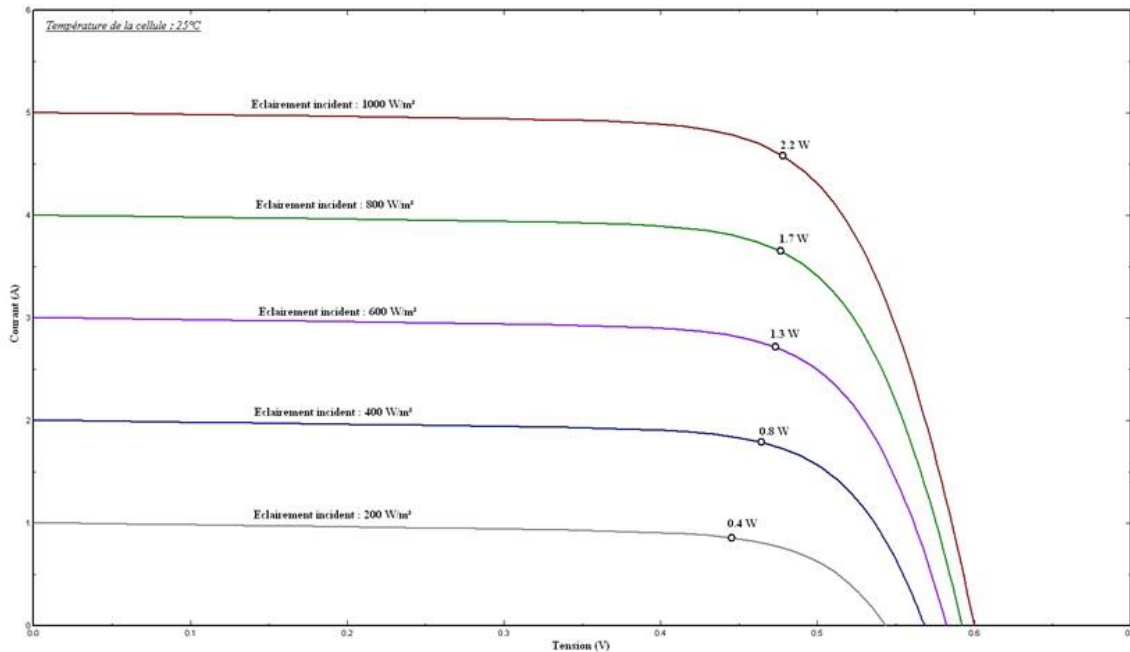


Figure 27 Illustration de l'effet de la variation de l'irradiation solaire

106

Une variation à la baisse de l'irradiation solaire entraîne une diminution des photons traversant les zones P et les zones N et la jonction P-N. Il y aura moins d'énergie transmise et moins d'électrons libres circulant pour combler les trous électroniques et I_{cc} s'en verra donc modifié à la baisse.

Une variation à la hausse de l'irradiation solaire entraîne une augmentation des photons traversant les zones P et les zones N et la jonction P-N. Il y aura plus d'énergie transmise et plus d'électrons libres circulant pour combler les trous électroniques et I_{cc} s'en verra donc modifié à la hausse.

12.3.5 Variation de la température

-Une variation de la température de la cellule entraîne une translation horizontale de la tension pour une variation minimale de l'intensité du courant.

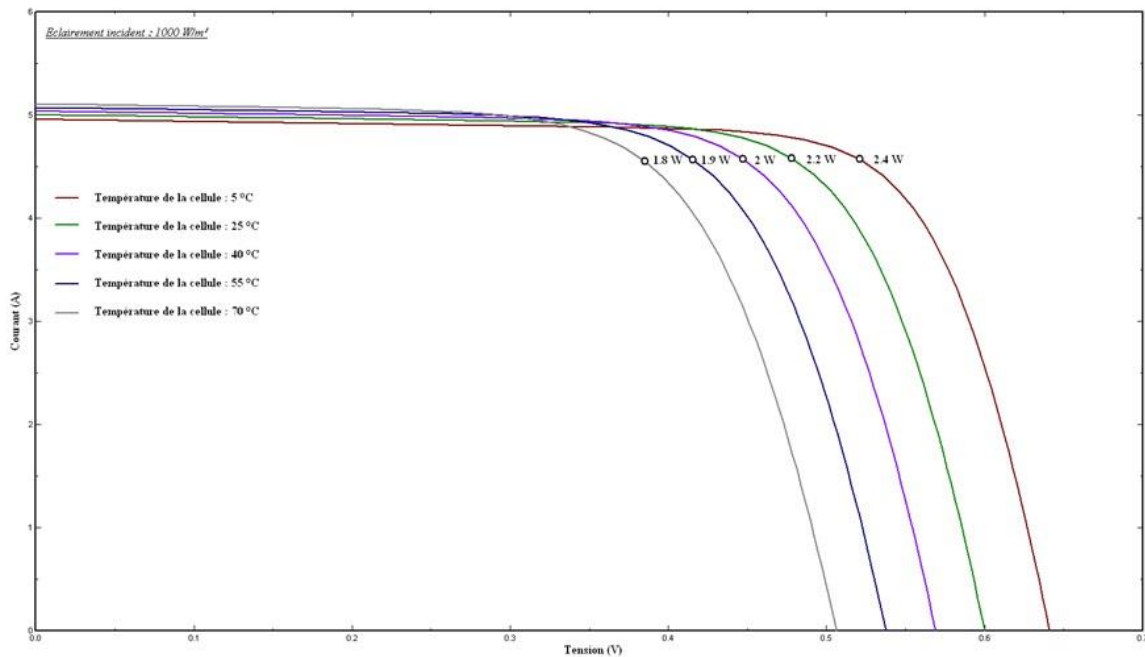


Figure 28 Illustration de l'effet de la variation de la température¹⁰⁷

En vue de d'avoir une meilleure compréhension du phénomène, utilisons l'analogie avec un système hydraulique, imaginons deux bacs d'eau reliés l'un à l'autre par un tuyau flexible. Les deux bacs ont un niveau d'eau qui est mesuré par une hauteur h_1 pour le bac 1 et une hauteur h_2 pour le bac 2. Trois situations sont possibles :

- $h_1=h_2$; $h_1-h_2=0$: Cette situation implique qu'il n'y a pas d'écoulement dans le tuyau flexible, les niveaux ne varient pas, le système est stable.

- $h_1>h_2$; $h_1-h_2 >0$: Cette situation crée une différence de potentiel entre le bac 1 et le bac 2, celle-ci est mesurée par la différence de hauteur entre les niveaux des bacs. Il y aura donc un écoulement du bac 1 vers le bac 2 jusqu'au moment où les deux bacs seront de nouveau au même niveau.

- $h_2>h_1$; $h_2-h_1>0$: Cette situation crée une différence de potentiel entre le bac 2 et le bac 1, celle-ci est mesurée par la différence de hauteur entre les niveaux des bacs. Il y aura donc un

¹⁰⁷ (<http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-autonome-1/effet-temperature-cellule-photovoltaique.php>, 2020)

écoulement du bac 2 vers le bac 1 jusqu'au moment où les deux bacs seront de nouveau au même niveau.

Revenons à l'électricité, une tension à vide correspond au niveau (hauteur) où il n'y a pas de circulation de courant entre les deux pôles (bacs).

Une variation de température à la baisse entraîne une variation à la hausse de la tension à vide, à savoir le niveau d'énergie à atteindre pour que plus aucun courant ne circule dans la cellule.

Une variation de température à la hausse entraîne une variation à la baisse de la tension à vide, à savoir le niveau d'énergie à atteindre pour que plus aucun courant ne circule dans la cellule.

La littérature scientifique a démontré qu'il existait une relation linéaire entre la modification de l'intensité de court-circuit (I_{cc}), la tension à vide (U_{co}) et la puissance max (P_{max}) et par conséquent une modification du couple optimal tension-courant (U_{mpp}, I_{mpp}).

Pour la modélisation, on utilisera dès lors un coefficient de température de la puissance ($K_{P_{max}}$), un coefficient de température de la tension ouverte ($K_{U_{co}}$) et un coefficient de température de l'intensité de court-circuit ($K_{I_{cc}}$). Ces trois éléments détermineront théoriquement les modifications des caractéristiques électriques dont le couple optimal (U_{mpp}, I_{mpp}).

En conclusion, nous dirons que nous avons défini l'unité de base qu'est la cellule photovoltaïque permettant d'obtenir les grandeurs fondamentales électriques à partir de l'énergie radiante entrante. Nous avons également modélisé les paramètres externes influençant ce comportement à savoir une baisse ou une hausse de la matière première (l'irradiation) et une variation de la température. Nous pouvons dès à présent, à partir d'une cellule photovoltaïque soumise à un niveau d'irradiation lumineuse connu, calculer la puissance et l'énergie créées sur un intervalle de temps défini. Cette unité de base définie, nous l'associerons à d'autres pour former un ensemble plus grand qu'est le module photovoltaïque qui correspondra à notre source d'énergie dans notre circuit que représente l'installation photovoltaïque.

12.4 Le module photovoltaïque

Nous introduisons une nouvelle notion qu'est le module photovoltaïque qui correspond à une association de cellules au sein d'un cadre métallique. Nous avons déterminé le principe de fonctionnement de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique et compte tenu des définitions introduites précédemment nous pouvons caractériser électriquement le module.

Nous savons que le module est une source dont les cellules peuvent être reliées entre elles en série ou en parallèle selon les besoins. Rappelons que chaque association a ses propres caractéristiques et donc ses avantages et ses inconvénients. Les cellules sont associées totalement en série, totalement en parallèle ou en proportion α en série et $(1-\alpha)$ en parallèle. Cela permet de moduler une infinité de possibilités de caractéristiques d'intensité du courant – tension. Toutefois, en pratique, les choix sont imposés par le constructeur qui livre un module dont les caractéristiques ont été définies selon ses critères.

Les constructeurs choisissent, en général, d'associer les cellules totalement en série ; cela permet d'avoir une tension élevée (on additionne les tensions aux bornes de chaque cellule) et une intensité relativement faible car identique dans tout le module. On en déduira les relations fondamentales usuelles que sont les puissances et les résistances pour le module grâce à la loi d'Ohm et aux lois de Kirchhoff. On en déduira aussi les comportements face à la température et à l'irradiation solaire à l'aide des coefficients de puissance, de tension à vide et des courants de court-circuit.

À ce stade, nous avons analysé électriquement le fonctionnement du module sans considération de sa capacité à transformer l'énergie irradiante en énergie électrique. Si nous désirons mesurer son rendement énergétique nous devons le faire à partir d'un point de référence.

Nous introduirons deux notions : les conditions standards de test (STC) et les conditions (NOCT) pour Normal Operating Cell Température reprises dans le tableau ci-dessous.

	Condition STC
Irradiation en W.m^{-2}	1000
Température cellule en $^{\circ}\text{C}$	25
Coefficient Air Masse	1.5

	Condition NOCT
Irradiation en W.m^{-2}	800
Température externe en $^{\circ}\text{C}$	20

Coefficient Air Masse	1.5
Vitesse du vent (m/s)	1

Les conditions STC sont des tests effectués en laboratoire permettant de comprendre idéalement le comportement de la cellule sans influence des éléments extérieurs (pollution, climat,...).

Les conditions NOCT se rapprochent des conditions de terrain permettant la prise en compte de certains éléments climatiques comme le vent et la température externe.

Il est important de comprendre que les mesures en laboratoire doivent s'effectuer en diminuant les variables externes qui influencent les grandeurs observées en vue d'analyser au mieux celles-ci. Lorsque l'installation photovoltaïque est opérationnelle sur le terrain, l'ensemble des éléments influençant les caractéristiques électriques agit sur le module et on observera l'ensemble de ces manifestations sans déterminer à quelle hauteur chaque phénomène intervient dans le processus. Ces deux systèmes de test nous permettent d'établir une valeur de référence établissant un rendement de référence amenant à calculer des valeurs relatives à cette position.

12.4.1 Le rendement énergétique

Un rendement est défini comme étant le rapport entre le produit fini et le produit entrant, il s'agit d'un nombre sans unité étant donné que le produit fini et entrant ont la même unité à savoir des watts.

Dans notre cas la formule utilisée sera :

$$\eta = \frac{W}{(W \cdot m^{-2} \times S)}$$

où :

η = rendement du module photovoltaïque

$W \cdot m^{-2}$ = irradiation du module photovoltaïque

S = surface du module en m^2

W = puissance électrique produite par le module

On remarquera qu'à surface constante déterminée par le produit de la longueur et de largeur du module, la variable au dénominateur est dépendante du flux lumineux uniquement. Au numérateur, il s'agit du produit de la tension et de l'intensité du courant au sein du module photovoltaïque, donnant une puissance exprimée en watts (W) et dont la valeur maximale correspond au produit du couple optimal. La prise en compte de ces éléments nous amène à

déterminer qu'il existe un rendement maximum fourni par le module et une perte d'énergie associée dont la valeur est $(1-\eta) \times (W.m^{-2})$.

On remarquera que les constations que nous avons faites dans les paragraphes précédents, où nous avons démontré l'importance des photons issus de la lumière qui touche la cellule photovoltaïque, ont leur pertinence dans l'avancement de notre modèle.

12.4.2 Le facteur de correction FC

Une dernière notion de mesure de rendement d'un module photovoltaïque est le facteur de correction qui est un ratio entre la valeur maximale de puissance du module et la valeur maximale effectivement produite. Il s'agit d'une valeur sans dimension.

Au numérateur on retrouve la valeur de production du module photovoltaïque qui est le produit entre la tension et l'intensité du courant, avec comme point maximum le produit du couple optimal pour chaque niveau d'irradiation.

Au dénominateur on retrouve la valeur maximale de puissance de module qui ne correspond à aucune mesure possible en pratique ; en effet, il s'agit du produit entre le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.

$$FC = \frac{U \times I}{U_{co} \times I_{cc}}$$

Graphiquement, cela représente le rapport existant entre les deux surfaces définies par le couple (U,I) et le couple (U_{co},I_{cc}).

En conclusion, nous avons analysé l'ensemble des caractéristiques qui nous permettent d'établir une définition du module photovoltaïque.

Un module photovoltaïque est une association de cellules composées de semi-conducteurs caractérisés par des zones P et des zones N dans une technologie donnée. Celles-ci sont associées généralement en série et elles définissent un comportement électrique particulier caractérisé par une tension (U), une intensité (I), une puissance (P) et une résistance (R). Il existe deux phénomènes que sont la variation de l'irradiation et la variation de température du module qui influencent ce comportement électrique. Le module opère une transformation énergétique à savoir la transformation d'une énergie radiante en une énergie électrique

auxquelles est associé un rendement qui possède une valeur maximum où à laquelle est associée une perte d'énergie.

Cette définition technique nous permettra ultérieurement de tirer des informations utilisables pour une modélisation économique.

12.5 L'onduleur

L'onduleur se situe en aval dans l'ordre des éléments de l'installation. Il constitue donc une charge qui reçoit trois grandeurs électriques mesurables (U,I,P) qui sont les caractéristiques d'un type de courant déterminé à savoir le courant continu. Il devra transformer cette énergie électrique en énergie électrique utilisable par les charges situées après l'onduleur en respectant les grandeurs électriques du réseau (U_{eff}, I_{eff}, f).

Il est donc nécessaire de distinguer les valeurs d'entrée et les valeurs de sortie au sein d'un onduleur.

12.5.1 Les valeurs d'entrée

L'onduleur dispose de connexions d'entrée qui permettent de relier les modules photovoltaïques. Le nombre de ces entrées est défini par le constructeur et est susceptible de changer en fonction des marques. Un onduleur possède des valeurs minimales et maximales en termes de puissance, de tension et d'intensité du courant. On parlera de comptabilité en puissance, compatibilité en tension et compatibilité en intensité du courant. À ce stade, il faut comprendre que l'onduleur conditionnera les nombres de modules à installer et donc les caractéristiques électriques.

12.5.1.1 La compatibilité en puissance

Un onduleur est caractérisé par une puissance maximale admissible en entrée. Lorsque la puissance en entrée de l'onduleur, côté courant continu, est supérieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner, mais fournit au réseau sa puissance maximale. Celle-ci n'est pas la puissance maximale que pourraient délivrer les modules car l'onduleur s'est calé sur un point de fonctionnement (c'est-à-dire un couple tension-courant) ne

correspondant pas au point de puissance maximale. Le groupe photovoltaïque ne délivre donc pas toute sa puissance : il est sous-exploité. ¹⁰⁸

La valeur de la puissance maximale en entrée de l'onduleur va limiter la quantité de modules du groupe photovoltaïque relié à l'onduleur. En effet, il faut veiller à ce que la puissance du groupe photovoltaïque ne dépasse pas la puissance maximale admissible. La puissance délivrée par le groupe photovoltaïque varie en fonction de la luminosité et de la température. On pourra considérer, pour le calcul du dimensionnement, une puissance égale à la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe photovoltaïque. Il faudra donc veiller à ce que cette puissance calculée reste inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur. Idéalement, la puissance crête délivrée par le groupe photovoltaïque doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur. ¹⁰⁹

L'auteur nous fournit des indications sur les contraintes que l'onduleur occasionne sur les modules photovoltaïques en termes de puissances. Lors du calcul du dimensionnement de l'installation, il faut trouver le choix optimal de couple de technologie modules photovoltaïques-onduleur, pour profiter au mieux de la puissance produite. Nous verrons dans les deux paragraphes suivants que les compatibilités en tension et en courant définiront la puissance.

12.5.1.2 La compatibilité en tension

Un onduleur est caractérisé par une tension d'entrée maximale admissible $U_{\max}$. Si la tension délivrée par les modules est supérieure à $U_{\max}$ l'onduleur sera irrémédiablement détruit. La tension délivrée par les modules ne devra donc jamais dépasser cette valeur.¹¹⁰

Par ailleurs, comme la tension des modules photovoltaïques s'ajoute lorsqu'on les branche en série, la valeur d' $U_{\max}$ déterminera le nombre maximal de modules en série. Cela dépendra évidemment de la tension délivrée par les modules photovoltaïques. Dans le calcul du dimensionnement, on considérera que la tension délivrée par un module est sa tension à vide,

¹⁰⁸ (Arrigoni Aurian)

¹⁰⁹ Ibid

¹¹⁰ Ibid

U_{co} , majorée par un coefficient de sécurité qui varie selon les conditions climatiques, noté k .
111

Le nombre maximal de modules sera calculé comme suit :

$$\text{modules max en série} = \frac{U_{\max}}{U_{co} \times k}$$

L’auteur nous renseigne que la compatibilité en tension est plus contraignante que la compatibilité en puissance, cela est dû à son potentiel destructeur. Par conséquent, en limitant la tension d’entrée on limitera la puissance des modules photovoltaïques.

L’auteur utilise la tension du circuit ouvert, à savoir la tension à vide majorée d’un coefficient de sécurité noté k qui dépend, pour son calcul, des conditions climatiques. Afin de préciser les propos de l’auteur, rappelons que notre modélisation du module photovoltaïque explique l’influence de la température sur la différence de potentiel et notamment la tension de circuit ouvert. Celle-ci correspond à la valeur où la puissance est nulle et représente la plus grande différence de potentiel possible sur le module. Il est important de prendre en compte cette valeur maximale pour éviter que l’onduleur se retrouve alimenté par une valeur plus grande que la tension maximale admissible.

12.5.1.3 La compatibilité en courant

Un onduleur est caractérisé par un courant maximal admissible en entrée. Ce courant d’entrée limite correspond au courant maximal que peut supporter l’onduleur du côté courant continu. Lorsque le courant d’entrée de l’onduleur côté courant continu est supérieur au courant maximal admissible par l’onduleur, celui-ci continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à son courant maximal. Le courant maximal d’entrée est dépendant du nombre de trackers (entrées sur l’onduleur).¹¹²

On veillera donc à s’assurer que le courant débité par le groupe photovoltaïque ne dépasse pas la valeur du courant admissible $I_{\max}$ par l’onduleur. Par ailleurs, comme les courants s’ajoutent lorsque les chaînes sont en parallèles, la valeur de $I_{\max}$ va déterminer le nombre maximal de chaînes photovoltaïques en parallèle. Cela dépendra évidemment du courant délivré par une

111 (Arrigoni Aurian)

112 Ibid

chaîne photovoltaïque. Dans le calcul du dimensionnement, on considérera que le courant délivré par la chaîne est égal au courant de puissance maximale. 113

Le nombre maximal de chaînes photovoltaïques en parallèle sera calculé comme suit :

$$\text{nombre de chaînes max en parallèle} = \frac{I_{\max}}{I_{\text{mpp}}}$$

L’auteur nous renseigne que cette contrainte est du même ordre d’importance que la contrainte de puissance. En cas de dépassement, l’onduleur continue de fonctionner mais avec l’intensité maximale. Il nous indique que la compatibilité en intensité limite le nombre de chaînes de modules photovoltaïques. Une chaîne peut être définie comme une suite de modules connectés en série pouvant, par après, être associés en parallèle pour rejoindre l’onduleur.

Combinons à présent l’ensemble des informations essentielles que nous avons pu obtenir :

- La contrainte de tension définira le nombre de modules par chaînes permettant d’augmenter la différence de potentiel en gardant un courant faible.
- La contrainte d’intensité maximale du courant définira le nombre de chaînes permettant d’augmenter l’intensité du courant en gardant une tension élevée identique.

Ceci permet d’avoir une combinaison de technologies modules-onduleur unique pour chaque association. Ces combinaisons aident les utilisateurs à choisir une technologie en fonction du besoin de puissance. Notre choix de technologie défini n’est pas encore parfait, nous n’avons pas encore parlé du couple optimal et du suivi de celui-ci par l’onduleur. Nous allons le faire avec le MPPT (Maximum Power Point Tracker).

12.5.2 La recherche du point de puissance maximale (MPPT)

L’onduleur doit à tout moment demander au groupe photovoltaïque auquel il est connecté son maximum de puissance. Pour cela, il déplace le point du fonctionnement du groupe photovoltaïque (c’est-à-dire le couple U-I). Ce point de fonctionnement correspond au point de puissance maximale. Il varie en permanence en fonction de l’intensité de l’irradiation, de la

température, des ombres, etc. La recherche du point de puissance maximale est réalisée par un système intégré en amont de l'onduleur, nommé MPPT (Maximum Power Point Tracking).¹¹⁴

Cependant, le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant. Lorsque la tension d'entrée de l'onduleur du côté courant continu est inférieure à la tension minimale MPPT, l'onduleur continue de fonctionner, mais fournit au réseau la puissance correspondant à la tension minimale MPPT.¹¹⁵

Le fait d'avoir un point de puissance maximale en dehors de la plage de tension MPPT induit une perte de puissance du groupe photovoltaïque. Il faut donc s'assurer que la tension délivrée par le groupe photovoltaïque soit comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur auquel il est connecté. Si ce n'est pas le cas, il n'y aura aucun dommage à l'onduleur mais seulement une perte de puissance.¹¹⁶

Cette plage de tension MPPT va donc aussi avoir un impact sur le nombre de modules photovoltaïques en série. En effet, on cherchera idéalement à obtenir une tension délivrée par le groupe photovoltaïque comprise dans la plage MPPT, et ce, quelle que soit la température des modules.¹¹⁷

$$\text{Nombre minimal de modules en série} = \frac{U_{\text{mppt min}}}{U_{\text{mpp}} \times 0,85}$$

$$\text{Nombre maximal de modules en série} = \frac{U_{\text{mppt max}}}{U_{\text{mpp}} \times k}$$

Où :

$\{U_{\text{mppt min}}, U_{\text{mppt max}}\}$: plage de fonctionnement du Maximum Power Point Tracker

U_{mpp} : tension optimale de fonctionnement du module photovoltaïque

k : coefficient de sécurité qui varie selon les conditions climatiques

*Le coefficient 0,85 est un coefficient de minoration permettant de calculer la tension MPP à 70 °C.*¹¹⁸

¹¹⁴ (Arrigoni Aurian)

¹¹⁵ Ibid

¹¹⁶ Ibid

¹¹⁷ Ibid

¹¹⁸ Ibid

En conclusion, pour les valeurs d'entrées, on retiendra que la contrainte la plus importante est la contrainte en tension car elle intervient d'une double manière dans le calcul de la recherche du MPPT et dans l'intégrité physique de l'onduleur. La relation qui lie l'onduleur aux modules photovoltaïques entraîne un dimensionnement limité du nombre de chaînes de modules photovoltaïques raccordés en parallèle. Une autre contrainte non mentionnée mais implicite est la différence de potentiel entre les chaînes de modules ; il est plus que souhaitable d'éviter un déséquilibre entre le nombre de modules par chaînes.

L'ensemble de ces contraintes conduit à réduire drastiquement les combinaisons possibles de l'ensemble onduleur-modules photovoltaïques. Les utilisateurs choisiront parmi un nombre limité de possibilités de technologies à base de silicium.

12.5.3 Les valeurs de sortie

En termes de valeurs de sorties, l'onduleur doit tenir compte des caractéristiques du courant alternatif du réseau à savoir la tension, la fréquence et dans une moindre mesure l'intensité. Nous avons déterminé dans notre boîte à outils que le réseau distribue une tension et une fréquence communes à l'ensemble des points de raccordements. L'intensité est définie vis-à-vis de la puissance souscrite.

12.5.4 Le rendement technique d'un onduleur

Le rendement d'un onduleur se calcule comme étant le rapport entre l'énergie active entrante et l'énergie active sortante. Rappelons que l'onduleur possède une plage de tension de fonctionnement amenant à une plage de rendement pour lequel un rendement maximal est associé à la tension du MPPT.

12.5.5 La connexion de l'installation au réseau

Les réseaux de distribution sont configurés en réseau monophasé (220 V), en réseau triphasé sans neutre (3x220 V) et en réseau triphasé + neutre (3x400 V + N). Pour ce dernier, le neutre raccordé à une autre phase permet d'obtenir une tension de 230 V. Les prescriptions techniques codifiant les installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution définissent des plages de tension et de fréquences pour lesquelles il est autorisé de modifier légèrement le fonctionnement normal du réseau, comme souligné dans le texte suivant.

L'onduleur photovoltaïque est équipé d'un système de sectionnement automatique. Ce système surveille en continu différents paramètres, en particulier la fréquence et la tension aux bornes de sortie de l'onduleur. Lorsqu'un de ces paramètres sort de la plage admissible, le système déconnecte automatiquement l'onduleur du réseau, jusqu'à ce que tous les paramètres se situent à nouveau dans la plage de fonctionnement acceptable. Ce système de déconnexion est essentiel pour garantir la sécurité des personnes et des biens.

119

Le plus souvent, la déconnexion est due à une surtension : la tension mesurée aux bornes de l'onduleur dépasse la limite maximale autorisée, fixée à 253V en moyenne sur une période de 10 minutes.¹²⁰

On constatera que la tension joue de nouveau un rôle contraignant et conditionne fortement le fonctionnement d'une installation photovoltaïque. En effet, la tension est une différence de potentiel permettant la circulation d'un courant qui sera différent pour chaque combinaison de charges sur les circuits. Il est donc indispensable d'établir une différence de potentiel stable et uniquement distribuée pour chaque point de raccordement et permettant les combinaisons de puissances nécessaires à leurs besoins. Dès lors, une déstabilisation de cette tension à la hausse ou à la baisse ne garantit plus les combinaisons de puissances et perturbe le fonctionnement normal du réseau et tout dépassement enregistré est sanctionné par un découplage de l'installation photovoltaïque. Seule l'autoconsommation de l'énergie créée garantit une stabilisation de la tension du réseau. Nous allons maintenant regarder les raccordements possibles pour des connexions au réseau de distribution.

Trois situations sont possibles lorsqu'on désire raccorder les installations photovoltaïques au réseau de distribution.

1) Un onduleur monophasé raccordé au réseau de distribution monophasé

Il s'agit d'une situation simple où on connecte un onduleur monophasé à un réseau monophasé sans autres contraintes que celles fixées par la tension et la fréquence.

2) Un onduleur triphasé raccordé au réseau de distribution triphasé

119 (Synergrid, 2019)

120 Ibid

Il s'agit d'une situation simple où on connecte un onduleur triphasé à un réseau triphasé sans autres contraintes que celles fixées par la tension et la fréquence.

3) Un onduleur monophasé raccordé au réseau de distribution triphasé

Cette situation nécessite la prise en compte d'un autre facteur que la tension à savoir l'équilibre du réseau et dans le cadre de l'injection, l'équilibre des puissances. Le gestionnaire de réseau ne tolérera pas un déséquilibre de 5 kVA par phase.

Dans ce cas, la première chose à vérifier est la répartition de la puissance de production entre les différentes phases. La règle de base, imposée par le C10/11, est que la puissance maximale de production ne peut jamais dépasser 5 kVA par phase (sauf autorisation explicite du GRD).

Par ailleurs, il est également fortement recommandé d'appliquer les principes suivants:

- toujours préférer un onduleur triphasé à 2 ou 3 onduleurs monophasés.

- *en cas d'onduleurs monophasés :*

Une solution avec 3 onduleurs de même puissance est la meilleure ; il faut toujours privilégier une répartition homogène de la puissance de production entre les différentes phases.

Si votre installation n'est munie que de 2 onduleurs monophasés, il faut les raccorder sur les phases où la tension, mesurée au niveau du tableau général basse tension, est la plus faible.

Veiller à ce que les appareils fortement consommateurs d'énergie (lave-vaisselle, lave-linge, ...) soient alimentés par une des phases raccordées à l'installation de production.¹²¹

On remarquera que le gestionnaire de réseau privilégie la solution d'un onduleur triphasé raccordé au réseau de distribution. L'intérêt d'une installation d'onduleurs monophasés sur un réseau triphasé réside dans la répartition de puissance. Rappelons que les réseaux de distribution permettent de développer une puissance considérable nécessaire pour les petites et moyennes entreprises et que certains circuits pourront être plus énergivores que d'autres.

¹²¹ (Synergrid, 2019)

12.6 Simulation d'une installation photovoltaïque technologique à partir des données PVGIS.

Dans le cadre de ce travail, il a été utile de simuler la production d'une unité de production décentralisée en vue de quantifier la puissance produite à partir des modèles utilisés dans la littérature scientifique qui tiennent compte de la température extérieure et de l'irradiance.

Afin de faciliter les calculs, il a été choisi d'utiliser une base horaire car celle-ci est compréhensible par l'ensemble des acteurs allant du technicien, connaisseur de son sujet, à l'utilisateur de réseau.

Une liste de 16 choix technologiques a été préparée afin de tester différents types d'installation photovoltaïque pouvant être associés à 8 batteries. L'ensemble de ces installations ont été configurées pour des réseaux monophasés, car celles-ci peuvent être raccordées sur tous les types de réseaux.

Il est à noter que la simulation prend en compte uniquement les pertes des modules photovoltaïques au niveau de l'effet de la température et la perte de conversion énergétique de l'onduleur.

Le modèle de simulation se base sur les paramètres suivants :

- Les coordonnées géographiques (longitude, latitude)
- L'inclinaison de la surface réceptrice
- L'azimuth

Ces paramètres sont à encoder dans la base de données PVGIS afin de collecter les informations nécessaires à notre modélisation à savoir l'irradiance et la température.

Pour notre exemple, nous avons retenu les paramètres arbitraires suivant :

- Latitude : 50,428°
- longitude : 3,840°

-inclinaison : 45°

-azimuth : 10°

Ces informations obtenues, le choix de la technologie s'est porté sur la combinaison suivante :

-26 modules photovoltaïques de 270 Wc de la marque JINKO associé à l'onduleur SMA 5.0.

Il n'est pas possible de retranscrire l'ensemble des 366 fichiers de production énergétique dès lors une sélection vous sera présentée contenant deux journées (le 18/04/2016 et 17/12/2016).

Vous trouverez l'ensemble des documents dans les liens dropbox suivants :

-<https://www.dropbox.com/l/scl/AADapOhdirtOV3h3PAXvEW1LNMoNFCxunok>

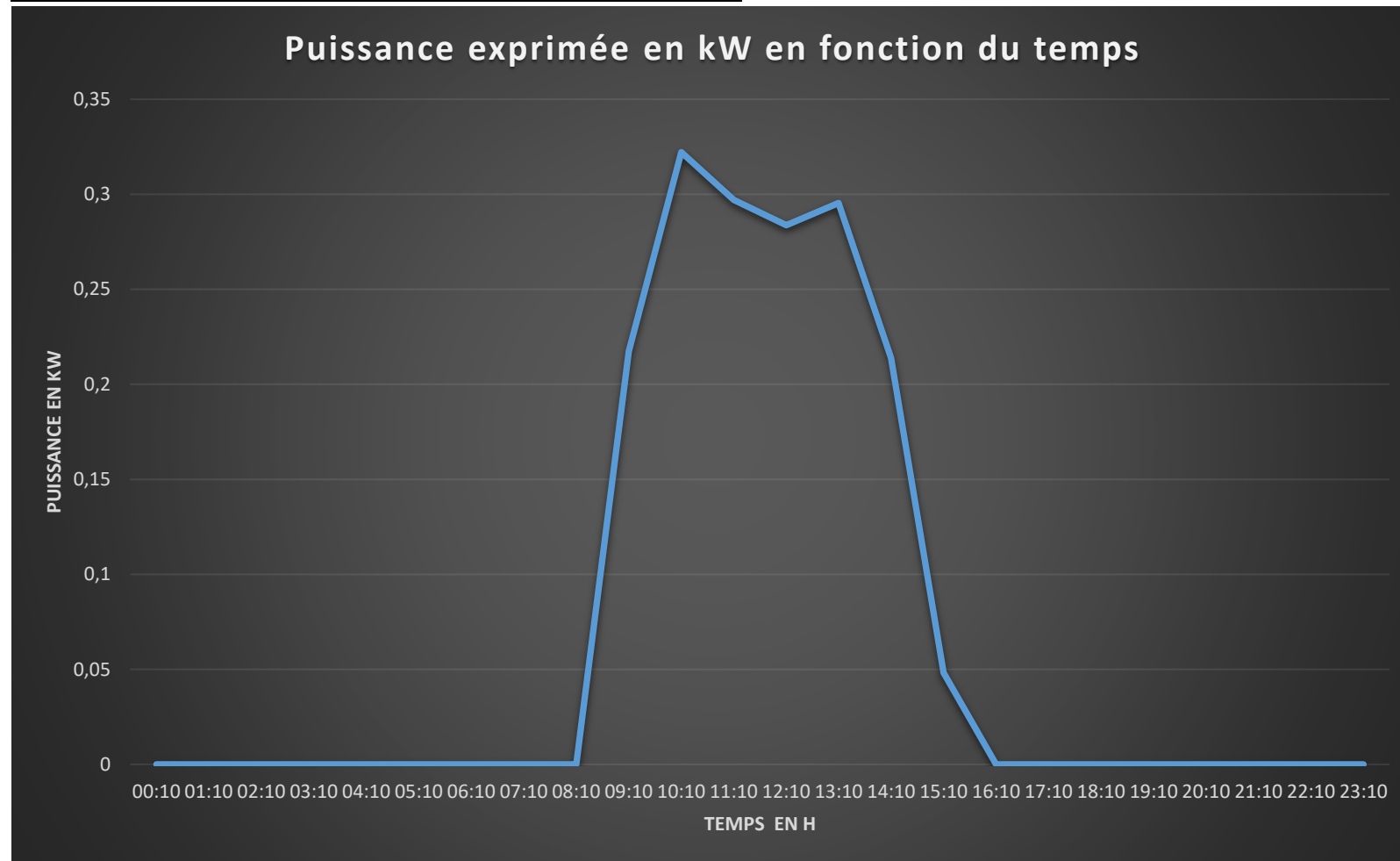
-https://www.dropbox.com/l/scl/AABU3meQJISzEaGUv9KsVcVn1OR_SI1mF1E

-<https://www.dropbox.com/l/scl/AAAK-G9hZiUrZhCynyBNAccst1Waz5vRR4w>

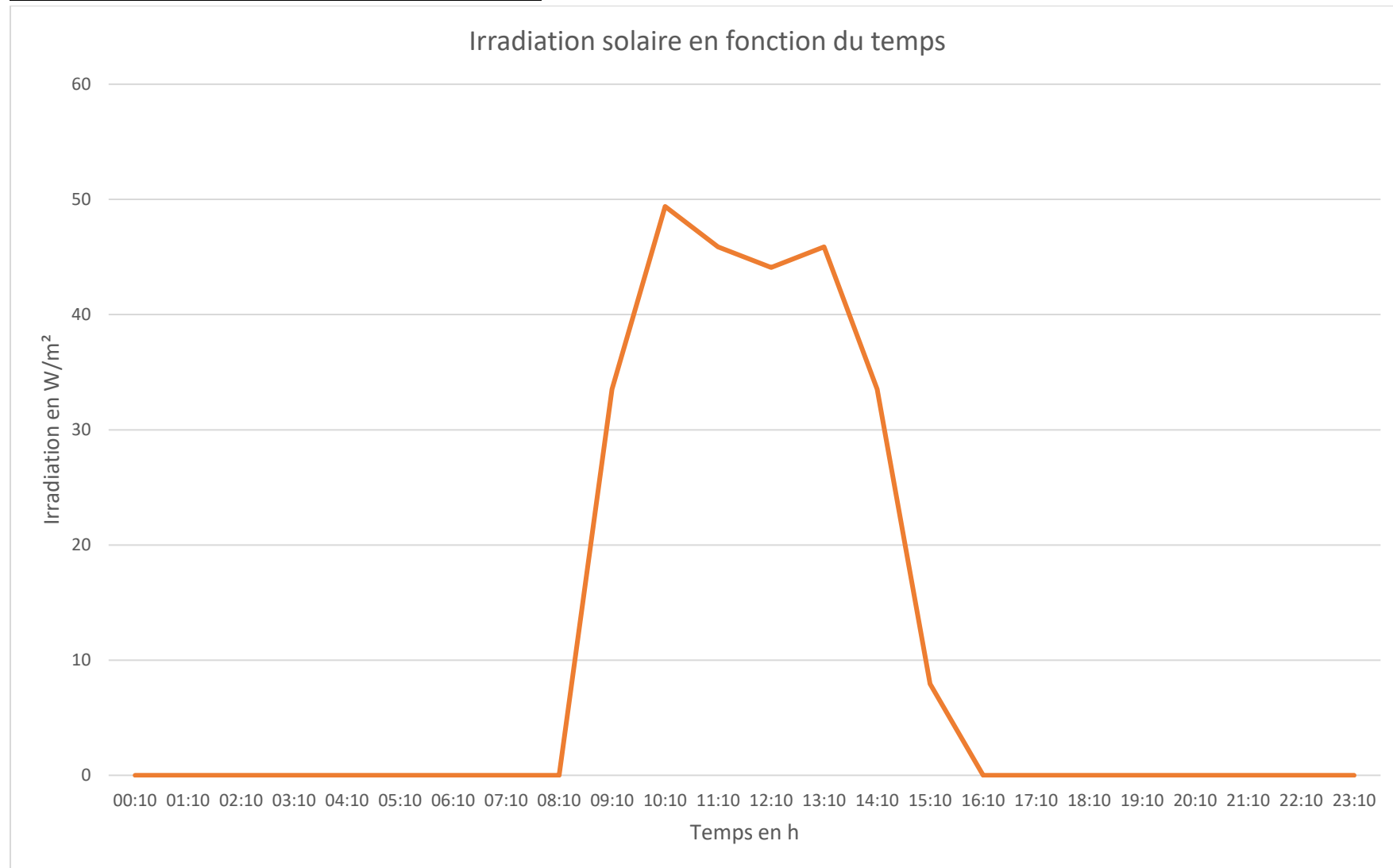
Le 17 décembre 2016 :

							1000	
time	G(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int	W	kW	Rendement
00:10	0	0	3,26	2,03	0	0	0	#DIV/0!
01:10	0	0	3,15	1,86	0	0	0	#DIV/0!
02:10	0	0	3,03	1,69	0	0	0	#DIV/0!
03:10	0	0	2,92	1,52	0	0	0	#DIV/0!
04:10	0	0	2,7	1,47	0	0	0	#DIV/0!
05:10	0	0	2,47	1,43	0	0	0	#DIV/0!
06:10	0	0	2,24	1,38	0	0	0	#DIV/0!
07:10	0	0	2,5	1,43	0	0	0	#DIV/0!
08:10	0	0	2,76	1,49	0	0	0	#DIV/0!
09:10	33,52	9,11	3,03	1,54	0	217,319269	0,21731927	15,23%
10:10	49,39	13,58	4,33	1,55	0	322,144374	0,32214437	15,33%
11:10	45,87	15,92	5,64	1,55	0	297,045363	0,29704536	15,22%
12:10	44,1	15,92	6,95	1,56	0	283,799391	0,28379939	15,12%
13:10	45,87	13,58	7,07	1,46	0	295,377871	0,29537787	15,13%
14:10	33,52	9,12	7,19	1,36	0	213,791654	0,21379165	14,99%
15:10	7,94	2,9	7,32	1,26	0	48,2871103	0,04828711	14,29%
16:10	0	0	6,68	1,5	0	0	0	#DIV/0!
17:10	0	0	6,04	1,74	0	0	0	#DIV/0!
18:10	0	0	5,4	1,99	0	0	0	#DIV/0!
19:10	0	0	5,29	1,9	0	0	0	#DIV/0!
20:10	0	0	5,18	1,82	0	0	0	#DIV/0!
21:10	0	0	5,08	1,74	0	0	0	#DIV/0!
22:10	0	0	5,05	1,61	0	0	0	#DIV/0!
23:10	0	0	5,02	1,49	0	0	0	#DIV/0!

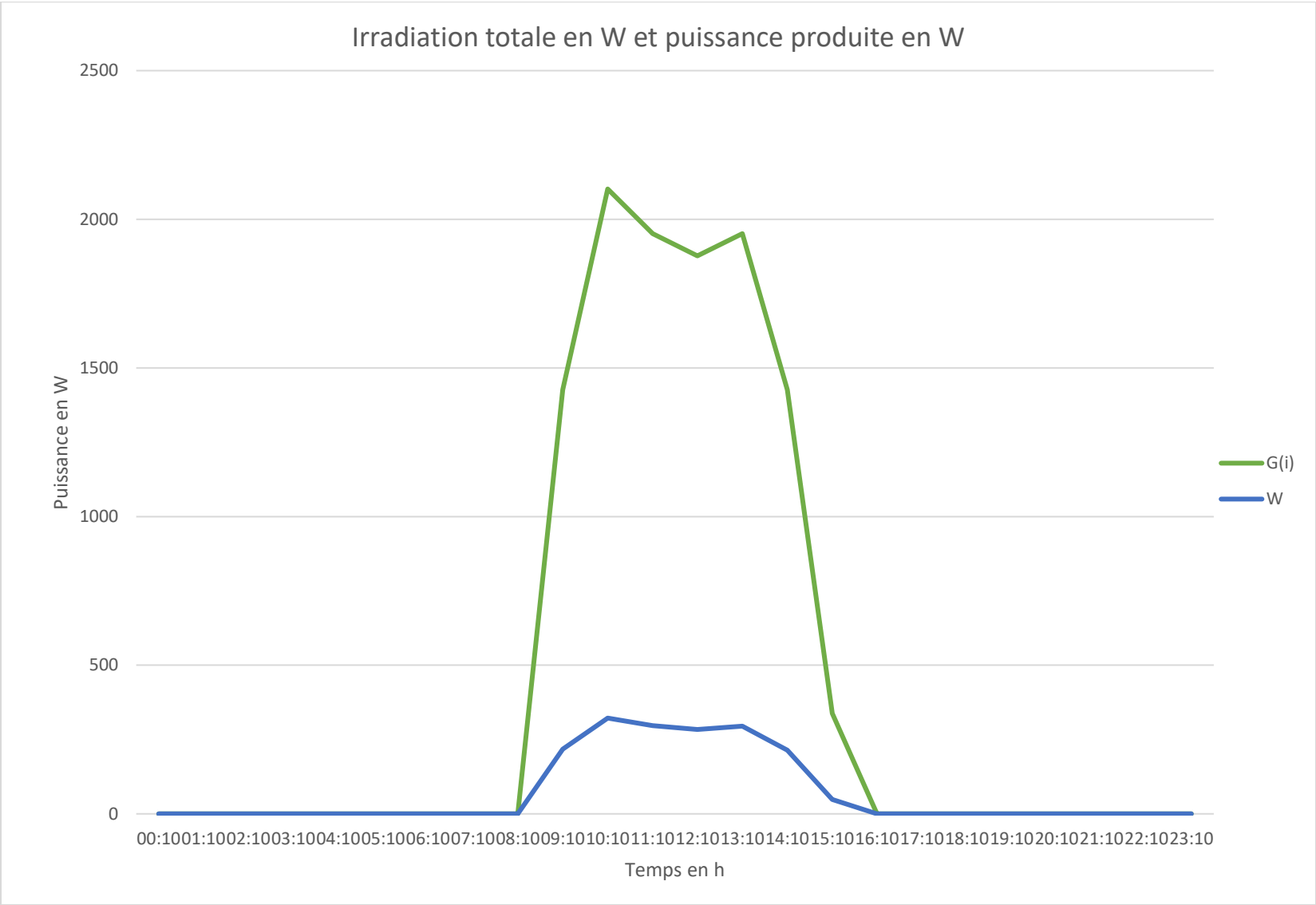
Graphique de la production énergétique en fonction du temps en h



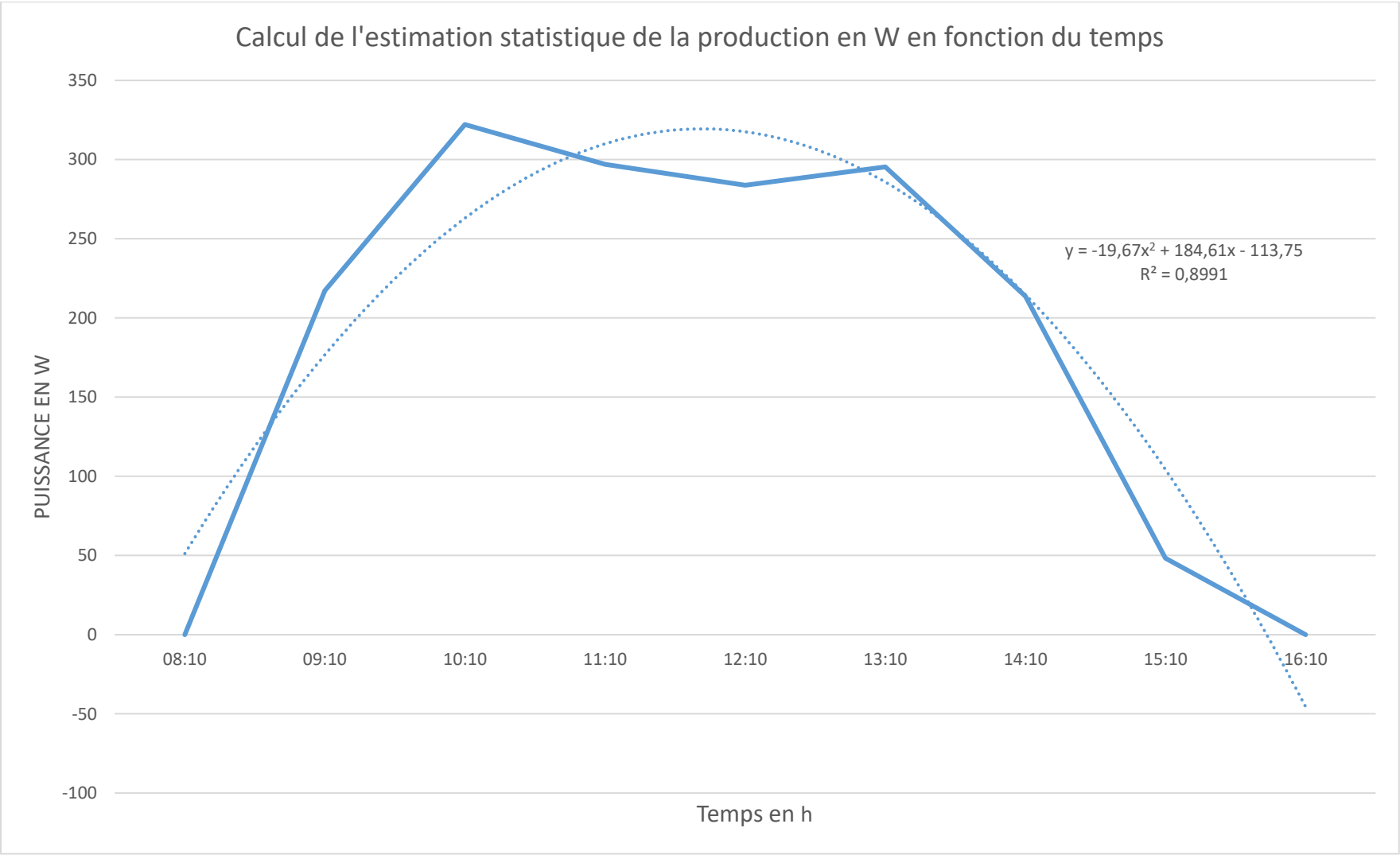
Graphe de l'irradiance solaire en fonction du temps



Graphe du rendement de l'installation photovoltaïque



Estimation statistique du calcul de la production en W en fonction du temps en h



kWh produit le 17 décembre 2016

Interval de temps	kW	kWh
00:00:00 - 00:10:00	0	0
	0	
00:10:00 - 01:10:00	0	0
	0	
01:10:00 - 02:10:00	0	0
	0	
02:10:00 - 03:10:00	0	0
	0	
03:10:00 - 04:10:00	0	0
	0	
04:10:00 - 05:10:00	0	0
	0	
05:10:00 - 06:10:00	0	0
	0	
06:10:00 - 07:10:00	0	0
	0	
07:10:00 - 08:10:00	0	0
	0	
08:10:00 - 09:10:00	0	0,1086596
	0,2173193	
09:10:00 - 10:10:00	0,2173193	0,2697318
	0,3221444	
10:10:00 - 11:10:00	0,3221444	0,3095949
	0,2970454	
11:10:00 - 12:10:00	0,2970454	0,2904224
	0,2837994	
12:10:00 - 13:10:00	0,2837994	0,2895886
	0,2953779	
13:10:00 - 14:10:00	0,2953779	0,2545848
	0,2137917	
14:10:00 - 15:10:00	0,2137917	0,1310394
	0,0482871	
15:10:00 - 16:10:00	0,0482871	0,0241436
	0	
16:10:00 - 17:10:00	0	0
	0	
17:10:00 - 18:10:00	0	0
	0	
18:10:00 - 19:10:00	0	0

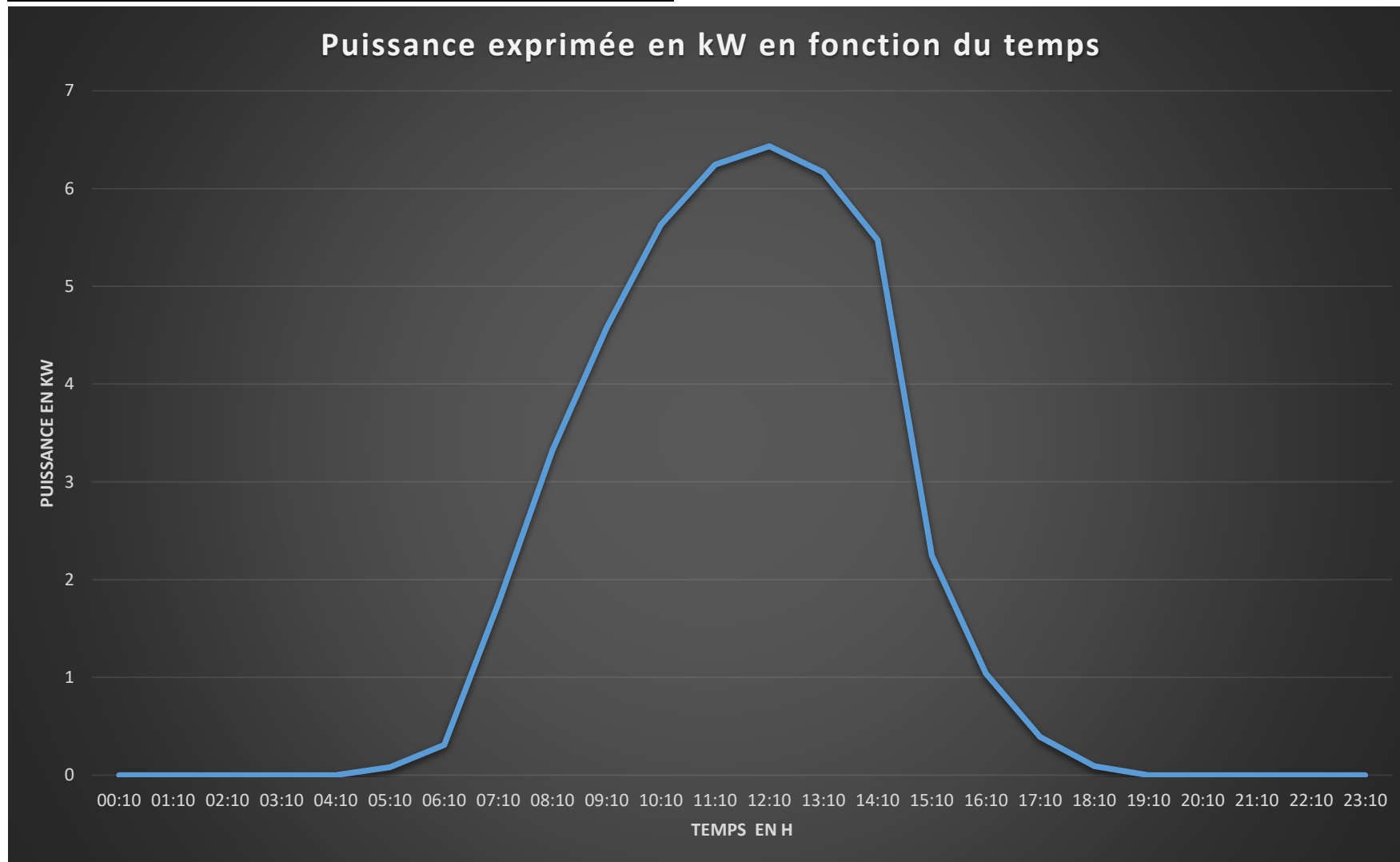
	0	
19:10:00 - 20:10:00	0	0
	0	
20:10:00 - 21:10:00	0	0
	0	
21:10:00 - 22:10:00	0	0
	0	
22:10:00 - 23:10:00	0	0
	0	
23:10:00 - 00:00:00	0	0
	0	

Production totale journalière	1,677765	kWh
-------------------------------	----------	-----

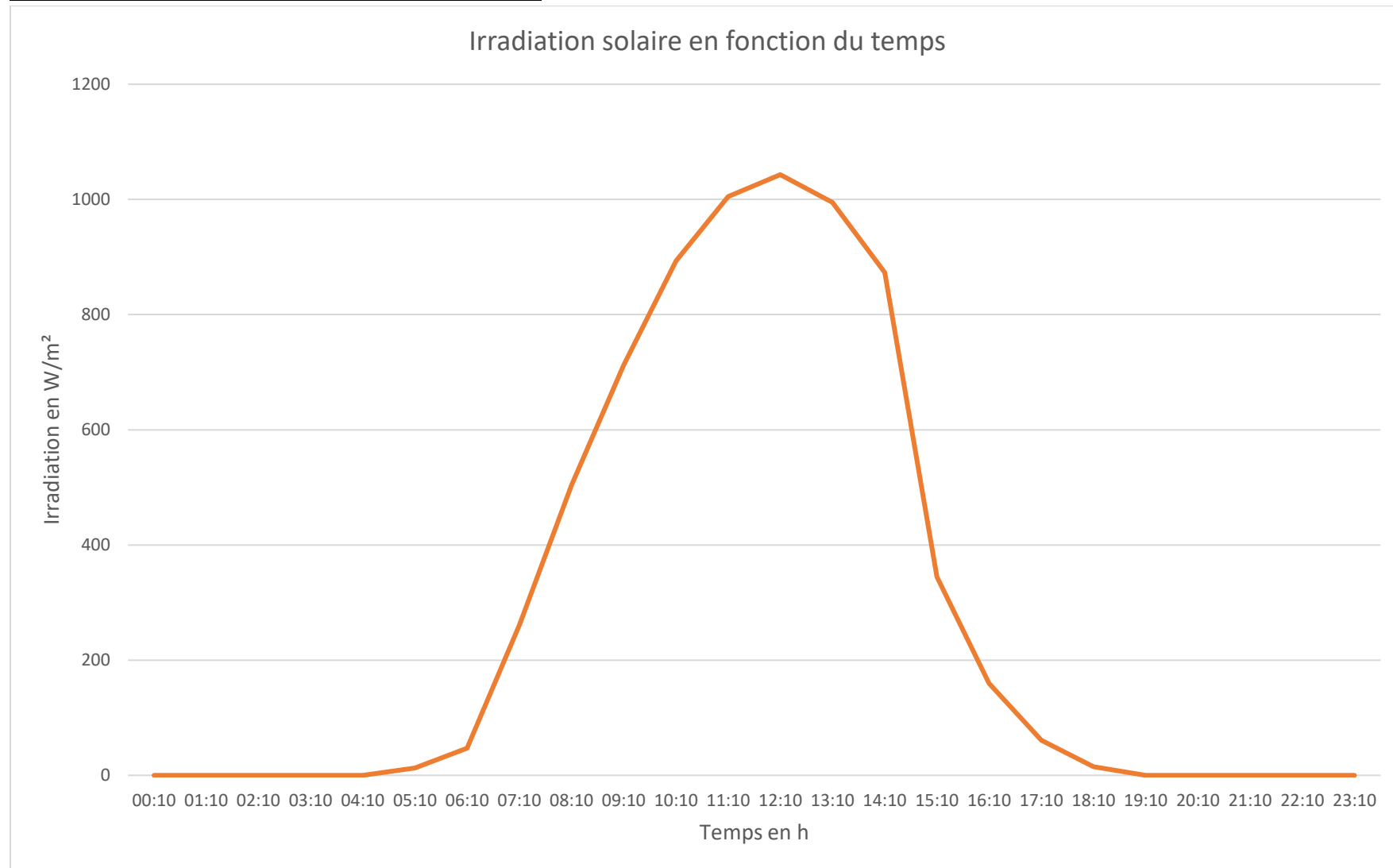
Le 18 avril 2016

							1000	
time	G(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int	W	kW	Rendement
00:10	0	0	0,79	2,81	0	0	0	#DIV/0!
01:10	0	0	0,6	2,51	0	0	0	#DIV/0!
02:10	0	0	0,42	2,21	0	0	0	#DIV/0!
03:10	0	0	0,23	1,9	0	0	0	#DIV/0!
04:10	0	0	0,67	1,93	0	0	0	#DIV/0!
05:10	12,88	3,11	1,1	1,95	0	81,6323446	0,08163234	14,89%
06:10	47,02	12,57	1,54	1,97	0	309,607149	0,30960715	15,47%
07:10	261,27	22,09	4,08	2,5	0	1755,65562	1,75565562	15,79%
08:10	504,23	31,24	6,62	3,02	0	3324,95435	3,32495435	15,49%
09:10	712,4	39,48	9,16	3,54	0	4578,76155	4,57876155	15,10%
10:10	893,29	46,01	9,93	3,86	0	5630,59462	5,63059462	14,81%
11:10	1004,9	49,82	10,71	4,17	0	6243,92913	6,24392913	14,60%
12:10	1043,02	50,03	11,48	4,48	0	6434,06781	6,43406781	14,50%
13:10	994,72	46,59	11,54	4,76	0	6165,03727	6,16503727	14,56%
14:10	872,91	40,3	11,59	5,03	0	5474,23446	5,47423446	14,74%
15:10	344,77	32,21	11,64	5,31	0	2245,39689	2,24539689	15,30%
16:10	159,61	23,12	11,06	4,77	0	1039,82756	1,03982756	15,31%
17:10	60,86	13,63	10,49	4,23	0	389,602431	0,38960243	15,04%
18:10	14,99	4,14	9,91	3,7	0	92,1833621	0,09218336	14,45%
19:10	0	0	9,08	3,4	0	0	0	#DIV/0!
20:10	0	0	8,24	3,1	0	0	0	#DIV/0!
21:10	0	0	7,41	2,8	0	0	0	#DIV/0!
22:10	0	0	7,19	2,83	0	0	0	#DIV/0!
23:10	0	0	6,98	2,86	0	0	0	#DIV/0!

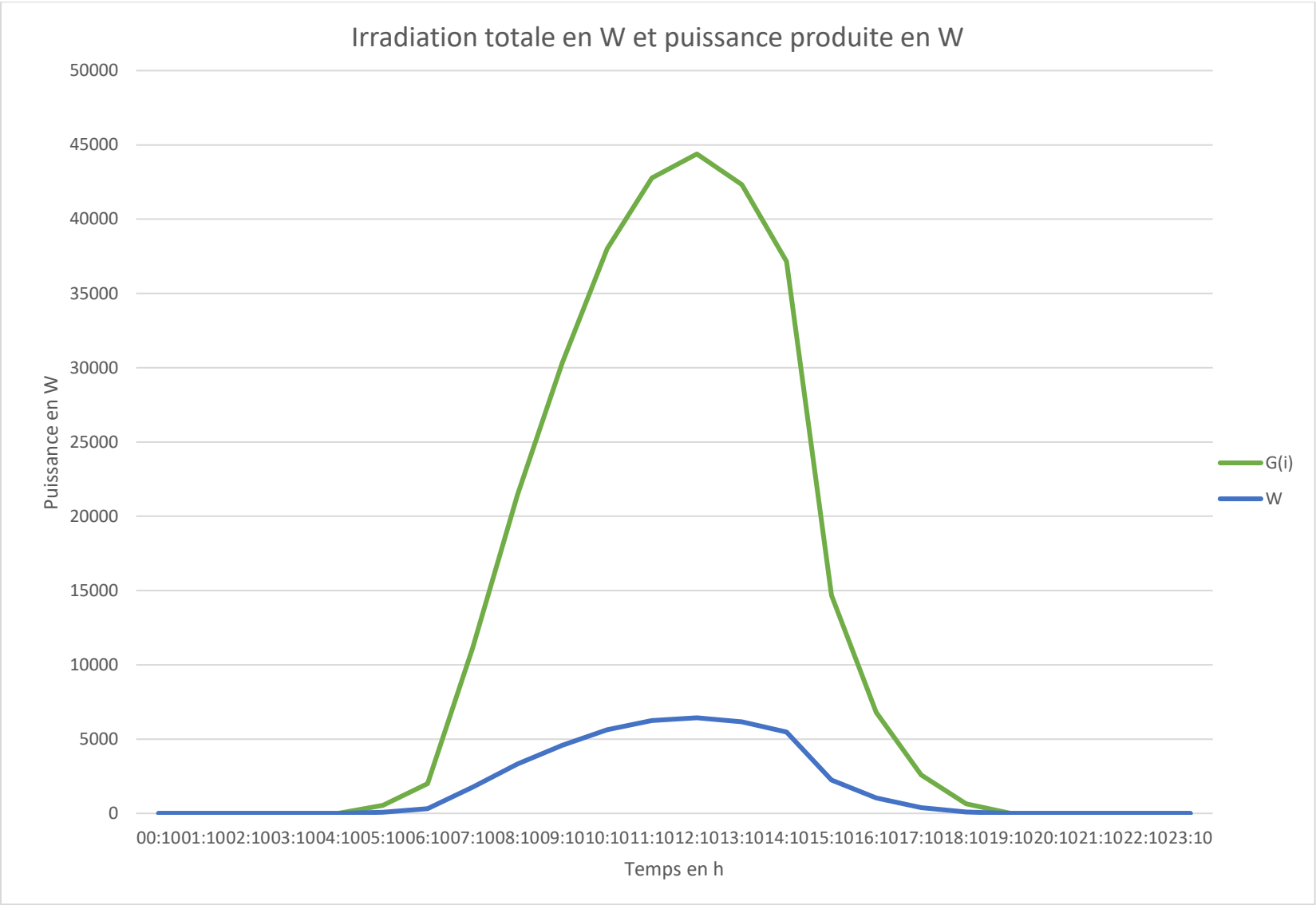
Graphique de la production énergétique en fonction du temps en h



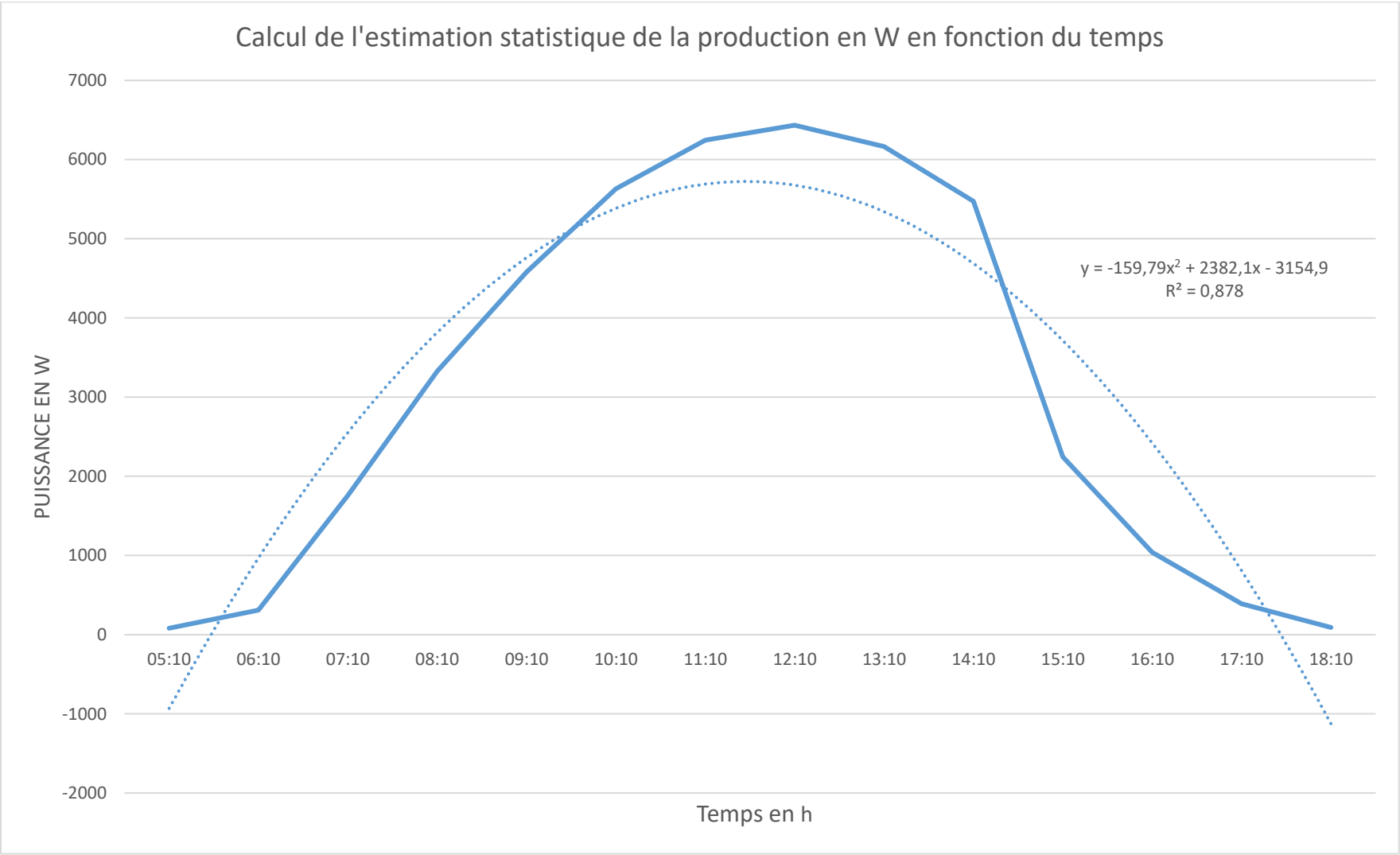
Graphe de l'irradiance solaire en fonction du temps



Graphe du rendement de l'installation photovoltaïque



Estimation statistique du calcul de la production en W en fonction du temps en h



kWh produit le 18 avril 2016

Interval de temps	kW	kWh
00:00:00 - 00:10:00	0	0
	0	
00:10:00 - 01:10:00	0	0
	0	
01:10:00 - 02:10:00	0	0
	0	
02:10:00 - 03:10:00	0	0
	0	
03:10:00 - 04:10:00	0	0
	0	
04:10:00 - 05:10:00	0	0,0408162
	0,0816323	
05:10:00 - 06:10:00	0,0816323	0,1956197
	0,3096071	
06:10:00 - 07:10:00	0,3096071	1,0326314
	1,7556556	
07:10:00 - 08:10:00	1,7556556	2,540305
	3,3249543	
08:10:00 - 09:10:00	3,3249543	3,9518579
	4,5787616	
09:10:00 - 10:10:00	4,5787616	5,1046781
	5,6305946	
10:10:00 - 11:10:00	5,6305946	5,9372619
	6,2439291	
11:10:00 - 12:10:00	6,2439291	6,3389985
	6,4340678	
12:10:00 - 13:10:00	6,4340678	6,2995525
	6,1650373	
13:10:00 - 14:10:00	6,1650373	5,8196359
	5,4742345	
14:10:00 - 15:10:00	5,4742345	3,8598157
	2,2453969	
15:10:00 - 16:10:00	2,2453969	1,6426122
	1,0398276	
16:10:00 - 17:10:00	1,0398276	0,714715
	0,3896024	
17:10:00 - 18:10:00	0,3896024	0,2408929
	0,0921834	
18:10:00 - 19:10:00	0,0921834	0,0460917
	0	

19:10:00 - 20:10:00	0	0
	0	
20:10:00 - 21:10:00	0	0
	0	
21:10:00 - 22:10:00	0	0
	0	
22:10:00 - 23:10:00	0	0
	0	
23:10:00 - 00:00:00	0	0
	0	

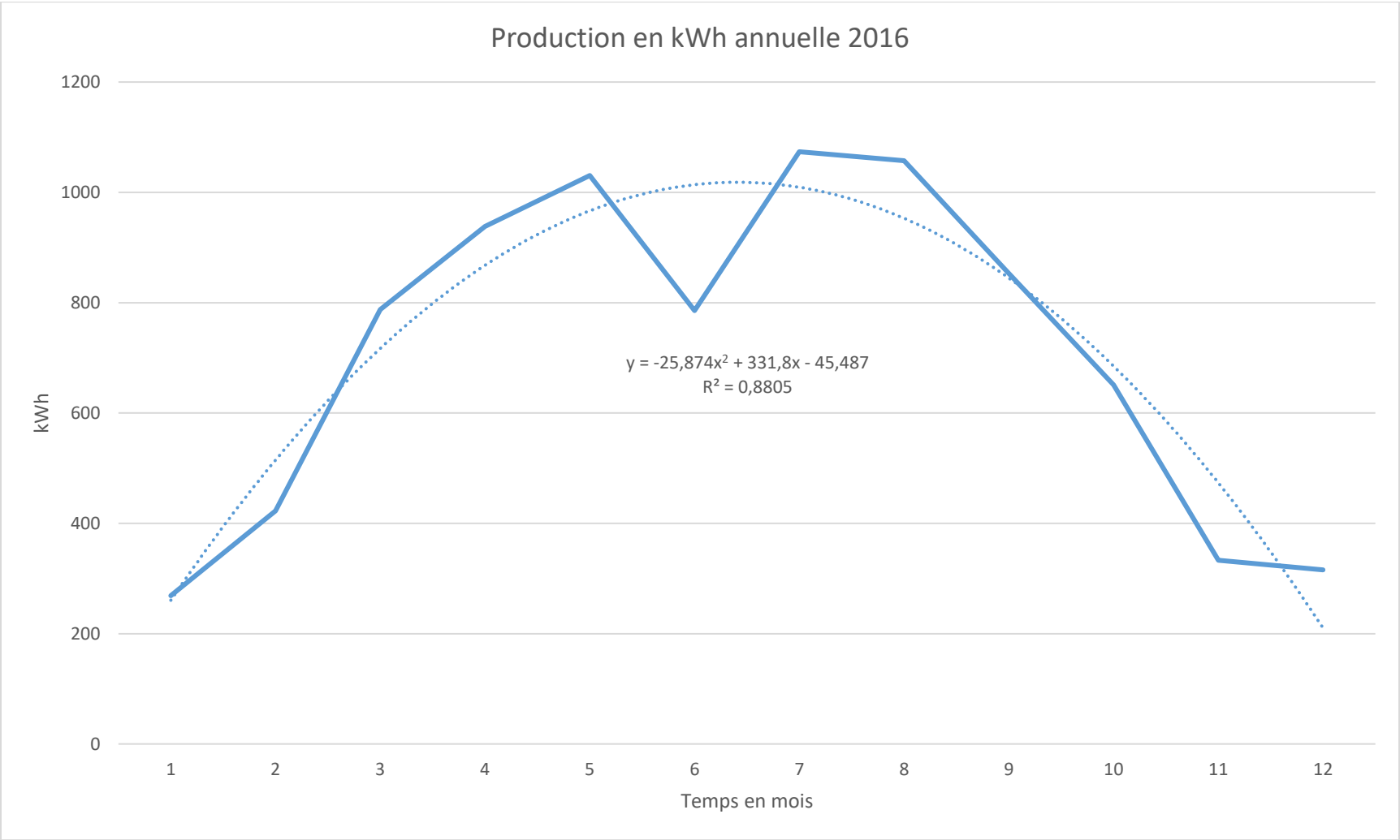
Production totale journalière	43,765485	kWh
-------------------------------	-----------	-----

Production annuelle du site

Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh
01-01-16	10,769716	01-02-16	3,8008998	01-03-16	8,6234013	01-04-16	35,528088	01-05-16	49,845908	01-06-16	10,960102
02-01-16	5,577221	02-02-16	11,785163	02-03-16	12,279175	02-04-16	22,184628	02-05-16	20,909127	02-06-16	6,705607
03-01-16	1,3980681	03-02-16	6,3240861	03-03-16	31,847188	03-04-16	40,770291	03-05-16	48,401622	03-06-16	11,322595
04-01-16	1,43575	04-02-16	4,4879327	04-03-16	24,790825	04-04-16	12,844102	04-05-16	46,680733	04-06-16	16,395392
05-01-16	3,8681403	05-02-16	2,0470019	05-03-16	17,62599	05-04-16	32,505084	05-05-16	47,591668	05-06-16	34,445825
06-01-16	3,1600524	06-02-16	3,7699241	06-03-16	8,2927583	06-04-16	13,012462	06-05-16	46,494455	06-06-16	45,99944
07-01-16	0,9206582	07-02-16	24,453385	07-03-16	23,169533	07-04-16	36,212464	07-05-16	46,654908	07-06-16	39,161003
08-01-16	19,238821	08-02-16	8,9422943	08-03-16	20,326945	08-04-16	41,248838	08-05-16	45,936284	08-06-16	43,345568
09-01-16	2,222415	09-02-16	3,4008502	09-03-16	8,4046034	09-04-16	26,517733	09-05-16	35,327221	09-06-16	47,558728
10-01-16	2,4598206	10-02-16	4,8269998	10-03-16	34,101972	10-04-16	46,18244	10-05-16	14,944186	10-06-16	36,132463
11-01-16	5,831059	11-02-16	21,171036	11-03-16	37,28065	11-04-16	28,341841	11-05-16	34,485892	11-06-16	19,744854
12-01-16	2,3009749	12-02-16	17,032468	12-03-16	39,953478	12-04-16	32,200451	12-05-16	46,157065	12-06-16	19,907881
13-01-16	6,0789201	13-02-16	5,747633	13-03-16	42,145257	13-04-16	23,572989	13-05-16	46,825726	13-06-16	24,888489
14-01-16	5,8518919	14-02-16	7,4507082	14-03-16	40,889005	14-04-16	35,793687	14-05-16	35,957391	14-06-16	26,492949
15-01-16	2,8005247	15-02-16	20,449054	15-03-16	22,136457	15-04-16	15,471471	15-05-16	33,82358	15-06-16	27,271216
16-01-16	11,863429	16-02-16	33,659676	16-03-16	37,36614	16-04-16	30,376232	16-05-16	26,731952	16-06-16	22,279583
17-01-16	24,873822	17-02-16	36,664024	17-03-16	44,184371	17-04-16	28,639017	17-05-16	45,07161	17-06-16	14,947998
18-01-16	12,654359	18-02-16	7,9815318	18-03-16	10,235327	18-04-16	43,765485	18-05-16	18,016072	18-06-16	17,87251
19-01-16	26,776901	19-02-16	34,52556	19-03-16	8,5900974	19-04-16	49,054935	19-05-16	44,915431	19-06-16	28,87111
20-01-16	2,1998963	20-02-16	3,6153393	20-03-16	17,510707	20-04-16	48,923908	20-05-16	30,44648	20-06-16	10,237785
21-01-16	23,877186	21-02-16	3,7095744	21-03-16	8,7428026	21-04-16	38,167732	21-05-16	22,153276	21-06-16	16,937174
22-01-16	2,2793186	22-02-16	3,5700644	22-03-16	39,786913	22-04-16	17,956681	22-05-16	9,6688514	22-06-16	30,108113
23-01-16	13,669705	23-02-16	14,066581	23-03-16	21,843992	23-04-16	46,158774	23-05-16	13,72803	23-06-16	24,79314
24-01-16	2,4673757	24-02-16	24,704153	24-03-16	10,437775	24-04-16	33,19428	24-05-16	25,73999	24-06-16	44,768757
25-01-16	25,470064	25-02-16	19,11159	25-03-16	39,88129	25-04-16	9,4110046	25-05-16	18,386311	25-06-16	42,564053
26-01-16	12,672833	26-02-16	12,459043	26-03-16	21,428182	26-04-16	19,786309	26-05-16	46,531295	26-06-16	36,136324
27-01-16	2,6393812	27-02-16	30,321989	27-03-16	16,924411	27-04-16	26,184057	27-05-16	43,185962	27-06-16	20,236693
28-01-16	27,446835	28-02-16	23,113844	28-03-16	38,966122	28-04-16	43,773486	28-05-16	37,800473	28-06-16	24,734278
29-01-16	1,6469435	29-02-16	29,423984	29-03-16	39,587704	29-04-16	27,737222	29-05-16	23,252318	29-06-16	26,879389
30-01-16	2,4539595			30-03-16	37,075165	30-04-16	32,513435	30-05-16	5,9560501	30-06-16	13,98572
31-01-16	1,9516762			31-03-16	22,954619			31-05-16	18,817849		

Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh	Date	kWh
01-07-16	10,316454	01-08-16	28,495503	01-09-16	41,336785	01-10-16	31,657016	01-11-16	9,6922481	01-12-16	3,6110761
02-07-16	42,991266	02-08-16	10,63098	02-09-16	16,702679	02-10-16	14,557373	02-11-16	15,45164	02-12-16	22,732597
03-07-16	47,721471	03-08-16	12,715494	03-09-16	32,179153	03-10-16	24,811394	03-11-16	19,473937	03-12-16	22,732597
04-07-16	45,447288	04-08-16	31,805912	04-09-16	22,000474	04-10-16	16,179245	04-11-16	7,1954699	04-12-16	24,236531
05-07-16	21,854465	05-08-16	42,628918	05-09-16	29,144582	05-10-16	39,690416	05-11-16	6,3259044	05-12-16	22,199401
06-07-16	43,297065	06-08-16	41,723563	06-09-16	27,813162	06-10-16	33,453449	06-11-16	5,4847274	06-12-16	20,306193
07-07-16	25,067921	07-08-16	22,587312	07-09-16	42,081384	07-10-16	10,211107	07-11-16	7,7447448	07-12-16	9,21556
08-07-16	28,289505	08-08-16	42,724051	08-09-16	40,997944	08-10-16	30,641506	08-11-16	7,7447448	08-12-16	17,546509
09-07-16	35,57547	09-08-16	39,230309	09-09-16	43,179293	09-10-16	40,422753	09-11-16	2,7783763	09-12-16	6,2150108
10-07-16	32,145385	10-08-16	26,718717	10-09-16	31,258849	10-10-16	17,471339	10-11-16	10,835944	10-12-16	1,4658306
11-07-16	39,552431	11-08-16	8,1821583	11-09-16	19,257066	11-10-16	31,734106	11-11-16	29,685695	11-12-16	16,239707
12-07-16	35,371638	12-08-16	40,093861	12-09-16	34,514469	12-10-16	5,9656861	12-11-16	5,190702	12-12-16	4,1496621
13-07-16	39,662654	13-08-16	42,299452	13-09-16	41,040778	13-10-16	25,916287	13-11-16	3,4732649	13-12-16	2,9495092
14-07-16	42,615407	14-08-16	38,699021	14-09-16	40,305025	14-10-16	9,2765037	14-11-16	2,8744116	14-12-16	8,2949167
15-07-16	45,716887	15-08-16	43,067181	15-09-16	35,704058	15-10-16	25,62018	15-11-16	3,6086575	15-12-16	18,679575
16-07-16	35,466518	16-08-16	42,786878	16-09-16	14,403112	16-10-16	21,380681	16-11-16	16,357216	16-12-16	3,3506971
17-07-16	40,340215	17-08-16	44,644504	17-09-16	15,632278	17-10-16	19,781214	17-11-16	9,4586623	17-12-16	1,677765
18-07-16	45,517155	18-08-16	40,627755	18-09-16	22,782022	18-10-16	6,0557415	18-11-16	5,2338003	18-12-16	3,7344795
19-07-16	45,505252	19-08-16	11,025563	19-09-16	13,542749	19-10-16	5,7958452	19-11-16	19,397003	19-12-16	3,5424434
20-07-16	35,187092	20-08-16	35,379562	20-09-16	37,179404	20-10-16	10,386679	20-11-16	2,6460062	20-12-16	14,265747
21-07-16	41,639805	21-08-16	28,615924	21-09-16	37,750039	21-10-16	21,558193	21-11-16	2,9573961	21-12-16	6,0965234
22-07-16	34,194275	22-08-16	34,385276	22-09-16	21,817124	22-10-16	27,82219	22-11-16	12,624472	22-12-16	8,0293295
23-07-16	17,513914	23-08-16	43,05568	23-09-16	37,625879	23-10-16	30,123519	23-11-16	2,8520262	23-12-16	9,8429608
24-07-16	42,409894	24-08-16	42,966476	24-09-16	37,297053	24-10-16	4,2760267	24-11-16	14,486347	24-12-16	5,1020134
25-07-16	35,310995	25-08-16	42,513332	25-09-16	17,480361	25-10-16	22,851451	25-11-16	23,40626	25-12-16	2,9855276
26-07-16	34,141626	26-08-16	37,449981	26-09-16	12,655994	26-10-16	19,255961	26-11-16	10,276771	26-12-16	18,802943
27-07-16	13,827143	27-08-16	40,933214	27-09-16	31,65988	27-10-16	15,464644	27-11-16	5,455737	27-12-16	22,060397
28-07-16	26,481066	28-08-16	24,577306	28-09-16	30,005579	28-10-16	11,112601	28-11-16	23,931687	28-12-16	3,3544894
29-07-16	27,698367	29-08-16	32,742196	29-09-16	4,2609182	29-10-16	29,16423	29-11-16	24,526937	29-12-16	5,0999542
30-07-16	17,375303	30-08-16	42,604766	30-09-16	21,212945	30-10-16	19,648129	30-11-16	21,763541	30-12-16	3,8170562
31-07-16	45,41475	31-08-16	41,477913			31-10-16	28,740658			31-12-16	3,1631692

Production annuelle en kWh en fonction des mois de l'année



Commentaires :

Il est à remarquer que la courbe de production d'énergie est quadratique quelle que soit la journée choisie. Les racines de cette courbe correspondent au lever et au coucher du soleil, tandis que leurs différences correspondent à la longueur de la journée.

La valeur maximale de la courbe est déterminée par la puissance installée exprimée en Wc, au plus elle sera élevée, au plus on développera de puissance. Ainsi par intégration de cette courbe, on retrouve bien l'énergie active produite et disponible aux consommateurs.

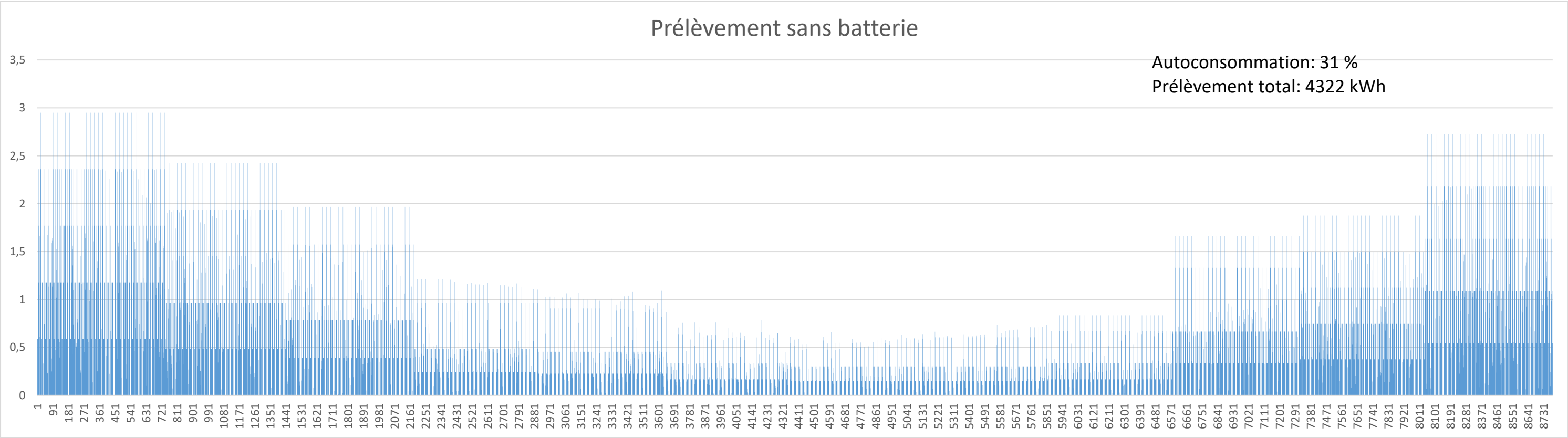
Les valeurs de l'irradiance solaire varient dues à la position du soleil vis-à-vis de la Terre, de la position de la surface sur celle-ci ainsi que l'orientation et l'inclinaison de la surface. Il serait possible de simuler une courbe stochastique à partir de moyenne et d'écart-types sur un horizon temporel retenu (heure, journée, mois, année), permettant de simuler un grand nombre de production énergétique associée à une probabilité.

Il est à remarquer que l'ensemble des calculs ont été effectué avec perte nulle, ce qui ne correspond pas à la réalité. Toutefois, il s'agit d'une bonne approximation étant donné la difficulté de mesurer l'ensemble des facteurs de pertes. Nous avons retenu, un facteur de 25 % de pertes pour la modélisation avec batterie.

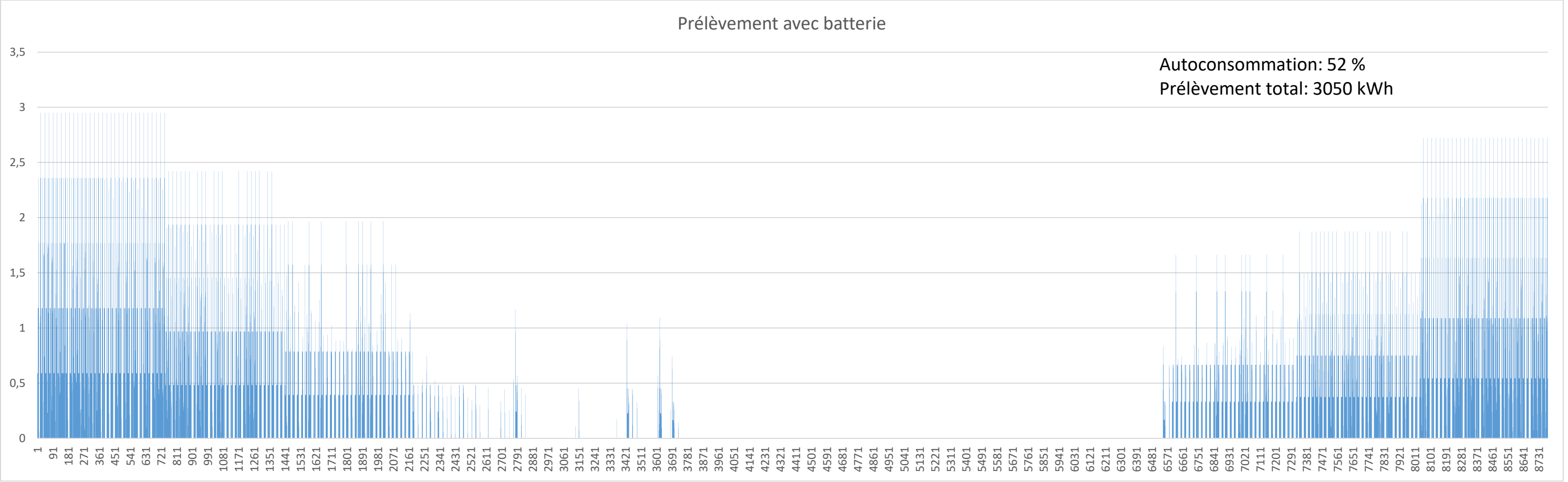
Il serait envisageable de prendre en compte l'effet du vent qui permet la dispersion de chaleur améliorant le rendement du module photovoltaïque, étant donné que nous disposons de ces données.

Une simulation avec batterie a été effectuée sur base d'une sélection de batteries SONNEN configuré pour réseau monophasé. Le calcul de batterie s'est effectué à partir du niveau injecté annuelle, ce qui dans notre exemple correspond à une batterie de capacité utile 6 kWh. Le modèle retenu ne prend pas en compte la régulation de charge étant donné la nature variable des entrants, il s'agit donc d'un modèle simplifié. Afin de faciliter la lecture des informations (le modèle fournit plus 8784 données), nous vous proposons les deux graphes qui montrent les prélèvements effectifs sur le réseau avec et sans batterie pour une installation photovoltaïque

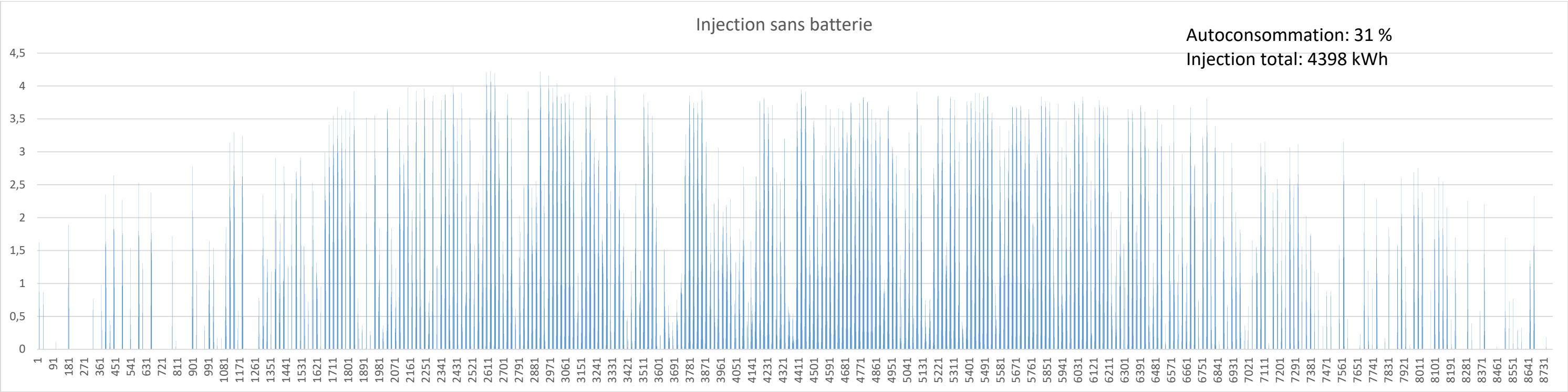
Prélèvement sans batterie pour une installation photovoltaïque :



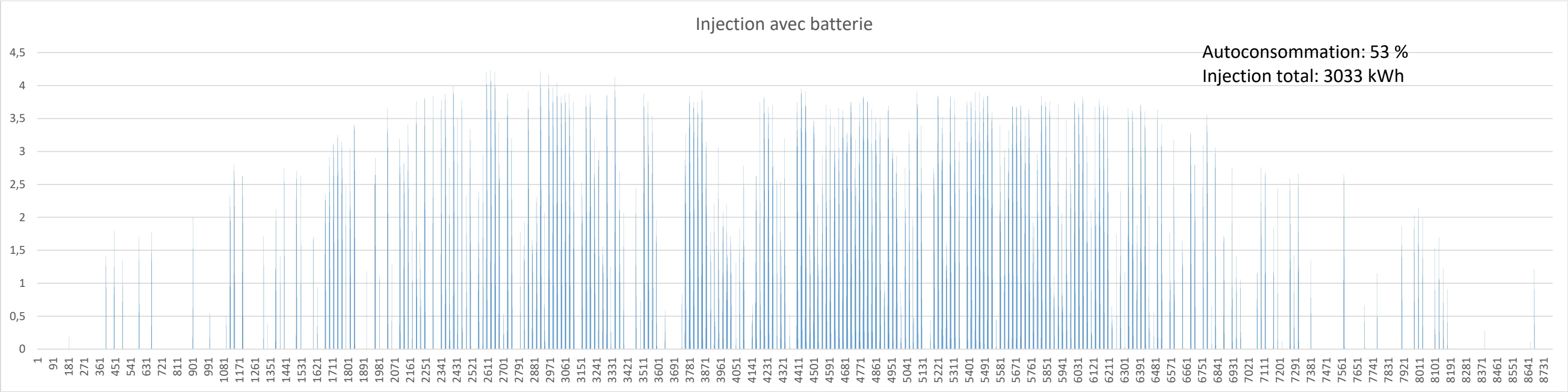
Prélèvement avec batterie pour une installation photovoltaïque :



Injection sans batterie :



Injection avec batterie :



Commentaires des graphiques retenus :

Nous allons parler de la différence de prélèvement et de l'augmentation de l'autoconsommation dû à l'ajout de la batterie dans notre modélisation.

L'autoconsommation et les prélèvements :

Avant tout, il est à noter que l'autoconsommation est dépendante de la production d'énergie électrique par l'intermédiaire de l'installation photovoltaïque et du profil de consommation des ménages. Les deux éléments repris ci-dessous sont des paramètres non déterministes pour chaque utilisateur de réseau disposant d'une installation photovoltaïque. Ce calcul peut être effectué pour chacun, mais nous montrerons qu'à l'échelle de la Belgique, les variations seront marginales. Ce point étant éclairci, nous pouvons discuter de la valeur ajoutée de l'autoconsommation.

Les données nous indiquent que nous passons d'un niveau d'autoconsommation de 31 % à un niveau de 53 %, soit un gain de 22 %. Dans le cadre d'un compteur électronique à 4 index, les prélèvements effectifs sur le réseau ont donc diminué de 1365 kWh, soit pour un niveau de coût complet de l'électricité fixé à 0,23 € un gain annuel de 314 €, ajoutons à cela le gain sur la tarification proportionnelle qui est de 204 €. Sachant que la batterie possède une capacité utile de 6kWh et que son prix s'établit, à partir de notre modèle, à 4800 € au quelle il faut ajouter les 180 € d'installation du compteur bi-flux, proportionnellement parlant il faudra 10 années avant de récupérer son investissement. Le subsidy proposé par les autorités publiques wallonnes à savoir 40 % de la valeur d'achat plafonné à 400 €, ne modifie pas significativement le délai de récupération.

La majorité de ce gain s'effectue durant les périodes de production les plus importantes, à savoir à partir d'Avril jusqu'au mois de Septembre inclus, comme le confirment ces données : les prélèvements sans batterie s'élèvent à 825 kWh, ce qui correspond à 64 % du gain effectué.

On observera que l'autoconsommation est totale de Juin à Septembre inclus. A contrario, le gain de l'ajout d'une batterie pour les mois de production faibles qui correspondent également aux périodes élevées de prélèvements est très faible, il y a au mieux un léger effet d'atténuation réparti sur l'ensemble de ces mois.

A ce stade nous pouvons conclure qu'en Belgique, ce modèle simplifié est représentatif étant donné la taille du pays et l'homogénéité du climat. Nous constaterons toujours une amélioration de l'autoconsommation durant les mêmes périodes, seules les données se modifieront, tenant compte des paramètres du site exploité.

Ces informations auraient tendance à nous indiquer que la diminution de latitude, pour s'approcher de l'équateur, allongerait les périodes d'autoconsommation totale et donc un meilleur gain pour une installation avec batterie. Toutefois, le changement de latitude entraîne également une modification des températures à la

hausse qui est néfaste pour une technologie photovoltaïque. Bien que ces résultats aient été partiellement démontrés par l'étude sur les batteries citée précédemment, Il pourrait être envisagé de conduire une étude tenant compte de la variation de latitude.

Le modèle simplifié que nous avons établi, précise que la capacité utile de la batterie sera égale au volume de consommation annuelle. À profil de consommation et rendement constant, la variation marginale d'une unité de kW_c entraîne une augmentation de la puissance, à hauteur du rendement fixé, et donc de l'énergie créée. Sur base des informations dont nous disposons, nous pouvons en déduire que les volumes d'énergies injectés durant les périodes de production importante (mars-septembre) augmenteront, ce qui entrainera une variation à la hausse de l'injection. Cette augmentation de l'injection entrainera un surdimensionnement inutile de la batterie, étant donné le profil de consommation constant et la période propice à l'augmentation de l'autoconsommation. Ce raisonnement se confirme uniquement dans le cas de l'état de la technologie accessible aux utilisateurs de réseau, aujourd'hui il existe des technologies non accessibles qui permettraient de modifier ce raisonnement.

D'un point de vue économique, cette augmentation entrainera des coûts d'investissements supplémentaires en termes de variation du nombre de modules photovoltaïques mais aussi à l'achat d'une batterie au volume plus important pour de faibles gains. Dans les perspectives et variantes nous avons discuté de la multiplicité des usages de la batterie grâce à la voiture électrique, cette réflexion confirmerait la préférence vers ce moyen de stockage multiusage. Il serait nécessaire de creuser cette piste.

