

**République Algérienne Démocratique et Populaire**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur  
et de la Recherche Scientifique**



**Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued**

**FACULTE DE TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

**Mémoire de fin d'étude**

**En vue de l'obtention du diplôme de**

**MASTER ACADEMIQUE**

**Domaine : Sciences et Technologie**

**Filière : Électrotechnique**

**Spécialité : Réseaux Electrique**

**Thème :**

*Structure D'un Réseau Electrique Intelligent Avec  
L'intégration D'énergies Renouvelable*

**L'Encadreur :**

**Guia Talal**

**Présenté par :**

**Baha Mortadha**

**Meftah Mohamed El Hadi**

**Soutenu en 2022**

# *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers **parents**,*

*pour leurs sacrifices, et qui n'ont jamais*

*cessé de m'encourager que Dieu*

*me les garde.*

*Mes très chers **frères** et mes **sœurs**.*

***A** tous mes enseignants*

*et tous **mes amis(es)**.*

*M-M-Elhadi*

---

# *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers **parents**,*

*pour leurs sacrifices, et qui n'ont jamais*

*cessé de m'encourager que Dieu*

*me les garde.*

*Mes très chers **frères** et mes **sœurs**.*

*A tous mes **enseignants***

*et tous **mes amis(es)**.*

*B- Mortadha*

---

## Remerciements

Notre remerciement Avant tout, louange à « ALLAH » qui nous a donnés la force, le courage et la patience de mettre ce modeste travail.

Nous tenons, avant tout, remerciement **Dr. GUIA TALAL** pour sa disponibilité, pour sa confiance qu'il nous a témoignée, ainsi que ses conseils précieux et ses encouragements qui nous ont beaucoup aidés à mener à bien la réalisation de ce travail. Qu'ils trouvent ici notre profonde reconnaissance.

Nous remercions les membres de jury, chacun par son nom, qui nous ont honorés en acceptant d'examiner ce travail.

Nous adressons nos sincères remerciements à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

---

### Résumé

Le développement d'un tel système énergétique, doit garantir la sécurité, la stabilité, et la fiabilité ainsi que la qualité d'énergie, par conséquent il y a deux éléments importants qui doivent être présent sont les énergies renouvelables dans un système dite hybride au niveau de production et un réseau intelligent au niveau de la gestion.

Notre étude s'intéresse à donner une définition générale sur un réseau intelligent et son principe de fonctionnement en présentant les différents éléments actifs qui le distingue du réseau classique. D'autre part. Coté charge, il existe aussi un consommateur non traditionnel. C'est le véhicule électrique qui devient un élément très important dans le nouveau système électrique, car le déséquilibre qu'il provoque au réseau pendant l'opération de rechargement. C'est pour cette raison on va effectuer sur l'environnement MATLAB une simulation pour l'intégration de chaque source d'énergie renouvelable avec une source non renouvelable. Supposant diésel.

Par la suite on va simuler et étudier un système hybride constitué d'une source photovoltaïque, éolienne et d'une source diésel (conventionnel). Qui alimente une charge contenant les voitures électriques.

#### *Les mots clés*

Energy renouvelable ; system hybride ; Electric car ; Photovoltaïque ; réseau intelligent ; convertisseur.

### **Abstract**

The development of such an energy system, must guarantee the security, stability, and reliability as well as the quality of energy, therefore there are two important elements which must be present are the renewable energies in a so-called hybrid system at the production level and an intelligent network at the management level. Our study is interested in giving a general definition of an intelligent network and its operating principle by presenting the different active elements that distinguish it from the conventional network. On the other hand, there is also a non-traditional consumer. It is the electric vehicle which becomes a very important element in the new electrical system, because the imbalance that it causes to the network during the recharging operation. This is why we will carry out on the MATLAB environment a simulation for the integration of each renewable energy source with a non-renewable source. Assuming diesel. Thereafter we will simulate and study a hybrid system consisting of a photovoltaic source, wind and a diesel source (conventional). Which powers a load containing the electric car.

### ***Keywords***

Renewable énergie; hybrid systeme; véhicule électrique; photovoltaic; smart grid; Converter

### ملخص

كل تطور لنظام طاقي ما يجب أن يضمن السلامة والاستقرار والموثوقية بالإضافة إلى جودة الطاقة، لذلك سيكون من المهم حضور عنصران مهمان وهما الطاقات المتجددة على مستوى محطات التوليد فيما يسمى بالنظام الهجين وشبكة ذكية على مستوى التسيير والإدارة .

تهتم دراستنا بإعطاء تعريف عام للشبكة الذكية ومبدأ عملها من خلال تقديم مختلف العناصر النشطة التي تميزها عن الشبكة التقليدية. من جهة أخرى ومن ناحية المستهلك هناك أيضاً مستهلك غير تقليدي. يدعى بالسيارة الكهربائية. إذ انها تمثل عنصراً مهماً جداً في النظام الكهربائي الجديد، بسبب الخلل الذي تخلفه في الشبكة أثناء عملية إعادة الشحن. لهذا السبب سنجري محاكاة على بيئة MATLAB تتمثل في دمج بعض من مصادر الطاقة المتجددة مع مصدر غير متجدد. بافتراض الديزال .

بعد ذلك سنقوم بمحاكاة ودراسة نظام هجين يتكون من مصدر ضوئي ورياح وديزل (تقليدي). الذي يغذي حمولة تحتوي على السيارات الكهربائية.

### الكلمات المفتاحية

الطاقة المتجددة، النظام الهجين، السيارة الكهربائية، الطاقة الشمسية الضوئية، الشبكة الذكية، المحول

**Liste des Tableaux**

Tableau	Désignation	Chapitre	Page
<b>Tableau.II.1</b>	Considérons un exemple de contrôle de vitesse avec un glissement variant de $\pm 30\%$ (valeur typique en eoline)	II	49
<b>Tableau.II.2</b>	Batteries electrochimiques	II	62

**Liste des Figures****Liste des figures**

Figure	Désignation	Page
Figure I.1	Schéma conceptuel du Smart Grid proposé par NIST Smart Grid Framework, comportant, les réseaux de communications, de transmission et de distribution d'électricité et les sept domaines	5
Figure I.2	Les composants de production et de gestion d'énergie, ainsi que les différentes charges électriques constituant un Smart Home	7
Figure I.3	Profil journalier d'une installation photovoltaïque, de la consommation électrique et de l'autoconsommation avec stockage temporaire	10
Figure II.1	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau	16
Figure II.2	Schéma représentant une cellule photovoltaïque sous éclairement.	18
Figure.II.3	Schéma électrique d'une cellule solaire	18
Figure.II.4	Caractéristique Courant –Tension en fonction de l'éclairement, indiquant les points caractéristiques, pour calculer les paramètres de la cellule solaire	19
Figure.II.5a	Caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement	21
Figure II.5b	Caractéristiques I-V en fonction de la température	22
Figure II.6	Système PV installé au Centre Abrouk Madani, université Batna2.	23
Figure II.7	Architecture d'acquisition et de traitement de données du système	24
Figure II.8	Vue du générateur photovoltaïque de 2.4kWp, installé sur la toiture du centre Abrouk Madani, université Batna 2	26
Figure II.9	Caractéristiques Courant-Tension du générateur photovoltaïque, relevées pour différents éclairements et différentes températures	28
Figure II.10	Courbes journalières de la Tension UDC du générateur photovoltaïque, et de la température du module relevées durant la période de 6h40 à 18h54	28
Figure II.11	Caractéristique I-V et P-V, du générateur PV, relevées le 20-11-2014, indiquant les limites de fonctionnement du convertisseur au point de puissance maximale	29
Figure II.12	Chaîne de conversion de l'énergie solaire	29

## *Liste des Figures*

Figure II.13	Rendements moyens annuels du générateur photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2015	32
Figure II.14	Rendements moyens annuels du générateur photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2015.	32
Figure II.15	Croissance de la capacité de production éolienne (terrestre et offshore) mondiale en GW de 2001 à 2019, source B. Multon (données GWEC	33
Figure II.16	Installations éoliennes (terrestres et offshore) dans l'UE-28 à la fin 2019, source Observ'ER 2020 (en bleu : capacité cumulée en service fin 2019, en vert : capacité installée durant 2019, en marron : capacité démantelée durant l'année 2019).	34
Figure II.17	Évolution de la part de l'électricité fournie par les aérogénérateurs de 2009 à 2016 dans différents pays, source	34
Figure II.18	État des installations éoliennes terrestres en France au 30 septembre 2019, source	35
Figure II.19	Ferme éolienne de London Array (mise en service en 2013), puissance installée de 630 MW, production annuelle d'environ 2TWh, source	36
Figure II.20	Profondeur moyenne des eaux en de la distance des côtes des parcs éoliens en fonctionnement (bleu foncé), en construction projet adopté (bleu clair) et à l'étude (jaune), 2019	36
Figure II.21	Eoliennes offshore : structures posées ou flottantes, source	37
Figure II.22	Éolienne de type Darrieus5 à rotor parabolique de 110 m de haut de 1983 à 1992, Parc Eole Québec, et éolienne de 6 kW combinant les technologies Darrieus et Savonius6, Noveol à Poitiers, sources	37
Figure II.23	(a) Modèle bipale GEV HP 1MW, diamètre de rotor 55, 58 ou 62m, hauteur de mâts 60 ou 70m, (b) modèle tripale Vitesse V126-3.3, 3,3 MW et 126m de diamètre (montage possible sur des mats de différentes hauteurs), sources	38
Figure II.24	Évolutions des dimensions des de aérogénérateurs terrestres de 1980 à 2018 Source US National Renewable Energy Laboratory	39
Figure II.25	Évolution des dimensions des turbines 1980 à 2020, source Mervento 2011 dimensions des turbines de	39
Figure II.26	Schéma d'écoulement de l'air dans une éolienne à axe horizontale non caréné, source	40
Figure II.27	Allure typique du rendement aérodynamique d'une turbine $C_p$ ( $\lambda$ ), source	41
Figure II.28	Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée, turbines à axe horizontale 1, 2 et 3 pales, source	42

## *Liste des Figures*

Figure II.29	Exemples de chaînes de conversion d'éoliennes Vitesse à Vitesse variable (a) avec multiplicateur de Vitesse et générateur asynchrone à double alimentation, (b) à entraînement direct avec générateur synchrone, source	43
Figure II.30	Chaîne de conversion avec multiplicateur de vitesse, source	43
Figure II.31	Chaîne de conversion directe du fabricant Enercon, source	44
Figure II.32	Chaîne de conversion de petite puissance (jusqu'à quelques kW), source	45
Figure II.34	Courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation, source	45
Figure II.35a	(a) Schémas d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne, (b) Eclaté d'une machine asynchrone à cage et exemple d'éolienne à 2 vitesses : N54 1000 kW, sources	46
Figure II.35b	(b) Exemple de chaînes de conversion d'éoliennes moderne à vitesse variable avec entraînement direct avec générateur synchrone, source	51
Figure II.36	Convention moteur	51
Figure II.37	Schémas d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne, source	52
Figure II.38	Génératrice E70 2MW (repère 4), source	53
Figure II.39	Le parc éolien Block Island de GE-Alstom au large des côtes du Rhode Island, source	54
Figure II.40	Exemple de chaînes à génératrices semi-rapides, Multibrid M5000, source	54
Figure II.41	Exemples d'architectures de connexion de parcs au réseau, source, dessin xavier Roboam	56
Figure II.42	Câble unipolaire Nexans, et schéma d'un câble de raccordement tripolaire, sources	57
Figure II.43	Architecture de conversion HVDC avec convertisseurs à Thyristors LCC (Line Commutated Converter), source	57
Figure II.44	Architecture de conversion HVDC avec convertisseurs multiniveaux structures MMC (Modular Multilevel Converter), source	58
Figure II.45	Station de conversion en mer, BorWin gamma tenne T, source	58
Figure II.46	Les stations de transfert d'énergie par pompage	60
Figure II.47	Schéma de principe d'une installation de stockage à air comprimé	61

Figure III.1	Diagramme en Simulink d'un réseau électrique avec une source classique diésel	64
Figure III.2	Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d'une source diesel.	64
Figure.III.3	Diagramme en Simulink d'un réseau électrique avec une source classique diésel et source renouvelable éolienne.	65
Figure.III.4	Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d'une source classique diésel et source renouvelable éolienne.	66
Figure.III.5	Diagramme en Simulink d'un réseau électrique avec une source classique diésel et source renouvelable solaire.	67
Figure III.6	Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d'une source classique diésel et source renouvelable solaire.	68
Figure III.7	Diagramme en Simulink d'un réseau électrique avec une source classique diésel, source renouvelable éolienne et solaire.	69
Figure III.8	Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d'une source classique diésel, source renouvelable éolienne et solaire.	70



## **Sommaire**

Résumé.....	I
Abstract .....	II
ملخص.....	III
Liste des Tableaux .....	IV
Liste des Figures .....	V
Introduction générale .....	1

### ***Chapitre I***

#### ***Etat De L'art Des Réseaux Intelligents, « Smart Grid »***

INTRODUCTION GENERALE .....	1
I.1 Introduction : .....	3
I.2 Smart Grid définition, principe de fonctionnement et architecture : .....	3
I.3 Réseaux de communications Smart Grid.....	5
I.4 Smart Home .....	6
I.4.1 Exemple de fonctionnement du système de gestion d'énergie de type SMA.....	9
I.5 Smart mètre.....	10
I.6 Synthèse bibliographies .....	11
I.6.1 Les projets pilotes en Smart Grid.....	11
I.6.2 Les projets de recherche : .....	12
<u>I.7 Conclusion</u> .....	13

### ***Chapitre II***

#### ***Conception Des Systèmes D'Energie Renouvelable Connectes Au Réseaux Electriques***

II.1 Introduction .....	15
II.2 Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique.....	15
II.3 La conversion photovoltaïque .....	17
II.3.1 Principe de fonctionnement de la cellule Photovoltaïque.....	17

II.3.3 Le module solaire photovoltaïque (PV).....	20
II.3.5 Influence de la température sur les paramètres du module photovoltaïque.....	21
II.4 Caractérisation du système photovoltaïque connecté au réseau.....	22
II.4.1 Configuration du système photovoltaïque connecté au réseau.....	22
II.4.2.2 Instrumentations utilisés.....	23
II.4.2.3 Protocoles de communications.....	25
II.2.5 Caractérisation électrique du système photovoltaïque.....	25
II.2.5.1 Configuration du générateur photovoltaïque.....	25
II.2.5.2 Influences des paramètres climatiques.....	26
II.2.5.3 Les différents rendements d'un système photovoltaïque.....	29
II.2.5.4 Interprétation des résultats de calcul des rendements.....	31
II.3.1 Part de l'éolien dans la production électrique.....	32
II.3.2 Types de turbine :.....	37
II.3.3 Limite du rendement aérodynamique, loi de Betz.....	39
II.3.4 Chaînes de conversion électrique.....	42
II.3.4.1 Chaînes de conversion avec multiplicateur de Vitesse.....	43
II.3.4.2 – Chaînes de conversion à entraînement direct :.....	44
II.3.4.3 Chaînes de conversion électriques.....	45
II.3.4.3.1 Machine synchrone à aimants et pont de diodes.....	45
II.3.4.3.2 Machine asynchrone à cage sans variation électronique de vitesse (figure 34).....	46
II.3.4.3.3 Machine asynchrone à double alimentation MADA ou DFIG (Double Fed Induction Génération) fondée sur l'utilisation d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné (figure 35a) : ...	48
II.3.4.3.4 Génératrice asynchrone à cage à vitesse variable alimentée par convertisseur pleine puissance (figure 35b) : .....	51
II.3.4.3.5 Génératrices synchrones à vitesse variable avec convertisseur pleine puissance (figure 37).....	52
II.3.5 Connexion des parcs éoliens au réseau.....	55
II.3.5.1 Architectures de raccordement.....	55
II.3.5.2 Câbles et transport.....	56
II.4.1 Causes de l'intégration des énergies renouvelables.....	59

II.4.2. La production décentralisée.....	59
II.4.3. Les stratégies de stockage .....	59
II.4.3.1. Le stockage centralisé :.....	60
II.4.3.2. Le stockage décentralisé .....	60
II.4.5. Différents moyens de stockage .....	60
II.4.5.1. Les stations de transfert d'énergie par pompage .....	60
II.4.5.2. Le stockage d'énergie sous forme comprimée .....	60
II.4.5.3. Stockage d'énergie grâce à l'hydrogène : .....	61
II.4.5.4. Batteries électrochimiques .....	61
II.5. Systèmes Hybrides .....	62
II.5.1. Le principe de fonctionnement .....	62
II.5.2. Le Dimensionnement.....	63
II.6. Conclusion.....	63

### *Chapitre III*

#### **Simulation Des Différents Systèmes Hybride**

III.1 Introduction : .....	63
III.2 Présentation De la simulation des systèmes hybride : .....	63
III.2.1 Première application cas d'une source diesel :.....	63
III.2.1.1 Résultat de simulation en cas d'une source diesel :.....	65
III.2.2 Deuxième application en cas d'une source classique diésel et source renouvelable éolienne: 65	
III.2.2.1 Résultat de simulation en cas d'une source classique diésel et source renouvelable éolienne:.....	66
III.2.3 Troisième application en cas d'une source classique diésel et source renouvelable solaire : ..67	
III.2.3.1 Résultat de simulation en cas d'une source classique diésel et source renouvelable solaire : .....	68
III.2.4 Quatrième application en cas d'une source classique diésel, source renouvelable éolienne et solaire : .....	69
III.2.4.1 Résultat de simulation en cas d'une source classique diésel, source renouvelable éolienne et solaire : .....	70
III.3 Conclusion: .....	71

## *Sommaire*

---

Conclusion Générale .....	71
Références Bibliographiques .....	72

# *Introduction générale*

---

## **INTRODUCTION GENERALE**

Plusieurs raisons ont fait que le réseau électrique a longtemps été exploité de façon Centralisée. Il est établi de manière désorganisée à partir de petits réseaux jusqu'aux grands réseaux. Il a évolué vers une structure verticalement intégrée, c'est-à-dire que la puissance est produite par de grandes centrales électriques potentiellement très éloignées des centres de consommation. Le réseau est conçu pour fonctionner avec des réserves suffisantes pour fournir de l'électricité à la demande de manière économique et fiable. La production d'énergie est principalement basée sur des sources primaires contrôlables telles que : les centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles, les centrales thermonucléaires, les centrales hydroélectriques. [1]

Les moyens de production conventionnels (centrales thermiques et nucléaires) sont adaptés aux performances des systèmes électriques car leur production est contrôlable, mais ils utilisent les énergies qui présentent plusieurs inconvénients liés aux considérations environnementales : réserves limitées, émissions de gaz à effet de serre, traitement des déchets (notamment nucléaires) [2], ainsi que des nouvelles politiques énergétiques. Ces considérations énergétiques et environnementales ont partiellement imposé l'évolution des systèmes électriques vers une intégration massive de nouvelles sources de production d'énergie électrique non conventionnelles et distribuées dans le réseau [3] et plus particulièrement de l'éolien et du photovoltaïque (PV). La principale caractéristique de la production renouvelable est sa dépendance aux conditions climatiques (le vent pour les fermes éoliennes et l'ensoleillement pour les fermes PV). [2]

Les réseaux électriques devront évoluer pour supporter l'accroissement rapide de production d'électricité. La modification de la structure des réseaux est passée d'une structure verticale avec des moyens de production conventionnels et centralisés à une structure horizontale avec la production décentralisée (PD) (particulièrement renouvelable) [2]. La connexion de ces unités de production sur les réseaux conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure verticale du système électrique.[4] Le nouveau système électrique est constitué de moyens de production conventionnels (Thermique, nucléaire, hydraulique), de moyens de production non conventionnels (micro turbines, cogénération, pile à combustible, géothermie, biomasse, éolien et PV, des réseaux de transport et de distribution [2].

Traditionnellement, une seule source d'énergie renouvelable a un faible impact sur la stabilité du système D'alimentation, car elle était insignifiante dans les systèmes d'alimentation. Cependant, avec l'augmentation des niveaux de pénétration des énergies renouvelable dans les réseaux électriques, la performance dynamique de tels systèmes peut être affectée. Par conséquent, il est important d'étudier l'impact de la pénétration élevée de l'énergie renouvelable sur la stabilité transitoire du système et d'étudier le comportement des unités de production d'énergie renouvelable par rapport aux perturbations du

système telles que les défauts. Il existe diverses technologies d'énergie renouvelable et ils peuvent avoir des réponses différentes aux conditions de panne [5].

Les systèmes d'énergie électrique sont souvent soumis à des interférences qui peuvent causer des pannes sévères sur leurs composants, notamment des générateurs, des lignes de transmission ou des courts-circuits. [4] L'étude de la stabilité transitoire reste un compte rendu de base et d'une grande importance dans la conception et le fonctionnement du système de transmission. [5]. Les incidents majeurs qui peuvent survenir à tout moment. Les perturbations qui surviennent dans un système électrique provoquent l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (production) et la puissance électrique (consommation). Ce déséquilibre de puissance provoque une variation des couples agissant sur le rotor. Ce qui induit une accélération ou une décélération du rotor, entraîne une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. Par conséquent, la croissance de l'installation PV a une influence significative sur le comportement oscillatoire de l'énergie électrique fournie par le générateur. Avec l'augmentation de la capacité PV du système électrique, les centrales doivent réduire la puissance de sortie afin de maintenir l'équilibre entre production et consommation [6] [7].

Dans le premier chapitre on va donner une définition générale sur un réseau intelligent, principe de fonctionnement en présentant les différents éléments actifs qui le distingue du réseau classique, aussi que sa flexibilité de gestion du système électrique entre production multi sources et charge (consommation). au moyen des technologie de communication bidirectionnel.

Dans le deuxième chapitre nous discuterons sur l'intégration des énergies renouvelable dans les réseaux électrique et la structure générale d'un réseau électrique avec les sources d'énergie renouvelable (éolienne – photovoltaïque) accompagnant d'une source conventionnelle (diesel). Pour construire un système hybride dans le rôle d'assurer une bonne qualité d'énergie.

D'autre part. coté charge il existe aussi un consommateur non traditionnel. C'est le véhicule électrique qui devient un élément très important dans le nouveau système électrique car le déséquilibre qu'il provoque pendant l'opération de rechargement, en parlant a des milliers de voiture s'il décidait de se rebrancher au mémé moment.

Dans le troisième chapitre on va effectuer sur l'environnement Matlab une simulation de l'intégration de chaque source d'énergie renouvelable indépendamment.

Par la suite on va simuler un système hybride constitué d'une source photovoltaïque, éolienne et d'une source diésel (conventionnel). Qui alimente une charge contenant des voitures électriques.

# *Chapitre I :*

---

**Etat De L'art Des Réseaux Intelligents,  
« Smart Grid »**

### **I.1 Introduction :**

La transition énergétique dans le monde a touché particulièrement le secteur électrique notamment des énergies renouvelables ce qui implique des évolutions majeures dans la gestion et le pilotage de ces énergies afin d'avoir des meilleures solutions aux problèmes liées de l'intermittence climatique (vitesse du vent et rayonnement solaire) qui engendrent des perturbations importantes sur les réseaux électriques

Et pour cela l'intégration d'un système moderne équipé de la nouvelle technologie de l'information et de communication (TIC) qui peuvent garantir la sécurité, la stabilité, l'égalité d'accès ainsi que la qualité d'alimentation et de service énergétique au système électriques soit indispensable. Et donc le Les réseaux électriques dans sa nouvelle configuration intelligente est appelé "Smart Grid". Les réseaux intelligents intègrent des différentes sources pour la production de l'électricité (gaz naturel, pétrole, charbon, etc.), ainsi que les sources renouvelables (solaire, éolien, géothermie, etc.). La maison intelligente, « Smart Home », constitue le noyau du réseau intelligent. Elle est caractérisée par une plateforme logicielle ayant pour objectif la rationalisation de la consommation et par conséquent la minimisation des coûts d'énergie. Ainsi l'ensemble des maisons intelligentes forment un réseau décentralisé de production de l'électricité d'origine renouvelable. En effet, l'énergie produite est injectée dans le réseau électrique ou utilisée dans la consommation propre.

### **I.2 Smart Grid définition, principe de fonctionnement et architecture :**

Les réseaux intelligents ou Smart Grid, sont des réseaux électriques de nouvelle génération qui permettent l'approvisionnement durable en l'électricité avec une gestion optimale des coûts. L'utilisation de nouvelles technologies de l'information et de communication (TIC) permet une communication en temps réel entre les différents acteurs du réseau électrique, ainsi, elle permet un contrôle optimal de la demande sur le réseau, via les technologies d'internet [8]. Dans un-Smart Grid l'électricité est générée via de multiples sources qui existent sur le marché. Dans ce processus de fonctionnement, l'objectif visé est le mix énergétique, c'est-à-dire l'électricité peut être produite d'une source conventionnelle (Gaz naturel, charbon, diesel, etc.) ou des sources renouvelables (centrales CSP ou centrales photovoltaïque, parc éoliens, biomasse etc.), selon la demande et la disponibilité.

A la différence des réseaux électriques classiques, le Smart Grid accorde une grande attention au client, celui-ci devient, dans cette nouvelle configuration, un producteur d'énergie à base de sources renouvelables. Chaque client peut produire de l'électricité pour ses propres besoins et injecter le surplus dans le réseau électrique ou le sauvegarder dans un parc de stockage. Ces réseaux décentralisés appelés

aussi Smart Micro Grid, en utilisant au maximum les sources d'origine renouvelables, permettent de réduire la demande sur les centrales de production de l'électricité [9].

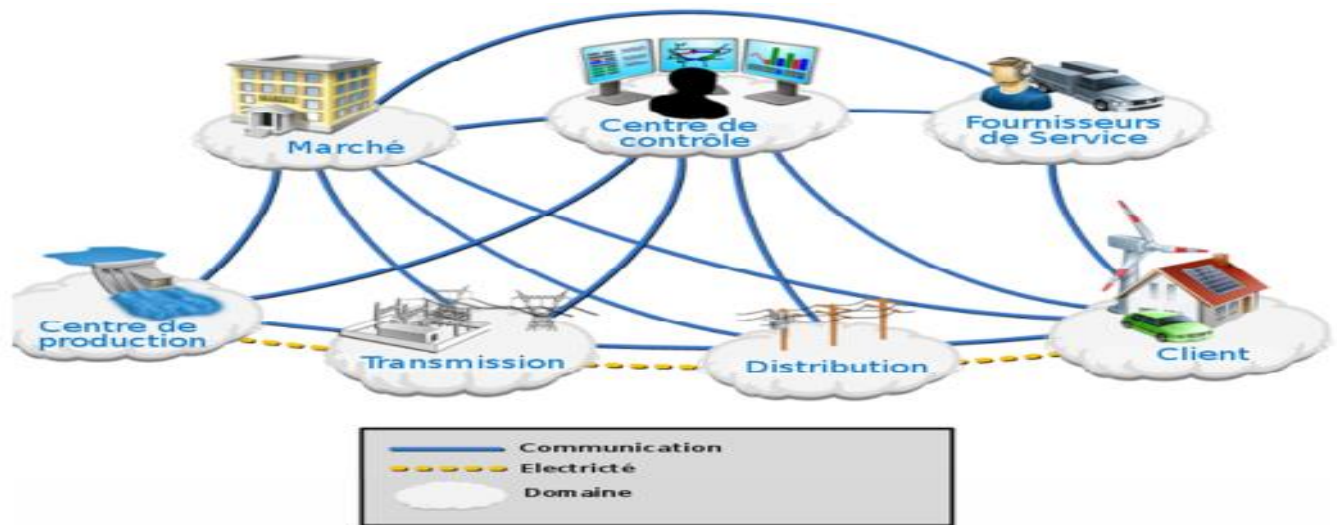
Les clients, ainsi, sont appelés à maîtriser leurs consommations. Cette maîtrise est essentielle dans une Smart Home. L'utilisation de systèmes de monitoring permet la surveillance en temps réel de l'énergie produite, consommée, les coûts de l'électricité offert par les fournisseurs, de l'état de charges (On/Off), de la disponibilité de l'électricité, etc. Cette approche dans la gestion de l'énergie, s'articule autour de la diffusion de l'information de chaque charge, notamment puissance, énergie, tension, etc. dans un profil web (site web) personnalisé, connecté au Smart Mètre et/ou un Butler personnalisé, connecté au Smart Mètre et/ou un Butler.

L'architecture de communication du Smart Grid regroupe sept domaines (**Fig. I.1**) : les consommateurs (clients) et producteurs, les fournisseurs de services, les centres de contrôle du réseau, le marché de l'électricité constitué de plusieurs fournisseurs, les centres de production comme, les réseaux de transmission et de distribution de l'électricité. Ces domaines sont connectés entre eux par un réseau internet via des protocoles de communications [10] [11] [12].

Les fonctions des principaux acteurs du Smart Grid sont :

- **Client** : sont des utilisateurs finaux d'électricité, à la déférence du réseau électrique Classique ces clients peuvent utiliser, stocker, produire et gérer leurs énergies de façon optimale. Également, ces trois clients (résidentiel, commercial et industriel) peuvent communiquer avec le gestionnaire du réseau chacun dans son domaine.

- **Marché** : c'est le domaine clé du réseau intelligent, il offre un environnement où les opérateurs et les participants peuvent acheter ou vendre de l'électricité. Sa mission principale est la gestion du marché via la préparation de la bourse de l'électricité, l'équilibre entre l'offre et la demande au sein du réseau, etc.



**Figure I.1** Schéma conceptuel du Smart Grid proposé par NIST Smart Grid Framework, comportant, les réseaux de communications, de transmission et de distribution d'électricité et les sept domaines [11].

- **Fournisseurs de service** : ce domaine est essentiellement destiné au soutien des clients, ils fournissent des services de gestion de la consommation et la production des clients via la gestion de la facturation, installation et maintenance des équipements qui communique avec le réseau. Ainsi il gère la sécurité informatique du réseau internet et l'outil logiciel utilisé dans le réseau. Ce domaine peut aussi intervenir en cas où il y a un piratage du réseau pour limiter les pertes.
- **Centre de contrôle** : celui qui gère le mouvement de l'électricité au sein du réseau via des moyens totalement informatisés.
- **Transmission** : c'est le réseau qui transporte l'électricité, mais il peut aussi stocker et produire l'électricité.
- **Centre de production** : celui qui produit l'électricité via plusieurs sources d'énergie, tels que renouvelable variable (éolien, solaire) et renouvelable non-variable (biomasse, géothermie, hydraulique, etc.), ainsi que les sources non-renouvelables non variables (gaz naturel, charbon, nucléaire, etc.).

### I.3 Réseaux de communications Smart Grid :

Un Smart Grid comporte deux types de communication, la première représente la structure de réseau électrique en termes de puissance. A la différence du réseau classique, il se caractérise par un flux d'électricité injecté par les clients dans le réseau. Un deuxième type de communication qui est entièrement informationnelles, cette communication indique les chemins, les moyens et les standards de

communication entre les acteurs du réseau. En effet, dans un Smart Grid on distingue trois principaux réseaux, Home Area Network (HAN), Neighbor Area Network (NAN) et Wide Area Network (WAN), chacun de ces réseaux a des caractéristiques spécifiques, comme la vitesse de transmission de données et la surface de couverture [12] [13] [14].

#### **I.4 Smart Home :**

La construction des habitations du futur va se baser sur deux principes ; le premier vise à mieux construire et à respecter l'environnement, en exploitant les énergies renouvelables tels que l'énergie solaire photovoltaïque. Le second principe intègre de manière transparente une communication intelligente entre le foyer et ses occupants. Le foyer devra s'adapter à nos habitudes, il proposera des solutions optimales pour répondre à nos besoins. Comme il doit utiliser de manière rationnelle les ressources naturelles comme l'eau, le sol et l'énergie.

Smart Home appelée aussi maison communicante, elle comporte un système de contrôle intelligent (EMS), qui s'articule sur le réseau internet et de multiples Protocoles de communication, pour établir une stratégie de gestion optimale de l'énergie, de minimiser les émissions du CO<sub>2</sub> et de réduire les coûts de l'électricité. Ainsi, ce système permet le contrôle optimal de l'énergie produite via des systèmes photovoltaïque, notamment les systèmes à injection dans le réseau. Il a pour objectif de maximiser les profits réalisés via la vente de l'électricité aux fournisseurs du réseau.



**Figure I.2** Les composants de production et de gestion d'énergie, ainsi que les différentes charges électriques constituant un Smart Home [15].

Les éléments qui composent un tel système [15] de gestion d'énergie dans une habitation (**Figure.I.2**) sont : le générateur photovoltaïque pour la conversion d'énergie solaire en électricité, monté sur la toiture, le Convertisseur d'énergie (1), un système de gestion et de supervision (2), télécommande de configuration du système de gestion (3), un convertisseur autonome DC/AC (4), un compteur intelligent d'énergie entrée/sortie (5), commutateur pour appareils réglables et commandés à distance par le Sunny Home Manager (6), une charge, TV non contrôlée (7), machine à laver (8), séchoir (9), pompe à chaleur (10), Chauffe-eau électrique (11), une prises commandée à distance par Bluetooth (12), réseau électrique (13) et enfin le routeur (14).

Le principe de fonctionnement d'un tel système est illustré par l'exemple du produit commercialisé sous le nom de SMA SMART HOME, par la société System (SMA). Ce système est muni d'une option, d'équipement de secours, en cas de panne du réseau, un commutateur automatique isole le réseau domestique avec installation photovoltaïque, du réseau électrique public. L'onduleur à batterie Sunny Island établit alors un réseau d'alimentation de secours, l'installation peut alimenter les

charges. Quand les besoins en énergie des charges dépassent la puissance actuelle de l'installation photovoltaïque, la batterie fournit l'énergie nécessaire. Les éléments principaux de ce système sont :

- **Matériel et logiciels pour le comptage**

Le compteur intelligent est un module de communications capable d'enregistrer les données relatives à la consommation d'électricité par les charges, soit fournie par le système PV ou puisée sur le réseau électrique. Il enregistre la quantité d'énergie injecté dans le réseau. Il communique ces paramètres à toutes les parties du système. Trois compteurs d'énergie peuvent être gérés par Le Sunny Home Manager.

- **Sunny Home Manager**

Le Smart Home utilise différents équipements et logiciels pour contrôler l'environnement de l'habitat. Le Sunny Home Manager peut mettre automatiquement sous tension et hors tension des appareils consommateurs qui sont raccordés aux prises radiocommandées. Les actionneurs permettent à l'ordinateur d'agir sur des objets de l'environnement, tels que le contrôle des appareils électroniques, l'envoi de commandes infrarouges. L'utilisateur peut contrôler le système sur la base d'informations, de bilans énergétiques, de prévisions relatives à la production photovoltaïque.

- **Communications**

Le réseau de communication à travers lequel les compteurs intelligents et l'opérateur réseau communiquent, permet l'envoi de données, des instructions et des mises à niveau des logiciels. Ainsi, les compteurs intelligents doivent être en mesure de communiquer avec les périphériques installés dans la maison, qui se fait à travers un réseau domestique (LAN).

- **Le Routeur**

Le routeur permet la connexion du Sunny Home Manager au Sunny Portal via Internet. Avec le Sunny Home Manager, il est recommandé d'utiliser une connexion Internet permanente et un routeur prenant en charge l'attribution dynamique d'adresses IP (DHCP – Dynamics Host Configuration Protocol).

- **Les convertisseurs d'énergie, Onduleur photovoltaïque et Sunny Island**

Les onduleurs photovoltaïques peuvent envoyer directement leurs données relatives à la production photovoltaïque directement au Sunny Home Manager. Le compteur de production est également raccordé en toute autonomie. Les onduleurs photovoltaïques doivent être reliés au Sunny Home Manager à l'aide d'un câble réseau et d'un commutateur réseau ou d'un routeur avec commutateur

réseau intégré. La régulation de la puissance pour le stockage temporaire de l'énergie photovoltaïque nécessite de charger et décharger fréquemment la batterie.

#### **I.4.1 Exemple de fonctionnement du système de gestion d'énergie de type SMA :**

Afin de mieux illustrer le mode de fonctionnement des différents éléments, observons l'exemple suivant, de la société SMA Solar Technologie AG: Le profil journalier d'une installation photovoltaïque (**Figure. I.3**), présente les différentes phases de son fonctionnement, production, stockage et consommation [17].

- **De 00h à 4h**

Durant la nuit, la consommation dans l'habitation est assurée par l'énergie stockée dans la batterie et produite à partir du générateur photovoltaïque. Dans le cas où cette énergie est insuffisante, il faut alors puiser sur le réseau électrique.

- **De 4h à 9h**

L'énergie dans la batterie est épuisée, l'alimentation des charges se fait partiellement à partir de l'énergie solaire produite par le générateur photovoltaïque, autoconsommation, et en cas de besoin important, elle est complétée par le réseau l'électrique.

- **De 9h à 13h**

Le rayonnement solaire est important, l'énergie produite par une installation photovoltaïque est injectée dans le réseau domestique et y est utilisée, comme consommation propre. Le surplus d'énergie photovoltaïque peut être injecté dans le réseau électrique public ou être stocké temporairement dans une batterie d'accumulateurs.

- **De 13h à 20h**

Les batteries sont chargées, comme l'énergie solaire est disponible, les charges sont alimentées par le générateur photovoltaïque, en autoconsommation. L'excédent de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque est injectée dans le réseau électrique.

- **De 20h à 00h**

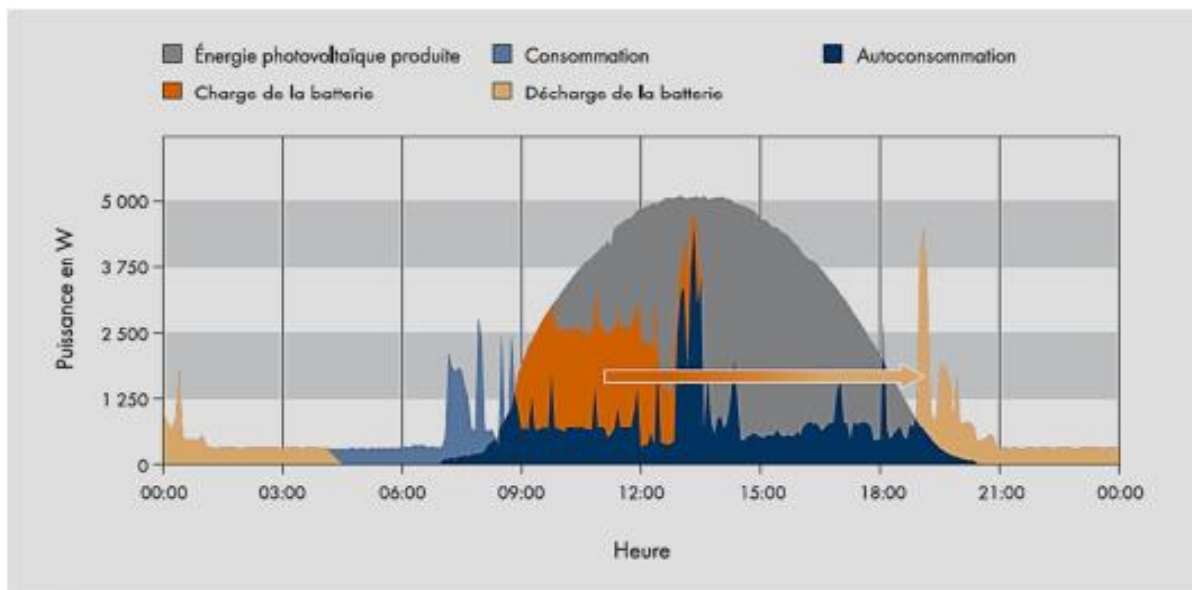
En l'absence du rayonnement solaire, le générateur photovoltaïque est hors fonction. Le convertisseur Sunny Island est actif, la décharge de la batterie est activée en fonction des besoins. Cette énergie peut être utilisée par les charges prioritaires.

En termes de bilan énergétique, nous observons deux phases :

- La première phase : durant la nuit (20h à 7h), l'énergie stockée temporairement dans la batterie par le Sunny Island suffit pour alimenter les charges, le complément d'énergie est prélevé sur le réseau électrique.

- La deuxième phase : durant la journée, l'énergie solaire est disponible en grande quantité, le système fonctionne en autoconsommation sur toute la période observée. Durant la même période les batteries sont en charge, de 9h à 13h. Le reste de l'énergie solaire produit par le générateur photovoltaïque est injectée dans le réseau électrique.

La puissance maximale fournie par le générateur photovoltaïque, entre 13h – 15h est de 5000W, l'énergie électrique engendrée par cette puissance est obtenue par l'intégration, de cette dernière, sur la durée de la Journée.



**Figure II.3** Profil journalier d'une installation photovoltaïque, de la consommation électrique et de l'autoconsommation avec stockage temporaire [15].

### I.5 Smart mètre :

Dans une Smart Home, l'élément principal est le compteur, il permet le compactage d'énergie produite par le générateur PV et injectée dans le réseau électrique. Le compteur dit intelligent (Smart mètre) assure le comptage d'énergie produite, injectée et consommée, il occupe une interface de communication internet entre les producteurs et les consommateurs d'énergie, il est employé particulièrement dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid).

Le Smart Mètre est un appareil qui intègre des technologies avancées pour mesurer de manière fiable, efficace et en temps réel l'énergie consommée et produite par un client dans un réseau décentralisé. Il mémorise et restitue les informations concernant l'énergie, la puissance, la tension, les tarifs, etc. Entre autres, le compteur intelligent agit comme un serveur obéissant aux requêtes extérieures et n'est pas muni de capacité de décision et d'action propre [16]. L'infrastructure de comptage avancé (AMI) peut aussi assurer beaucoup d'autres fonctionnalités, notamment en ce qui concerne les méthodes de comptage, les interfaces de communication auxiliaires, l'affichage, etc.

## **I.6 Synthèse bibliographies :**

### **I.6.1 Les projets pilotes en Smart Grid :**

Les projets pilotes de Smart Grid indispensables, pour l'application à grande échelle d'une nouvelle technologie, plusieurs pays ont réalisés des projets pour avoir de l'expérience et de développer les connaissances en cette nouvelle technologie. L'objectif visé par les projets pilotes est de tester et évaluer la fiabilité des techniques de communication dans un Smart Grid, dévaluer les différentes fonctions des systèmes de monitoring et de contrôle dans un Smart Grid, en temps réel.

Le pays le plus impressionnant en termes de projets Smart Grid réalisés, est l'Allemagne, avec 8 grands projets pilotes du Smart Grid, dont nous citons, le projet Smart Area Aachen, qui a pour objectifs de réduire les pertes du réseau, réduire la consommation, multiplier les installations décentralisées, tels que les systèmes photovoltaïques à injection dans le réseau. Et aussi de réduire les émissions du CO<sub>2</sub>. Plusieurs 13 partenaires entre industries et établissements de recherches ont participé pour le succès de ce projet, tels que l'ABB, Nexans, IFHT, IAEW, L'université RWTH Aachen [17] [18].

D'autres projets ont été réalisés en Allemagne pour le développement du Smart Grid, parmi eux : le projet Merengois, E-Dema, Smart Watts et Model City Mannheim. Ce dernier est une plateforme de teste du Smart Grid, elle vise essentiellement la réduction de la demande durant la période de la Pointe sur le réseau, via l'utilisation des systèmes photovoltaïque décentralisés. Cette plateforme repose sur les systèmes informatiques pour la gestion de la demande, la production des clients. Le projet Model City Mannheim a été réalisé à l'aide d'un partenariat entre plusieurs acteurs, comme MVV Energie group, Smart Watts, intelligence, [19].

Les projets sur la gestion de la demande représentent 39% des projets pilotes, 35% pour les projets d'intégration des énergies renouvelables, 14% pour les véhicules électriques et 12% pour les autres services du Smart Grid.

Au Canada plusieurs projets ont été réalisés dans le cadre de développement des Smart Grid. Parmi ces projets, Ontario Smart Meeting Initiative, ce projet a pour objectif d'installer des Smart Mètre dans toute la région d'Ontario (maisons et entreprises). Ce projet a été réalisé dans le cadre d'un partenariat de six entreprises, tels que London Hydro SAP, IESO (Independent Electricité System Operateur) [20].

### **I.6.2 Les projets de recherche :**

La thématique Smart Grid est un sujet très vaste, mais les principaux travaux scientifiques depuis l'année 2000 à 2016 ont été publiés dans le but d'analyser l'impact des énergies renouvelables sur le Smart Grid. D'après [21] les travaux publiés sur Smart Grid sont dominés par le thème des énergies renouvelables. En effet, dans cette partie nous analysons les principaux articles publiés sur le sujet d'impact des énergies renouvelables au sein du Smart Grid, mettant l'accent sur les installations photovoltaïque à injection dans le réseau.

Une étude expérimentale sur un micro-Grid réalisée au laboratoire de l'institut des systèmes et de génie informatique, science et technologie de Porto, elle a été publiée sous le titre *Experimental validation of smart distribution grids : développement of a microgrid and Electric mobilité laboratoire*. Dans cette étude [22] un laboratoire a été développé et adapté pour une telle application. Ce laboratoire contient un système photovoltaïque de 15.5kWp, un système pour la simulation du comportement d'une turbine éolienne avec une puissance de 3kW, ainsi qu'un parc de batteries pour le système de stockage. Le logiciel SCADA est utilisé dans cette application pour le contrôle de données du système de production et le comportement des charges en temps réel. Dans cette plateforme un véhicule électrique est également testé dans un micro-Grid. La conclusion de cette étude a porté sur l'importance des travaux expérimentaux pour le développement du Smart Grid dans des conditions réelles, Gougeai et al ont rapporté que l'application de ce travail expérimental est motivante pour les industriels, car il traite de la coordination entre les différents services du Smart Grid [22].

Les composants du Smart Grid (Smart Home, Smart Building, Smart City, etc.) se caractérisent par la complexité de leurs infrastructures, par l'intégration des sources en énergies propres décentralisées, en raison de leur instabilité. La gestion de tels system devient de plus en plus complexe, particulièrement au moment où des défaillances apparaissent dans les composants du micro-Grid, choses qui peuvent compromettre le fonctionnement du réseau. En effet, trois chercheurs de l'université Connecticut [23] ont publié un article sur l'automatisation du diagnostic des anomalies d'un Micro-Grids en opération.

L'objectif est d'intervenir via des programmes informatiques pour diagnostiquer et remédier au défaut en temps réel. Ceci est possible via les mesures et le suivi de l'évolution de défauts. [23], ont proposé des approches de diagnostic en temps réel basés sur des micro-Grid, qui comportent des systèmes d'énergies renouvelables et classiques. Ainsi ils proposent des méthodes efficaces basés sur les systèmes de monitoring pour améliorer la vitesse les tâches de diagnostic et de maintenance dans un réseau complexe.

Enfin, les systèmes photovoltaïques avec injection dans le réseau sont une filière du Smart Grid, ils donnent une vision nouvelle des systèmes décentralisés et leurs apports sur le concept du Smart Grid. Photovoltaïque Power System Programme (PVPS), est un programme international, initié par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), il consiste à analyser différentes installations photovoltaïques avec injection dans le réseau, de petites puissances de 1kWp jusqu'à 2kWp. Ces systèmes sont installés dans les pays membres de ladite agence. Ce programme publie des rapports annuels sur l'état de chaque système, en mettant l'accent sur le facteur de performance mesuré de chaque installation. Le dernier rapport intitulé *Analysais of Long-Terme Performance of PV System Diffèrent Data Résolution for Diffèrent Pur poses*, a mentionné que 594 systèmes photovoltaïques ont été réalisés dans le cadre du projet IEAPVPS Task 13. Toutes les données des installations sont collectées dans une base de données appelée *IEA PVPS Task 13 Performance data base*, cette dernière contient des paramètres standards (facteur de performance, données climatiques de chaque région, les différentes pertes, etc.). Chaque rapport mentionne les analyses des anomalies rencontrées durant les tests menés sur les différents projets [24].

## I.7 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons essayé de présenter le concept général d'un réseau intelligent qui donne une autre philosophie à gérer les réseaux électriques en se basant sur des différents types des sources d'énergie dans le but d'avoir une énergie propre et d'assurer une bonne qualité d'énergie

D'autre part nous avons aussi mis l'accent sur le terme « Smart Home », car il est considéré comme le noyau principal de tous le système intelligent, il est connecté au réseau extérieur via un compteur intelligent. Celui qui assure le Transfer de toutes les informations énergétiques local au centre de gestion dans un temps réel.

De ce résonnement on peut alors construire un nombre assez important des smart home interconnecté entre eux en construisant ce qu'on appelle Une ville intelligente. Elle fonctionne

A l'aide d'un système de communication tel que les réseaux HAN, WAN et NAN.

# *Chapitre II :*

---

## **Conception Des Systèmes D'Energie Renouvelable Connectes Au Réseaux Électriques**

## **II.1 Introduction :**

Ce chapitre présente une introduction aux systèmes des énergies renouvelables, il a pour but d'expliquer le principe de fonctionnement de ces systèmes. En donnant des généralités sur les composants de ce dernier et son raccordement au réseau.

Le développement des technologies hydrogène a été très important au cours des dix dernières années. Les progrès réalisés permettent d'envisager des performances élevées du « système de stockage par l'hydrogène », une unité de stockage de gaz et une pile à combustible. Or, les performances du système de stockage par l'hydrogène n'ont pas été réévaluées. De plus, l'utilisation journalière de ce stockage permettant d'augmenter la génération de chaleur n'a jamais été abordée [25] .

Le développement des réseaux énergétiques intelligents, assorti de règles d'exploitation communes, offre une excellente occasion de renforcer les liens entre les technologies, ce qui favorise la pénétration de technologies moins génératrices de carbone et d'un bon rendement économique. Que nous le souhaitions ou non, les combustibles fossiles feront partie du système énergétique pendant les décennies à venir. Ils continueront d'être à la base du développement social et économique dans le monde. [26]

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de génération d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des micro turbines. L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, dépendante des conditions climatiques. Ces générateurs renouvelables sont couplés à un système de stockage assurant une disponibilité en continue d'énergie[25] .

## **II.2 Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique :**

Les systèmes photovoltaïques à injection dans le réseau, fonctionnent selon le principe de la conversion instantané de l'énergie solaire en électricité et son injection direct dans le réseau électrique. Les éléments qui constituent ces systèmes sont :

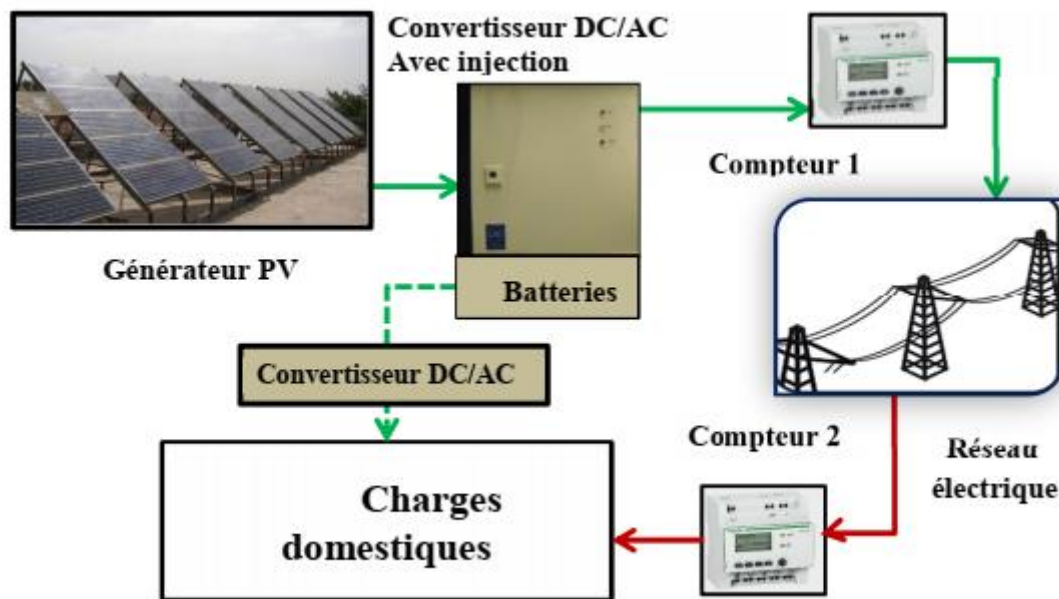
- le générateur photovoltaïque qui a pour fonction de convertir l'énergie solaire en un courant électrique, il est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques montés en séries ou parallèles selon la configuration désirée. Chaque module regroupe un ensemble de cellules solaires, généralement montées en série. Les paramètres électriques qui caractérisent cette configuration sont : la tension, le courant, la puissance et l'énergie.

- le convertisseur DC/AC, a pour fonction de convertir le courant continu en un courant alternatif, avant de l'injecter dans le réseau électrique. Les paramètres électriques du convertisseur DC/AC, doivent être adaptés à ceux du générateur photovoltaïque,

- les compteurs d'énergie électrique gèrent le flux d'énergie entre le système photovoltaïque, le réseau électrique et les charges domestiques. Dans certaines configurations (**Figure. II.1**), le compteur 1, comptabilise la quantité d'énergie injectée dans le réseau et le compteur 2, l'énergie prélevée sur le réseau électrique

A la fin de l'année un bilan est établi pour la facturation. Dans des cas particuliers, un groupe de secours, constitué d'une batterie et d'un convertisseur, a pour rôle de fournir de l'énergie, lors d'une rupture de l'alimentation des charges, par le réseau électrique.

Les systèmes photovoltaïques autonomes, destinés à des applications sur des sites isolés, présentent des configurations différentes de celles décrites ci-dessus. Ces systèmes ne font pas l'objet de ces travaux de recherche.



**FigureII.1** : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau.

## **II.3 La conversion photovoltaïque :**

### **II.3.1 Principe de fonctionnement de la cellule Photovoltaïque :**

Une cellule solaire (**Figure. II.1**), est l'élément de base d'un système photovoltaïque, les variations climatiques qui influent sur son fonctionnement, affectent indirectement les performances du système. Il est important d'expliquer le principe de fonctionnement et les paramètres déterminants, qui conditionnent le mode de fonctionnement des autres composants du système photovoltaïque, particulièrement le convertisseur DC / AC.

La cellule solaire est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur, en général, le silicium, qui comporte quatre électrons sur sa périphérie externe. La cellule solaire sous forme de plaquette de dimension (15cm x 15cm) est dopée initialement durant la fabrication du silicium avec du Bore, matériau qui comporte sur sa couche périphérique trois électrons. Dans une liaison covalente avec le silicium (quatre électrons sur sa périphérie), il y a un déficit d'un électron, celui-ci est assimilé à un trou de charge positivement. Ainsi est obtenue la réalisation de la couche P.

Dans cette même couche de type P, est diffusée une grande concentration de Phosphore, disposant de Cinq électrons sur sa couche périphérique, en liaison covalente avec le silicium (quatre électrons sur sa périphérie), apparaît à un excédent d'un électron, qui est assimilé à une charge négative. Ainsi est obtenue la couche N.

En l'absence d'effet externe, aucune tension, un phénomène d'équilibre s'établit à l'intérieur du composant. Les atomes ionisés cèdent leurs charges mobiles, les charges fixes (représentées par des rectangles + ou -) forment un champ électrique (**E**). Sous l'effet d'un rayonnement externe, solaire ou lumière, les photons dont l'énergie  $h\nu$  est supérieure à l'énergie, qui représente la différence entre le niveau d'énergie de la bande de conduction **EC** et le niveau d'énergie de la bande de valence **EV** ( $E_g = EC - EV$ ) sont absorbés dans le cristal où ils cèdent leur énergie et génèrent ainsi des porteurs de charges mobiles de types n et p.

$$h\nu > E_g \quad (II.1)$$

Tel que :  $h$  :  $6.6260755 \cdot 10^{-34} \text{ Ws}^2$ ,  $\nu$  : Fréquence en  $\text{s}^{-1}$  et  $E_g$  : 1.1 eV pour le silicium (Si)  
Sous l'effet du champ électrique interne, les porteurs de charges mobiles sont séparés et transportés, sous forme de courant électrique, dans le circuit externe, pour alimenter des charges électriques. C'est l'effet photovoltaïque.

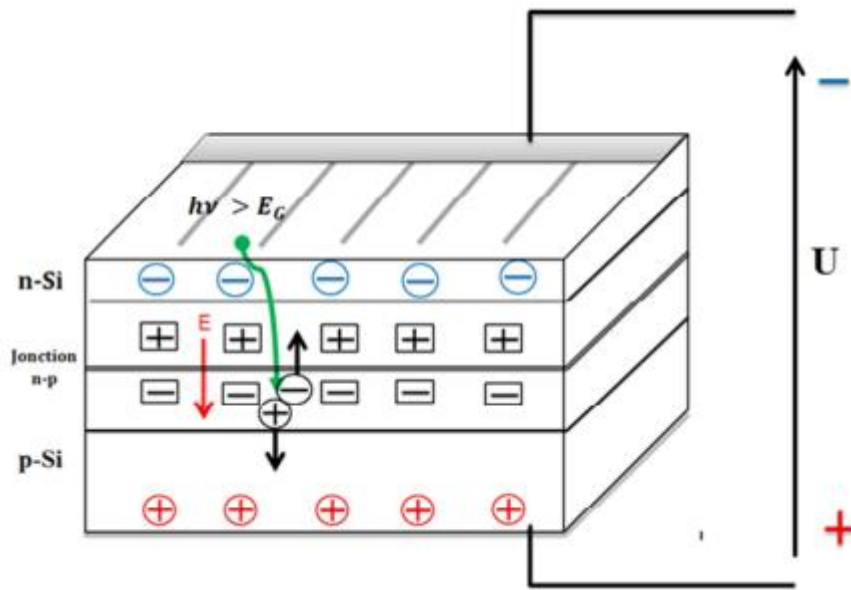


Figure II.2 : Schéma représentant une cellule photovoltaïque sous éclairement.

Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électronique équivalent (Figure II.3). Nous pouvons considérer le cas d'une cellule comprenant une source de courant et une diode en parallèle. La source de courant  $I_L$ , représente le Photo courant (généralisé par la cellule solaire sous l'effet de la lumière) et la branche avec le courant  $I_d$  de la diode. Le schéma équivalent (Figure II.3) de la cellule solaire photovoltaïque comporte deux résistances,  $R_s$  représente la résistance des couches N et P, tandis que la résistance  $R_{sh}$  représente les résistances de court-circuit aux bords de la cellule.

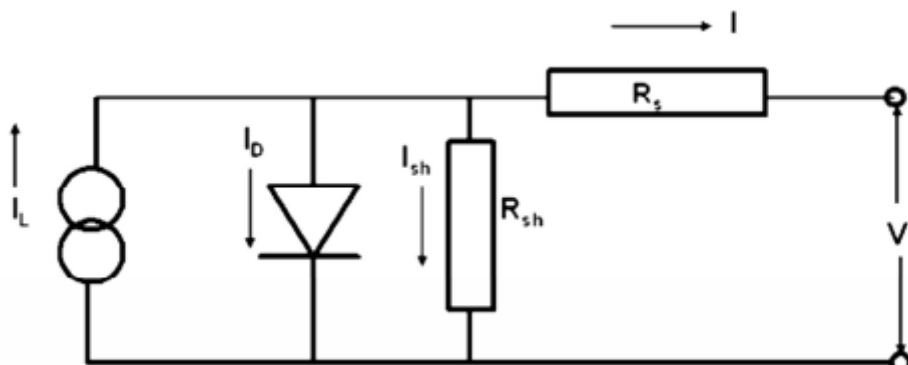


Figure II.3 : Schéma électrique d'une cellule solaire [27].

Le courant dans une cellule photovoltaïque est donné par l'expression :

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\left(\frac{V+I \times R_S}{a}\right)} - 1 \right] - \frac{V+I \times R_S}{R_{Sh}} \quad (II.2)$$

$$a = \frac{N_S \times n_I \times K \times T_C}{q} \quad (II.3)$$

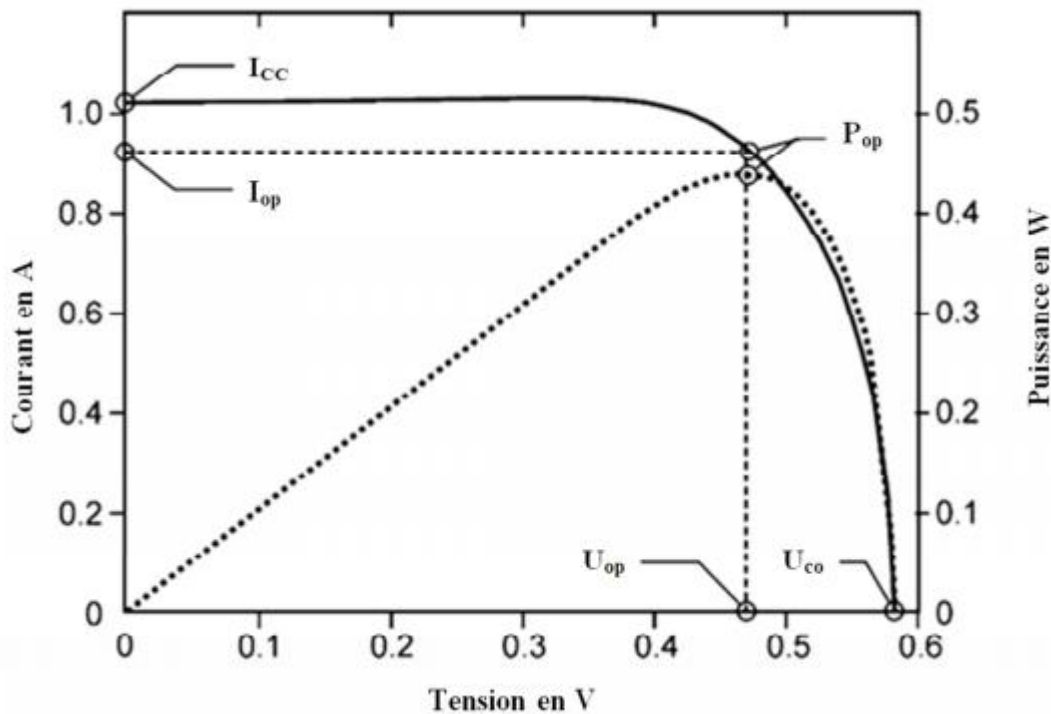
La caractéristique électrique d'une cellule solaire représentant le courant en fonction de la tension, appelée aussi, courbe  $I = f(V)$ , elle permet de décrire l'influence du rayonnement solaire sur le courant produit. Elle permet de calculer également les paramètres électriques de la cellule au point de puissance maximale ou puissance optimale (**Figure. II.4**). La puissance est obtenue au point de puissance maximale (MPP) ou optimale comme suit :

$$P_{OP} = U_{OP} \times I_{OP} \quad (II.4)$$

Avec :

$U_{OP}$ : Tension au point optimal

$I_{OP}$  : Courant au point optimal



**Figure II.4 :** Caractéristique Courant –Tension en fonction de l'éclairement, indiquant les points caractéristiques, pour calculer les paramètres de la cellule solaire [28].

Le rendement ( $\eta_c$ ) d'une cellule solaire est défini par le rapport entre le produit au point optimal  $U_{op} \times I_{op}$  en (W) et le produit de l'éclairement  $E$  en  $W/m^2$  par la surface  $A_C$  de la cellule solaire en  $m^2$ , sous conditions standard,  $T_c = 25^\circ C$  et  $E = 1000 W/m^2$ .

$$\eta_{c,STC} = \frac{P_{OP,STC}}{G_{i,STC} \times A_C} \quad (II.5)$$

Avec :

$P_{OP,STC}$  : Puissance en W, au point optimal de la cellule PV sous conditions standard,

$G_i$  : Rayonnement globale en  $W/m^2$ ,

$A_c$  : Surface de la cellule et du module solaire en  $m^2$ ,

STC : conditions standard de testes ( $25^\circ C$  et  $1000W/m^2$ ).

### **II.3.3 Le module solaire photovoltaïque (PV) :**

Les cellules photovoltaïques ne sont pas exploitables sous cette forme, pour atteindre des puissances (tensions et courants) élevées, il faut les assembler en série ou en parallèle, selon la configuration des puissances projetées. L'encapsulation, qui consiste à mettre en sandwich des cellules solaires entre deux verres et coulées dans une résine, permet leur protection contre les agents extérieurs. Les modules PV, obtenus sous cette forme ont une durée de vie, de 25 à 30 ans, pour la technologie du silicium. Différentes technologies sont commercialisées sur le marché, la filière du si-poly cristallin, (rendement moyen de 16 à 18%, coûts moins élevés) détient 50.2%, de la part du marché. La filière du silicium mono cristallin (rendement élevé 18 à 22%, coûts élevés) ne représente plus que 34.6% et celle des couches minces (avec un rendement de 8 à 12%) représente 15.2% de la production mondiale.

### **II.3.4 Influence de l'éclairement sur les paramètres du module photovoltaïque :**

La puissance fournie par le générateur PV, varie en fonction de l'irradiation solaire qu'il reçoit (**Figure. II.5.a**). Sur cette figure sont présentées les caractéristiques courant-tension d'un module PV solaire pour différents éclairagements et à une température constante  $T_c=25^\circ C$ , de la cellule. On remarque que le courant est proportionnel à l'intensité lumineuse, contrairement à la tension qui diminue légèrement avec l'irradiation solaire. Le point de puissance maximale, varie également avec l'irradiations solaire.

### II.3.5 Influence de la température sur les paramètres du module photovoltaïque

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement de la cellule photovoltaïque (**Figure. II.5.b**). Nous observons sur cette figure, que pour un éclairement constant,  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ , l'influence de la température sur la tension du module et le point de puissance optimale est très significative. Plus la température est élevée, plus la chute de tension est grande. Ainsi, les composants connectés au générateur PV, comme par exemple le convertisseur DC/AC, doivent satisfaire les exigences liées à ces variations de la température.

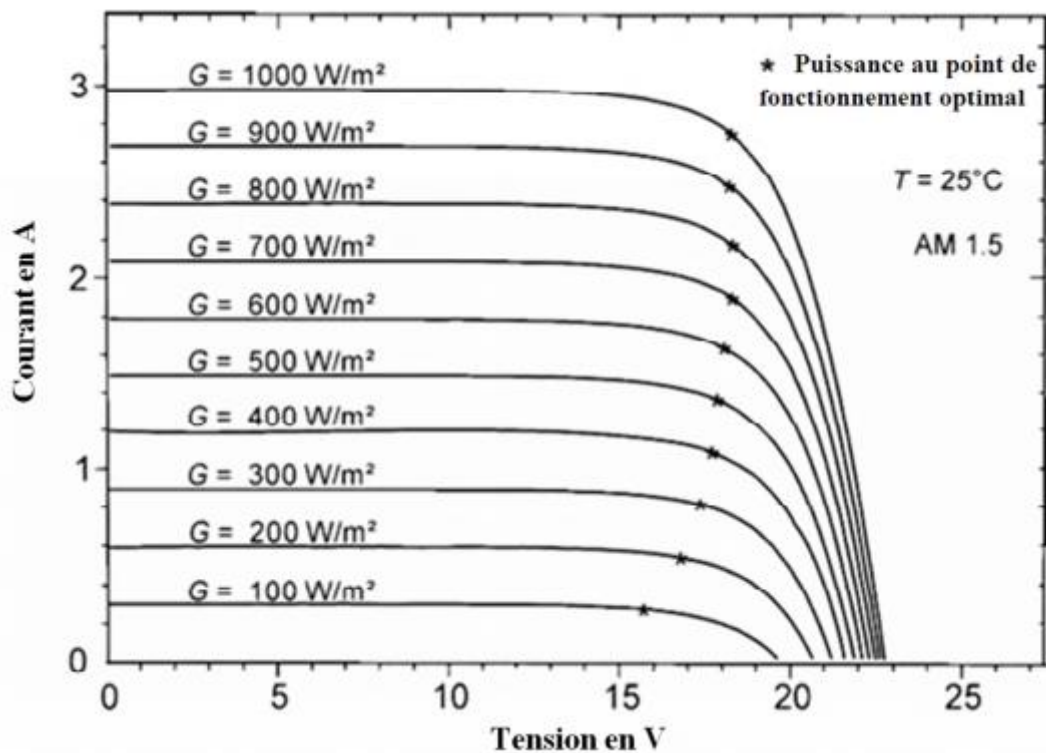


Figure II.5.a : Caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement [28].

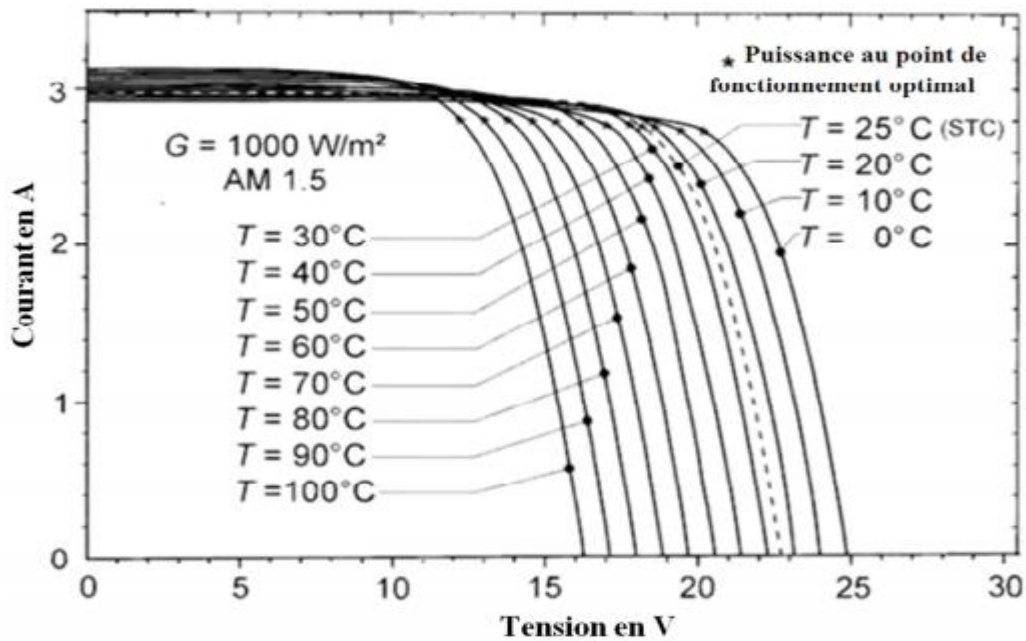


Figure II.5.b : Caractéristiques I-V en fonction de la température [28].

## II.4 Caractérisation du système photovoltaïque connecté au réseau :

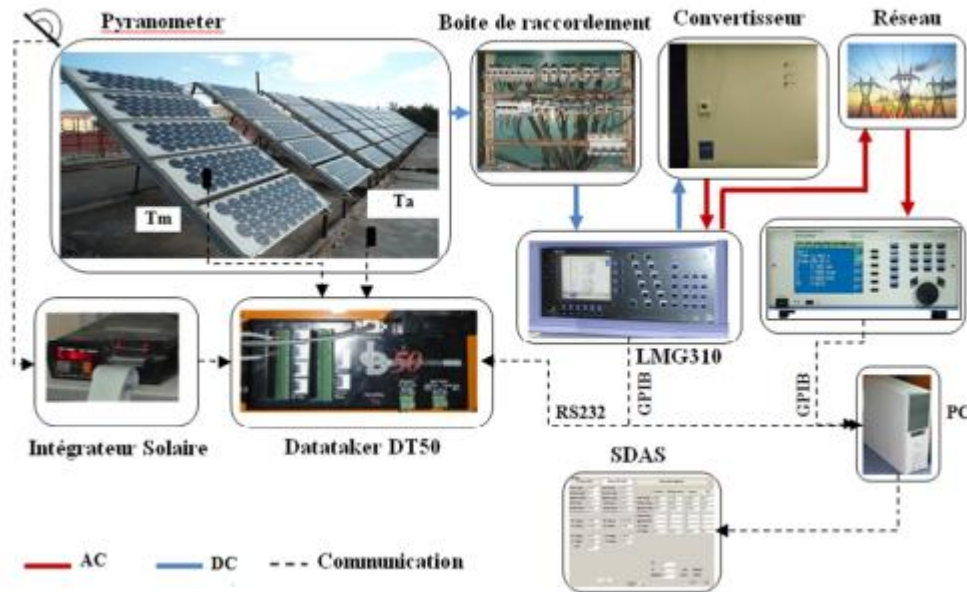
### II.4.1 Configuration du système photovoltaïque connecté au réseau :

Le système photovoltaïque installé au laboratoire d'énergie solaire du Centre Abrouka Madani (Figure II.6) est constitué d'un générateur photovoltaïque de 60 modules, de types silicium monocristallin avec une puissance totale de 2.4 kWp. Ce générateur a été monté sur la toiture du laboratoire de chimie, orienté vers le sud et incliné à un angle de 35°. Le générateur PV utilisé pour l'injection dans le réseau a une puissance de 1.6 kWp. La puissance restante de 0.8 kWp est destinée à alimenter un système de stockage d'énergie.

L'énergie DC produite par le générateur photovoltaïque de 1.6 kWp est convertie en une énergie alternative (AC) par l'onduleur DC/AC, (NEG 1600), et injectée dans le réseau électrique local du Centre Abrouk Madani de l'université Batna2. Deux analyseurs d'énergie, le LMG310 et le LMG450, sont utilisés pour mesurer les différents paramètres produits par le système PV et injectés dans le réseau de consommation. Les deux analyseurs sont connectés au PC via deux ports GPIB (General Purpose Interface Bus).

Les paramètres climatiques sont relevés à l'aide d'un ensemble de capteurs, le Pyranomètre de type KIPP et ZONEN, CM11 pour mesurer le rayonnement global sur le plan des modules

photovoltaïques, et deux thermocouples de type KTY sont utilisés pour le relevé en continu des températures ambiante et celle du générateur PV. Enfin, un intégrateur solaire est utilisé pour mesurer l'énergie incidente reçue sur le plan des modules à la fin chaque journée. Ces capteurs sont raccordés à une unité d'acquisition de données (D'attacher DT50), cette dernière est connectée au PC via le port RS232.



**Figure. II.6 :** Système PV installé au Centre Abrouk Madani, université Batna2.

#### II.4.2.2 Instrumentations utilisés :

##### a) Analyseurs d'énergies

Les analyseurs d'énergie utilisés dans le cadre de ce travail ont pour fonction de mesurer les paramètres électriques issus du système (PV à injection et les charges électriques). Le LMG310 est équipé de trois canaux de mesures (Ch1, Ch2 et Ch3) à courant continu ou alternatif, un écran pour l'affichage de données (Energie, puissance, courant, ...), un clavier pour la configuration de l'appareil et des paramètres électriques affichés sur l'écran. Ainsi, il est équipé de différentes interfaces de communication avec PC (GPIB, RS232, RS485).

L'analyseur d'énergie LMG310 est caractérisé par un courant maximal de 35A et une tension de 1500V [29] [30].

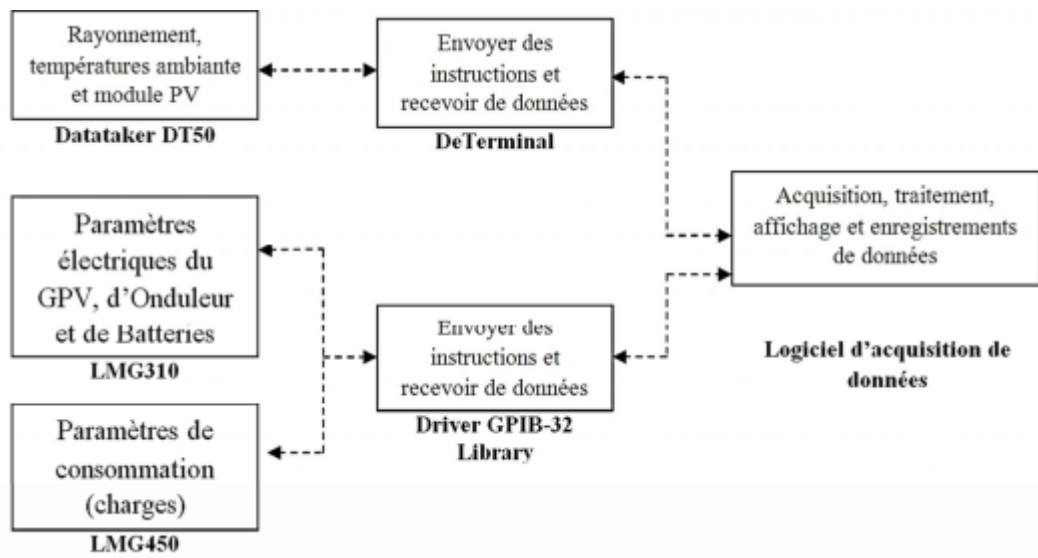


Figure. II.7 : Architecture d'acquisition et de traitement de données du système.

Le LMG450 est caractérisé par un courant de 16A et une tension de 600V, il est équipé de quatre canaux de mesures, pour les systèmes à courant continu ou alternatif avec charge et signaux de fréquences variantes de 5 à 20 kHz [31]. Le LMG 450 est aussi équipé d'un écran LCD, un clavier et des interfaces de communication (RS232, GPIB).

### b) Carte d'acquisition de données

L'unité d'acquisition de données, D'attacher DT50, permet de mesurer, d'enregistrer, de surveiller et de traiter des grandeurs réelles, elle peut être aussi utilisé comme instrument de commande pour d'autre appareils. Cette unité peut s'adapter à de nombreuse et différentes applications, son utilisation reste simple même pour des tâches complexes. Elle peut être assimilée à un automate programmable simplifié, vu le nombre restreint des paramètres traités.

Elle possède également une interface de communication avec le micro PC, à travers son port série RS232. Son programme de gestion (Terminal) comprend une série de chaînes de commandes spécifiques à l'appareil [32]. Autre composant nécessaire utiliser dans cette application, il s'agit de deux capteurs de température de type KTY pour relever les températures (la température ambiante ( $T_a$ ) et la température du générateur ( $T_m$ )).

### c)Intégrateur et Pyranomètre solaire

L'intégrateur solaire, permet de mesurer la puissance instantanée en ( $W/m^2$ ) et l'énergie solaire incidente sur le site durant la journée en ( $kWh/m^2$ . Jour). Cette énergie est obtenue en

intégrant les valeurs instantanées sur une période déterminée (de 10 mn à 60 mn). Il dispose de deux canaux, sur lesquels sont branchés deux Pyranomètre de types CM11, le premier est destiné pour mesurer le rayonnement globale journalier reçu sur le plan du générateur photovoltaïque et le deuxième, pour le relevé du rayonnement sur un plan horizontal.

#### **II.4.2.3 Protocoles de communications :**

##### **a) Port GPIB**

Le port GPIB est développé à l'origine par la société Hewlett Packard (HP) en 1965 pour communiquer avec les instruments fabriqués par la société, sous le nom HPIB. Ce bus fut par la suite adopté par plusieurs fabricants. Plusieurs normes se sont succédés [33] :

- IEEE-488.1 : Datant de 1978, cette première norme fixe uniquement les contraintes mécaniques et électriques du bus. Cette norme est utilisée par l'instrument LMG 310, en appliquant le code ASCII (American Standard Code for Information Interchange).

- IEEE-488.2 : Datant de 1987, cette norme précise certaines règles du protocole de communication, le format des données échangées avec les instruments, la gestion des erreurs, et un petit nombre de messages de code ASCII qui doivent être compris par tous les instruments. Celle-ci est utilisée par l'instrument.

##### **b) Port série**

Pour la transmission des données le D'attacher [32] est muni d'un port série RS232 qui est une norme standardisant un port de communication de type série. Disponible sur Presque tous les PC, il est communément appelé le port série.

#### **II.2.5 Caractérisation électrique du système photovoltaïque :**

##### **II.2.5.1 Configuration du générateur photovoltaïque :**

Le générateur photovoltaïque est constitué de 40 modules au silicium monocristallin de type PW-P400 (**Figure. II.8**), sous conditions standards de tests (STC),  $E=1000 \text{ W/m}^2$  et  $T_c=25^\circ\text{C}$ , ce type de module génère une puissance  $40 \text{ W}_p$ , une tension  $U_{op}=16 \text{ V}$  et un courant  $I_{op}=2.5$  au point de puissance maximale. Le générateur photovoltaïque est dimensionné selon les caractéristiques du convertisseur NEG1600. Le branchement des modules (tension et courant) du générateur sont conditionnés par les paramètres électriques du convertisseur DC/AC. En effet, selon les besoins en puissance (charges

électriques) de l'utilisateur, un choix est opéré pour un type de convertisseur. Dans notre cas, les paramètres de l'onduleur NEG 1600, sont :  $P_{MAX} = 1600W$ ,  $U_{DC} = 70 \text{ à } 90V$  et  $I_{MAX} = 28A$  [34].

La tension UDC, du générateur PV, dans le cas d'un circuit ouvert (UCO), ne doit pas dépasser, en aucun cas, la valeur de  $U_{CO} = 110V$ , qui correspond à la tension maximale autorisée pour le convertisseur DC/AC. Afin d'obtenir ce paramètre, il faut regrouper cinq modules en série en un panneau. Pour rester dans les limites de la puissance du convertisseur (1600 W) fixée par le constructeur, ces panneaux, au nombre de 10, sont groupés en parallèle. Les modules photovoltaïques sont constitués en générateur, Ils sont montés sur une structure métallique inclinée à  $40^\circ$  et orientée vers le sud.



**Figure II.8 :** Vue du générateur photovoltaïque de 2.4kWp, installé sur la toiture du centre Abrouk Madani, université Batna 2.

### **II.2.5.2 Influences des paramètres climatiques :**

#### **a) Influence de l'éclairement et de la température**

Les caractéristiques Courant-Tension (**Figure.II.9**) et Puissance-Tension (**Figure.II.10**), relevées, pour différents éclairagements de la journée du 03/10/2012, indiquent bien l'influence de l'éclairement sur le courant produit par le générateur, Le courant de court-circuit augmente de manière linéaire avec l'éclairement, de 1,8 A pour un éclairement de  $100 \text{ W/m}^2$  jusqu'à 19,5 A, pour un éclairement de  $900 \text{ W/m}^2$ . Par contre, La tension de circuit-ouvert du générateur varie

très peu avec l'éclairement. La caractéristique Puissance-tension est obtenue à partir de la courbe I-V (**Figure.II.9**), par la multiplication point par point de la tension  $U$  et du courant  $I$ . Le point de puissance optimale qui indique la puissance maximale fournie par le générateur pour un éclairement de  $100\text{W/m}^2$  est de  $100.6\text{ W}$ , la tension correspondante est  $80\text{V}$ . Avec l'augmentation de l'éclairement, ce point subit un glissement vers les tensions basses. Pour un éclairement de  $900\text{ W/m}^2$ , la puissance maximale est de  $1170.7\text{ W}$ , la tension correspondante du générateur est de  $67.75\text{V}$  pour une température du module  $T_m=36^\circ\text{C}$ . Pour des températures plus élevées, la tension du générateur subira une chute plus importante.

### **b) Influence de la température sur la tension du générateur et du convertisseur :**

Les variations des paramètres électriques du générateur, en fonction de la température, sont la conséquence directe des variations subies par la cellule solaire, élément de base, du générateur photovoltaïque. Les variations de la température du module photovoltaïque, sont le résultat de la variation de la température ambiante journalière conjuguée avec celle du réchauffement du module par l'absorption de l'énergie du rayonnement solaire. Le profil journalier de la température du module est semblable à celui du rayonnement journalier (**Figure. II.10**). La baisse de la tension DC du générateur avec l'augmentation de la température est très significative, particulièrement entre 10h et 17h.

Durant cette période la tension UDC subie une baisse de  $70\text{V}$  à  $60\text{V}$ . Le fonctionnement du convertisseur DC/AC est tributaire des variations de la tension du générateur photovoltaïque.

Le convertisseur est un élément clé de la chaîne de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, les conditions de son branchement sont à respecter scrupuleusement. Le NEG 1600 est équipé d'un circuit de sécurité qui permet la protection de l'onduleur, après branchement, l'onduleur est en mesure de détecter la disponibilité du réseau électrique cela lui permet de démarrer automatiquement (30s). L'onduleur ne peut pas démarrer si la tension d'entrée dépasse  $U_{\text{max,inv}} = 95\text{V}$  ou en dessous de  $U_{\text{min,inv}} = 54\text{V}$  (**Figure. II.11**), si la tension d'entrée dépasse  $110\text{V}$  l'onduleur ne fonctionne pas non plus. Dans le cas de coupure d'électricité l'onduleur bloque toute injection dans le réseau.

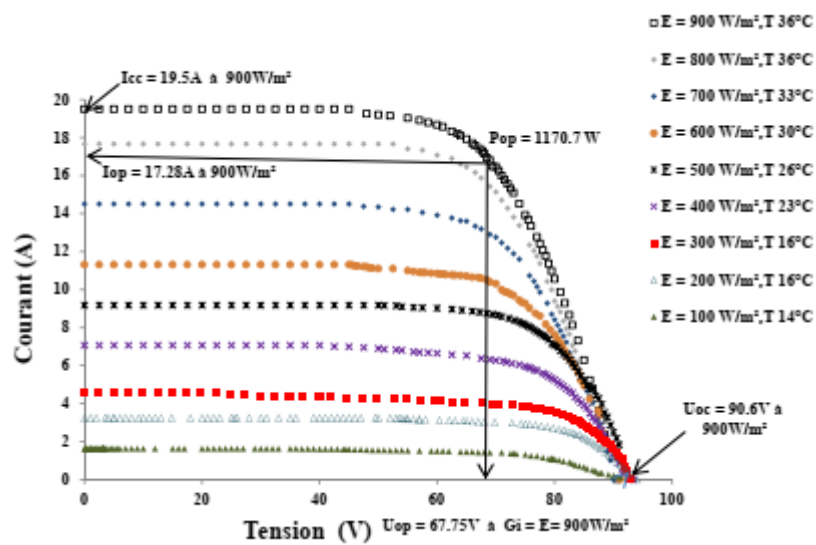


Figure II.9 : Caractéristiques Courant-Tension du générateur photovoltaïque, relevées pour différents éclairements et différentes températures.

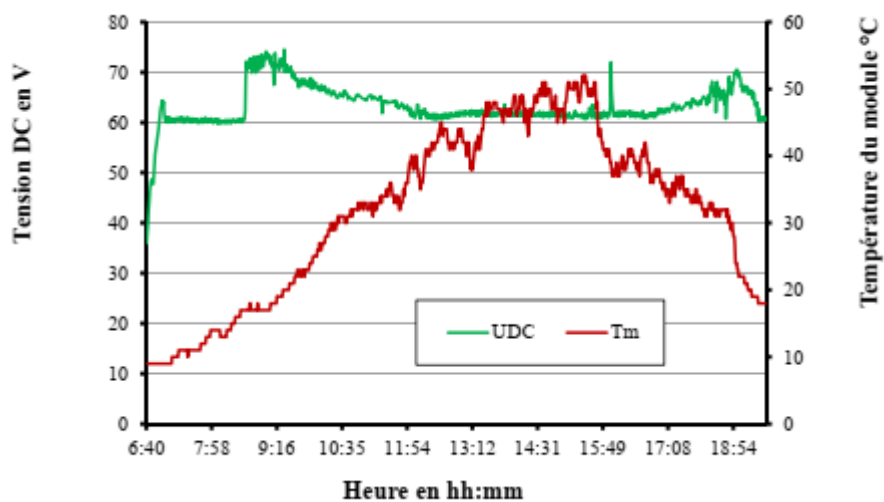
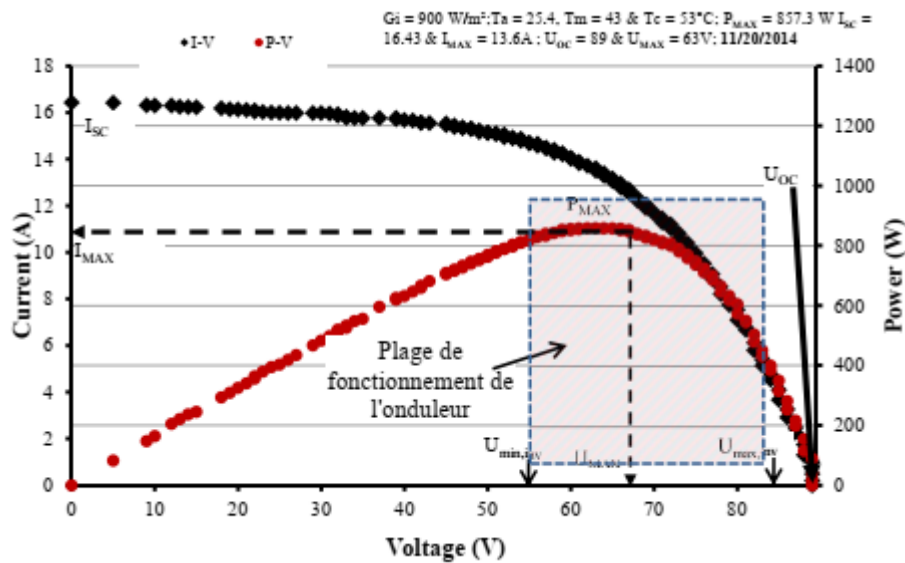


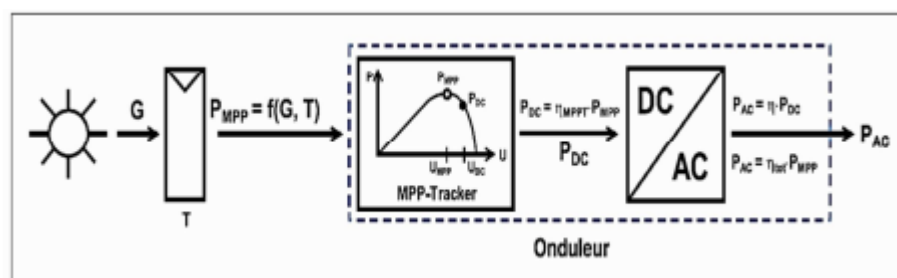
Figure II.10 : Courbes journalières de la Tension UDC du générateur photovoltaïque, et de la température du module relevées durant la période de 6h40 à 18h54.



**Figure II.11 :** Caractéristique I-V et P-V, du générateur PV, relevées le 20-11-2014, indiquant les limites de fonctionnement du convertisseur au point de puissance maximale.

### II.2.5.3 Les différents rendements d'un système photovoltaïque :

La chaîne de conversion de l'énergie des radiations solaires, appelée communément énergie solaire, en un courant électrique est caractérisée par un ensemble de paramètres dont certains ont fait déjà l'objet d'études dans les chapitres précédents. Cependant le paramètre qui exprime le mieux l'efficacité de la conversion de cette chaîne est le rendement. Comme cette chaîne est constituée de plusieurs éléments (**Figure. II.12**), à chacun de ces éléments est affecté un rendement, ainsi nous distinguons trois rendements :



**Figure II.12 :** Chaîne de conversion de l'énergie solaire.

#### a) Le rendement du générateur photovoltaïque :

Le rendement énergétique d'un générateur photovoltaïque exprime l'efficacité avec laquelle ce générateur convertit l'énergie solaire en électricité. Le rendement énergétique est le

rapport (II.1) entre l'énergie en courant continu produite par le générateur EDC et l'énergie solaire HG reçue sur la surface des modules pendant une durée du temps.

$$n_G = \frac{E_{DC}}{H_G \times A_G} \quad (II.6)$$

$$n_\epsilon = \frac{P_{DC}}{G_i \times A_G} \quad (II.7)$$

Avec :

$E_{DC}$  : L'énergie DC du générateur photovoltaïque en Wh,

$H_G$  : Énergie solaire incidente sur le plan du générateur PV en Wh/m<sup>2</sup>,

$A_G$  : la surface du générateur PV en m<sup>2</sup>,

$\eta_G$  : Rendement instantané du générateur %

$P_{DC}$  : Puissance instantanée du générateur PV en W,

$G_i$  : Rayonnement globale en W/m<sup>2</sup>.

**b) Le rendement du convertisseur DC/AC à injection dans le réseau :**

Le circuit électronique de l'onduleur NEG 1600 est composé de deux éléments, le premier appelé MPP-Tracker (**Figure. II.12**), un circuit électronique de commande et de recherche du point de puissance maximale, sa fonction est d'extraire du générateur PV le maximum d'énergie possible. Le deuxième élément est le circuit de puissance électronique dont la fonction est de convertir la puissance de courant continu en courant alternatif. Le rendement énergétique est le rapport entre l'énergie EAC injectée au réseau et l'énergie EDC produite par le générateur photovoltaïque (III. 3).

$$n_{INV} = \frac{E_{AC}}{E_{DG}} \quad (II.8)$$

Le générateur solaire produit, sur la base du rayonnement solaire incident  $G_i$  et de la température T, une puissance au point de puissance maximale PMPP (**Figure. II.12**), mais l'onduleur en mode instantané ne valorise que la puissance  $P_{DC}$  qui inférieure à la puissance au point de puissance maximale **PMPP**, donnée par l'expression :

$$P_{DC} = n_{MPPT} \times P_{MPP} \quad (II.9)$$

Le rendement instantané  $\eta_{inv}$  du convertisseur d'un système PV connecté au réseau est donné par l'équation (II.8).

Avec :

$E_{AC}$  : L'énergie AC du convertisseur en Wh ;

$E_{DC}$  : L'énergie DC du générateur photovoltaïque en Wh ;

$P_{DC}$  : Puissance instantanée du générateur PV en W,

$P_{MPPT}$  : Puissance instantanée du générateur PV au point de puissance maximale en W,

$P_{AC}$  : Puissance instantanée du convertisseur en W,

$\eta_{MPPT}$  : Rendement énergétique au point de puissance maximale en %

$\eta_{INV}$  : Rendement du convertisseur au point de puissance maximale en %

$\eta_{inv}$  : Rendement instantané du convertisseur en %

**c) Le rendement du système photovoltaïque à injection dans le réseau :**

Enfin l'appréciation finale de la qualité de conversion d'énergie d'un système photovoltaïque est consacrée par la valeur du rendement total du système. Cependant, il faut préciser que le rendement du convertisseur retenu est celui du rendement instantané  $\eta_{inv}$ , pour une analyse de longue durée, il est fondamental de considérer le rendement énergétique  $\eta_{INV}$ . Les deux formules qui permettent de calculer les rendements du système sont :

$$n_{SYS} = n_G \times n_{INV} \quad (II.10)$$

$$n_{SYS} = n_\varepsilon \times n_{inv} \quad (II.11)$$

Avec :

$\eta_{SYS}$  : Rendement énergétique du système en %,

$\eta_G$  : Rendement énergétique du générateur en %,

$\eta_{INV}$  : Rendement énergétique du convertisseur au point de puissance maximale en %,

$\eta_{sys}$  : Rendement instantané du système en %,

$\eta_g$  : Rendement instantané du générateur en %,

$\eta_{inv}$  : Rendement instantané du convertisseur en %.

**II.2.5.4 Interprétation des résultats de calcul des rendements :**

En résumé, nous constatons que le rendement du générateur (**Figure. II.13**) mesuré sur la période 2013-2015, est situé globalement au-dessus de 10%. Avec le temps, les valeurs du rendement commencent à baisser, à la fin de 2015 le rendement se situe au-dessous de 7%. Le rendement moyen annuel, du convertisseur, mesuré sur la période 2013-2015 est relativement stable, avec une valeur moyenne de 87.73% (**Fig.II.14**).

Quant au rendement moyen annuel du système, il est de 7.98%. Cette valeur, comparée à celles réalisées et publiées récemment, peut être considérée comme correcte. Sur les deux dernières années (Fig. II.15), cette valeur a diminué pour atteindre 7.29%. Cela nous amène à dire que la baisse du rendement du système ne se rapporte pas à la baisse du rendement du convertisseur mais à celle du générateur photovoltaïque.

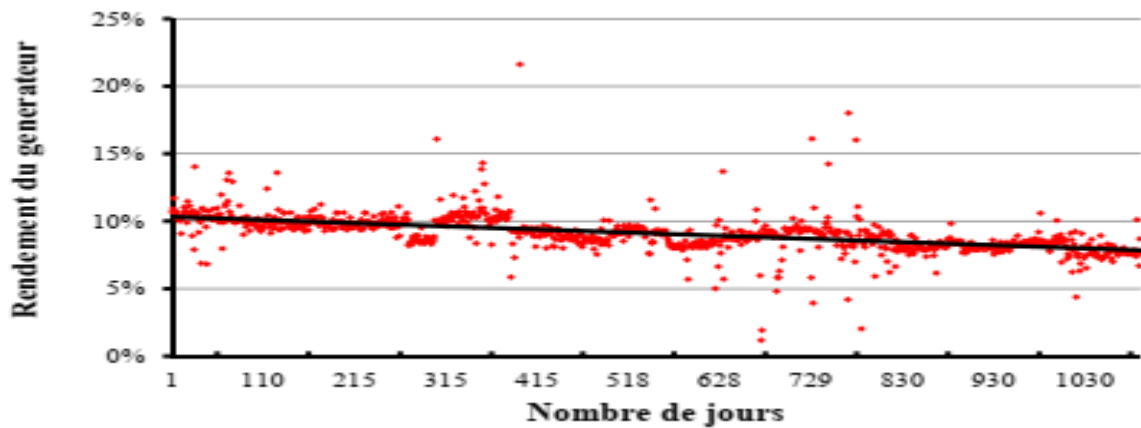


Figure II.13 : Rendements moyens annuels du générateur photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2015.

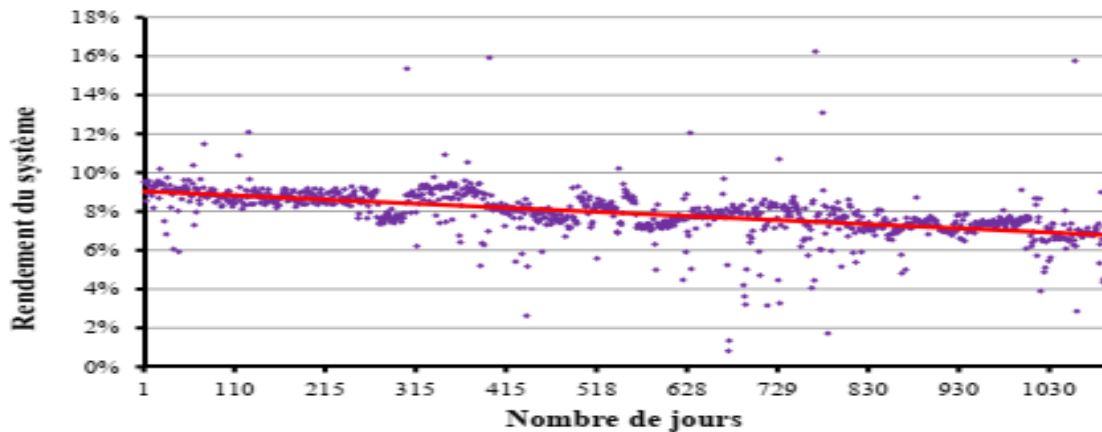
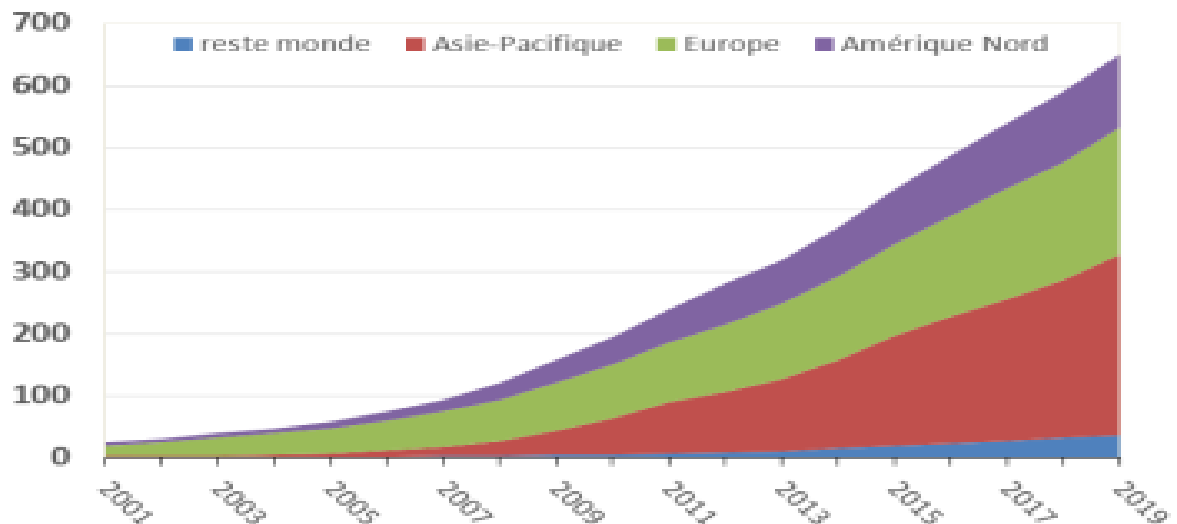


Figure II.14 : Rendements moyens annuels du système photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2015.

### II.3.1 Part de l'éolien dans la production électrique

À la fin de l'année 2019, environ 650 GW de capacité éolienne génèrent environ 5% de la production mondiale d'électricité, ce qui place la filière éolienne en 2ème position des sources renouvelables derrière l'hydraulique (15,8%) et devant le solaire photovoltaïque (environ 3,2%). La

croissance moyenne de la puissance installée, sur la décennie 2009-2019, était de 15 %/an. L'évolution des technologies, en particulier offshore (29 GW fin 2019), devrait renforcer le potentiel de cette source d'électricité à faible impact environnemental.



**Figure II.15 :** Croissance de la capacité de production éolienne (terrestre et offshore) mondiale en GW de 2001 à 2019, source B. Multon (données GWEC, [35]).

Les installations éoliennes en Europe totalisaient fin 2019 une puissance de 191 GW dont près de 22 GW en offshore (figure 16). 58% de ces capacités sont situées dans trois pays : l'Allemagne (58,9 GW), l'Espagne (23,5 GW) et le Royaume-Uni (21,2 GW). Le parc éolien européen a produit 362 TWh durant l'année 2018, dont 53 TWh par les éoliennes offshore, soit environ 14% de la consommation d'électricité en Europe [36]. D'après l'association Wind Europe, les prévisions (scénarios médians) 2017 de puissance installée seraient de 323 GW en 2030 dont 70 GW offshore [37]. Quant à l'IRENA4, dans un rapport prospectif de 2019, son scénario mondial de décarbonation intensif de l'énergie conduirait aux prévisions suivantes : pour 2030, un peu plus de 2000 GW (228 GW en offshore) et, pour 2050, plus de 6000 GW (dont 1000 GW en offshore) [38].

Dans ce contexte de très forte dynamique, on note une évolution rapide des dimensions des aérogénérateurs surtout en offshore où les contraintes de transport et d'impact paysager sont moindres qu'à terre. En 2019, la plus grande turbine en cours de commercialisation faisait 220 m de diamètre pour 12 MW de puissance nominale (GE Haliade-X, technologie Alstom...).



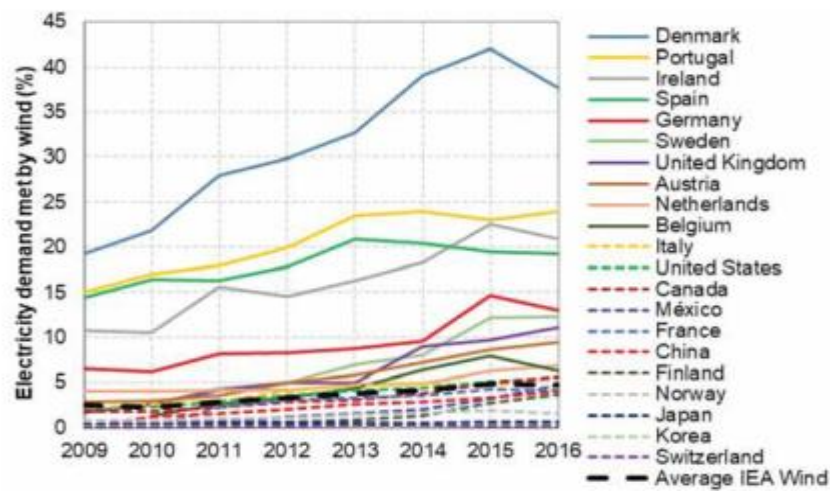


Figure II.17 : Évolution de la part de l'électricité fournie par les aérogénérateurs de 2009 à 2016 dans différents pays, source [42].

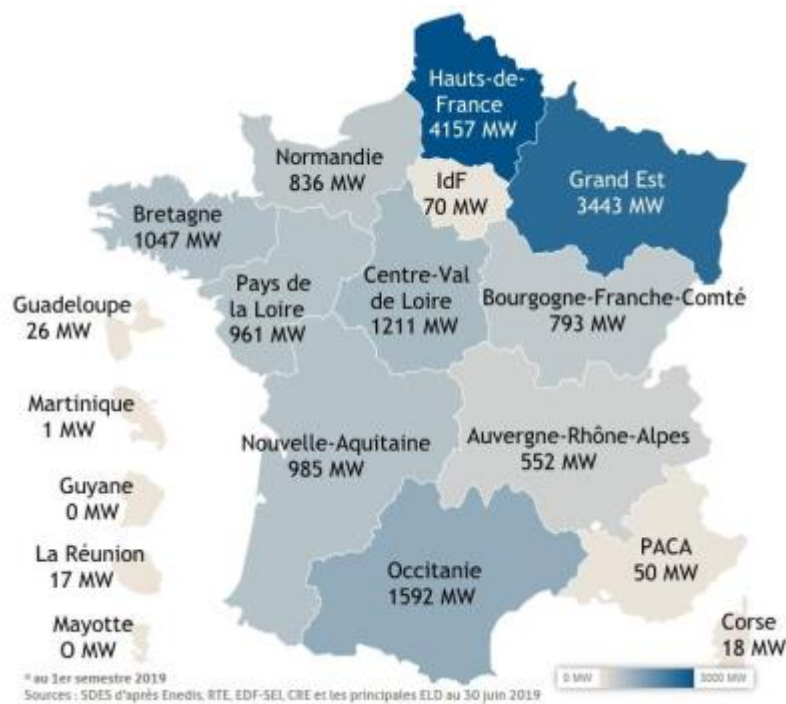


Figure II.18 : État des installations éoliennes terrestres en France au 30 septembre 2019, source [43]

Les fermes éoliennes offshore sont désormais matures et sont en train de prendre le relais des installations à terre qui, dans les pays précurseurs, commencent à atteindre des limites en termes d'acceptabilité.

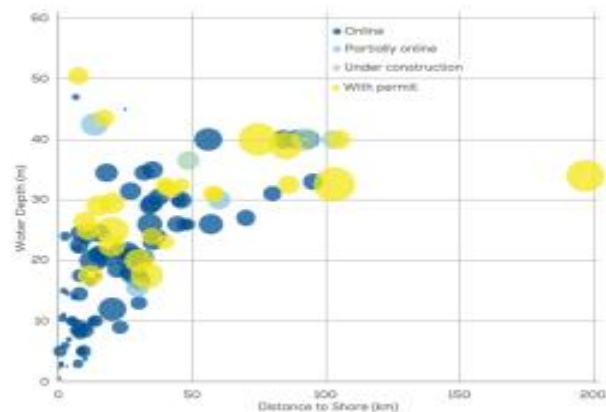
La première mise en production d'éoliennes en mer date de 1991, elle avait été installée en Baltique à quelques kilomètres des côtes de l'île de Lolland au Danemark, elle est totalement démantelée

depuis 2017. En 25 années de fonctionnement, les 11 éoliennes de 450 W ont produit 243 GWh. Une décennie plus tard, en 2001, la ferme de Middelgrunden de 20 éoliennes de 2 MW était installée, toujours au Danemark.

Encore une décennie plus tard en 2012, le parc de Bel wind de 55 éoliennes de 3 MW est mis en service en mer du Nord au large du port belge Zeebrugge, et le parc Seringa Shoa, comprenant 55 éoliennes, est installé au large de l'Angleterre toujours en mer de Nord pour une puissance de 317 MW. En 2019, le plus grand parc du monde Hornes 1 a été mis en service au Royaume Uni pour une puissance de 1,218 GW avec une extension prévue jusqu'à 6 GW. Fin 2019, l'Europe totalisait 110 parcs éoliens offshore, soit 5 047 éoliennes réparties entre 11 pays. Près de 80% de ces éoliennes sont dans les eaux territoriales de deux pays : Le Royaume-Uni (45%) et l'Allemagne (34%) [43]. Les fermes offshore gagnent en puissance, et s'éloignent des côtes en dépassant désormais le cap des 100 km (figure 20).



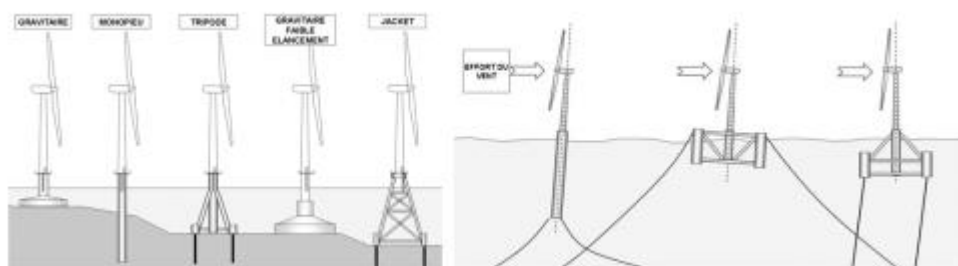
**Figure II.19 :** Ferme éolienne de London Array (mise en service en 2013), puissance installée de 630 MW, production annuelle d'environ 2TWh, source [44]



**Figure II.20 :** Profondeur moyenne des eaux en de la distance des côtes des parcs éoliens en fonctionnement (bleu foncé), en construction projet adopté (bleu clair) et à l'étude (jaune), 2019,

En 2019, la quasi-totalité des fermes offshore étaient constituées d'éoliennes à structures posées (gravitaire, monopie, tripode, jacket) ou à structures flottantes. Prenons l'exemple de la solution la plus courante du monopie : pour une machine de 5 MW installée dans des eaux de 25 m de profondeur, le monopie supportant l'éolienne fera 6 m de diamètre avec une épaisseur de paroi de 65 mm, et sera

enfoncé de 40 m dans le sol. La masse de ce monopie sera de 450 tonnes. En octobre 2017 a été inauguré le premier parc éolien flottant, Hywind (Statoil), à 25 km des côtes écossaises et constitué de 5 machines de 6 MW et 253 m de haut ancrées par des câbles à 78 m de profondeur. Notons que depuis septembre 2018, une éolienne de 2 MW associée à un flotteur en béton (Floatgen de la start-up Ideol) est ancrée à 33 m de fond et raccordée au réseau à 20 km des côtes françaises au large du Croisic. Encore plus puissante et en plus grande profondeur (100 m), une première éolienne Vesta V164-8.4 MW montée sur une plateforme WindFloat Atlantic (Engie est l'un des principaux partenaires) a été raccordée au réseau au Portugal en attendant d'en ajouter deux autres pour former un parc d'environ 25 MW.



**Figure II.21** : Eoliennes offshore : structures posées ou flottantes, source [45]

### **II.3.2 Types de turbine :**

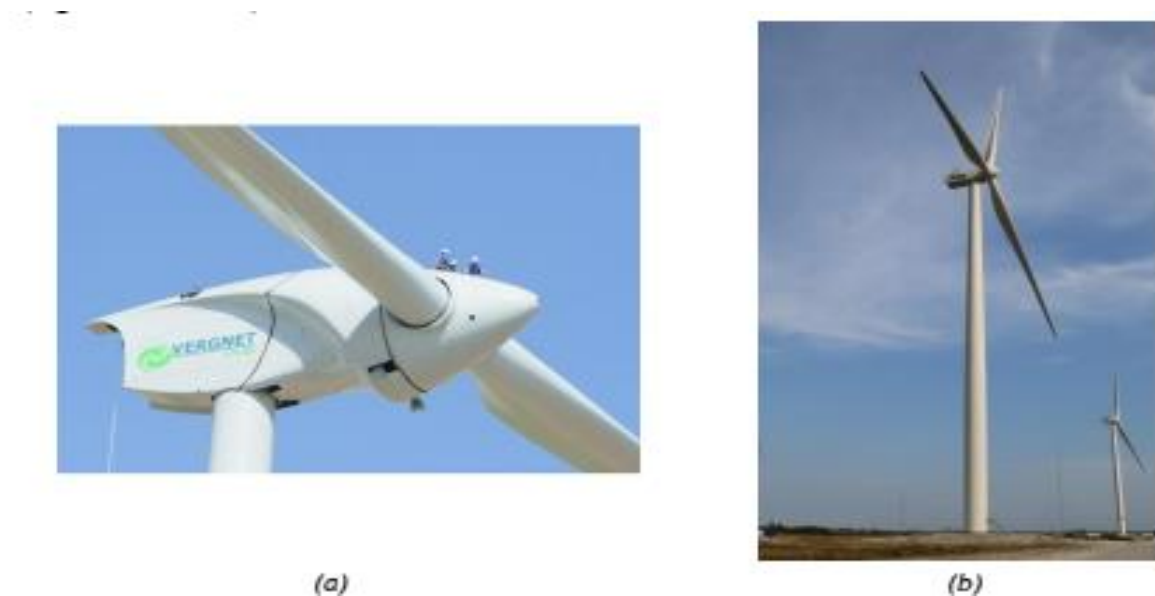
Une éolienne terrestre ou offshore est constituée de fondations sur lesquelles est arrimé un mât qui soutient dans sa partie supérieure une nacelle, abritant la chaîne électromécanique de conversion et une turbine, aujourd'hui presque toujours tripale. Des équipements électriques permettent le raccordement de l'éolienne au réseau. La nacelle repose sur un mécanisme d'orientation face au vent.

Les turbines peuvent être à axe vertical ou axe horizontal, les plus courantes. Les machines à axe vertical ont la machinerie au sol et ne nécessitent pas de dispositif d'orientation cependant elles peuvent exiger un démarrage assisté et présentent une grande sensibilité du rendement aérodynamique à la vitesse de rotation et du vent. Après avoir fait l'objet de recherches et expérimentation pour le grand éolien, les machines à axe vertical (figure 22) ne sont aujourd'hui plus utilisées que pour des petites machines et sont désormais marginales.

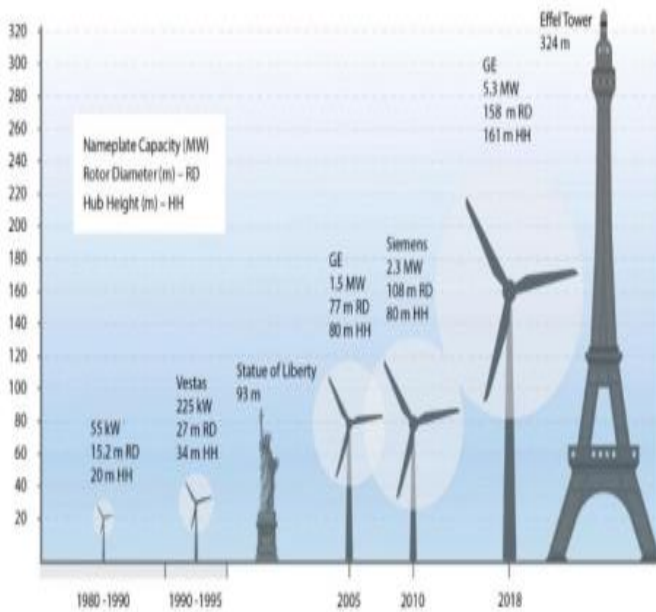


**Figure II.22:** Éolienne de type Darrieus5 à rotor parabolique de 110 m de haut de 1983 à 1992, Parc Eole Québec, et éolienne de 6 kW combinant les technologies Darrieus et Savonius6, Noveol à Poitiers, sources [46] [47].

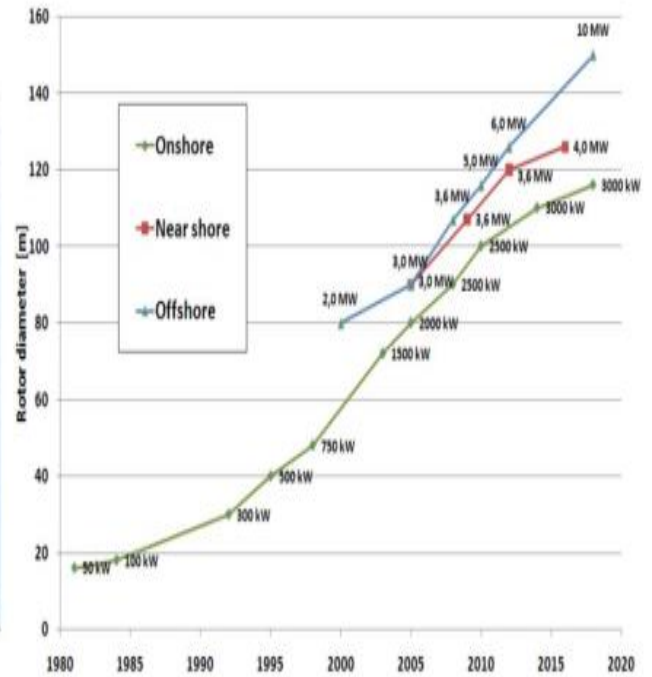
Les turbines à axe horizontal (figure 23) constituent désormais, et de très loin, l'essentiel du marché. Elles peuvent être rarement bipales, c'était le cas lors des débuts de l'éolien, compte tenu du coût élevé des pales en matériaux composites, on a même réalisé des turbines monopales ! Les dimensions des turbines commerciales sont en nette augmentation, depuis le début des années 80 (diamètre 15 m), pour les éoliennes érigées sur terre (plus de 100 m), mais encore plus pour celles en mer (figures 24 et 25).



**Figure II.23** (a) Modèle bipale GEV HP 1MW, diamètre de rotor 55, 58 ou 62m, hauteur de mâts 60 ou 70m, (b) modèle tri-pale Vitesse V126-3.3, 3,3 MW et 126m de diamètre (montage possible sur des mâts de différentes hauteurs), sources [48] [49].



**Figure II.24** Évolutions des dimensions des aérogénérateurs terrestres de 1980 à 2018 Source US National Renewable Energy Laboratory



**Figure II.25** Évolution des dimensions des turbines 1980 à 2020, source Mervento 2011 dimensions des turbines de

### II.3.3 Limite du rendement aérodynamique, loi de Betz :

La masse d'air traversant le rotor d'une turbine éolienne à axe horizontal fonctionnant en milieu ouvert, dispose d'une énergie cinétique proportionnelle à la masse d'air et au carré de la Vitesse du flux d'air. Ce flux exerce alors une pression sur les pales du rotor qui entraînent ce dernier dans un mouvement de rotation, créant ainsi un couple moteur au niveau de l'arbre de transmission horizontal [50]. La puissance aérodynamique au niveau de l'arbre moteur s'exprime par la formule suivante :

$$P = Cp \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_{\text{balayée}} \cdot V^3 \quad (\text{II.12})$$

Avec  $C_p$ , le coefficient de puissance, ou rendement aérodynamique, de la machine,  $\rho$ , la masse volumique de l'air,  $S$ , la surface balayée par le rotor et  $V$ , la vitesse du vent en amont du rotor (notée  $V_1$  figure 28).

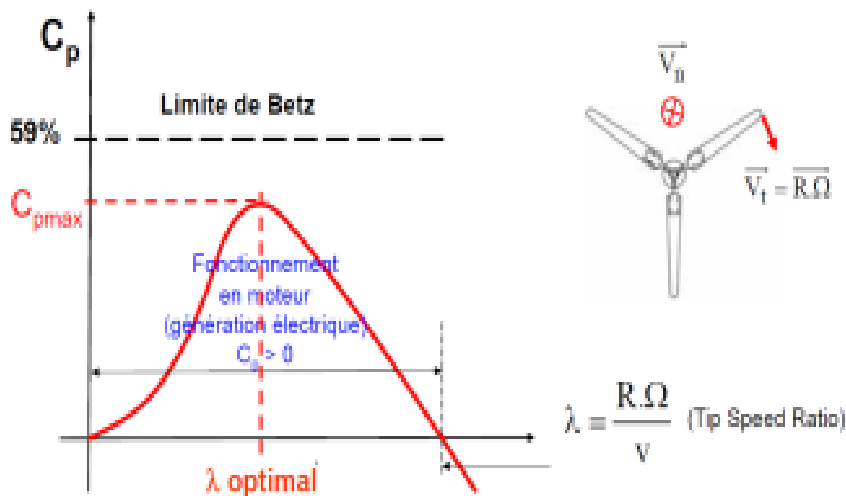


**Figure II.26 :** Schéma d'écoulement de l'air dans une éolienne à axe horizontale non caréné, source [51].

La vitesse du vent en sortie de turbine (notée  $v_2$  figure 26) ne peut pas être nulle, ainsi l'énergie cinétique ne peut pas être entièrement récupérée. Betz a montré, dans le cas d'une turbine à axe horizontal fonctionnant en milieu ouvert, que la puissance utile disponible sur l'arbre moteur à l'aval du rotor ne peut pas dépasser 16/27ème (soit 59%) de la puissance mécanique maximale récupérable, il s'agit là de la valeur limite de  $C_p$ . La puissance aérodynamique limite s'exprime donc :

$$P_{limite} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot S_{balayée} \cdot V^3 \quad (\text{II.13})$$

En sortie de la chaîne de génération d'énergie, la puissance électrique fournie par l'aérogénérateur est la puissance mécanique récupérée sur l'arbre de la turbine après déduction des pertes (de l'ordre de 2 à 5%). L'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  en fonction de la vitesse du vent caractérise la turbine et il dépend fondamentalement de l'angle du vecteur de la vitesse du vent relativement au plan des pales. Il peut ainsi s'exprimer en fonction du rapport de la vitesse tangentielle en bout de pale sur la composante normale au plan de la turbine de la vitesse du vent. On appelle ce rapport la vitesse de rotation normalisée ou « Tip Speed Ratio » (TSR) noté généralement  $\lambda$  avec :  $\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V}$  Comme indiqué sur la figure 29, en dehors du fait que la valeur de  $C_p$  ne dépasse jamais 0,59 (limite de Betz), on note qu'il passe par un maximum en fonction de  $\lambda$  pour une valeur optimale  $\lambda_{opt}$ .



**Figure II.27 :** Allure typique du rendement aérodynamique d'une turbine  $C_p$  ( $\lambda$ ), source [52]

La figure 27 montre qualitativement l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  pour des turbines à 1, 2 ou 3 pales. Considérons la machine 3 pales (figure 19), son coefficient de puissance est maximal pour  $\lambda \approx 6$  (cette valeur dépend fondamentalement de la forme, ou profil, des pales), ce qui signifie, qu'en ce point, la vitesse en bout de pale est égale à 6 fois la vitesse du vent. C'est à cette Vitesse normalisée que le rendement aérodynamique est maximisé. On remarque qu'à diamètre et Vitesse de vent donnés, une machine bipale devra avoir une vitesse de rotation plus élevée qu'une tripale. Un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, permet de rester sur le maximum de la courbe et de maximiser la récupération d'énergie, du moins dans une certaine plage de vitesses car, comme nous le verrons plus loin, au-delà d'une certaine vitesse de vent, il est préférable d'écarter la puissance récupérée en dégradant volontairement le rendement aérodynamique.

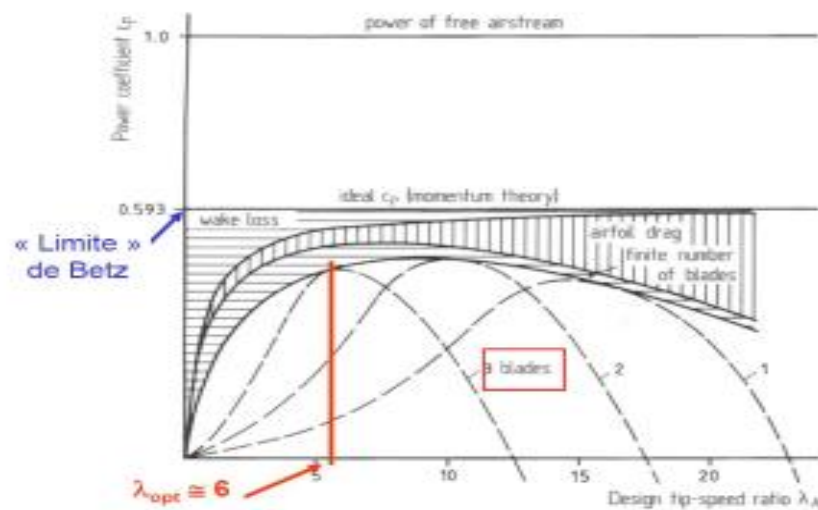
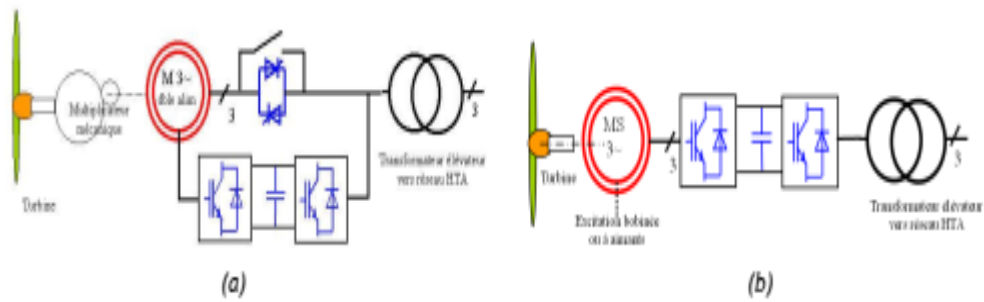


Figure II.28 : Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée, turbines à axe horizontale 1, 2 et 3 pales, source [53].

### II.3.4 Chaînes de conversion électrique :

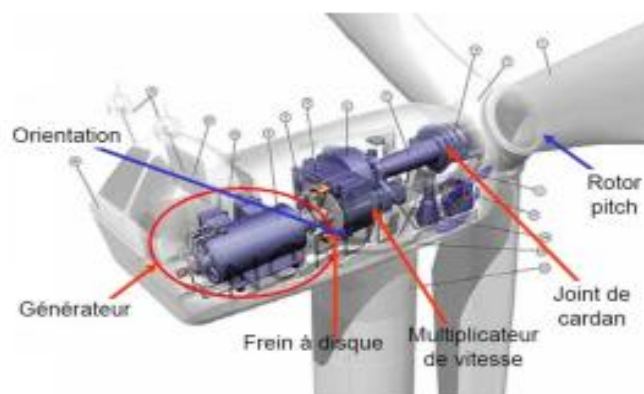
Le choix du générateur électrique constitue un paramètre important de la chaîne de conversion énergétique. Sachant que la vitesse de rotation de la turbine est très lente (typiquement aux alentours de 10 tr/min avec les éoliennes géantes actuelles), le couple à contrôler prend des valeurs colossales, typiquement des millions de N.m, ce qui est très contraignant pour le dimensionnement de la chaîne de conversion (de la puissance mécanique récupérée par la turbine à la puissance électrique injectée au réseau). Ainsi, on peut classer les chaînes de conversion en deux familles : à multiplicateur de vitesse à engrenages ou gearbox (sous-entendu génératrice rapide) et à entraînement direct ou direct drive (sous-entendu sans multiplicateur mécanique). La première famille permet, au prix d'une boîte de vitesse (en réalité à un seul rapport) d'exploiter une génératrice électrique tournant à des vitesses aux alentours de 1 000 tr/min (voire quelques centaines de tr/min), relativement légère et standard. Quant à la seconde, elle requiert des génératrices spéciales à très fort couple, plus coûteuses, que seules les technologies synchrones (à inducteur bobiné ou à aimants permanents) permettent de réaliser. Les machines rapides peuvent être réalisées avec des technologies asynchrones à rotor bobiné ou à cage ou encore synchrone à faible nombre de Vites, généralement à aimants permanents.



**Figure II.29 :** Exemples de chaînes de conversion d'éoliennes Vitesse à Vitesse variable :  
 (a) avec multiplicateur de Vitesse et générateur asynchrone à double alimentation,  
 (b) à entraînement direct avec générateur synchrone, source [54].

### II.3.4.1 Chaînes de conversion avec multiplicateur de Vitesse :

Cette famille de chaînes de conversion, que l'on peut qualifier de « classiques », permet d'alléger les équipements en nacelle avec une génératrice rapide, et l'utilisation de générateurs standards. Malgré la masse élevée du multiplicateur de vitesse à engrenages (typiquement un rapport de vitesse de l'ordre de 100, incluant 3 trains en cascade, dont le premier toujours épicycloïdal), la masse totale en nacelle reste inférieure à celle des solutions à entraînement direct, ce qui permet de réduire les coûts de la structure porteuse. En contrepartie, les engrenages du multiplicateur requièrent une lubrification et une maintenance pour le remplacement régulier de l'huile. En outre, le multiplicateur constitue un maillon faible, en termes de fiabilité, et son remplacement est très coûteux, surtout en situation offshore. C'est la raison pour laquelle les machines à entraînement direct pénètrent d'avantage le marché des applications marines.

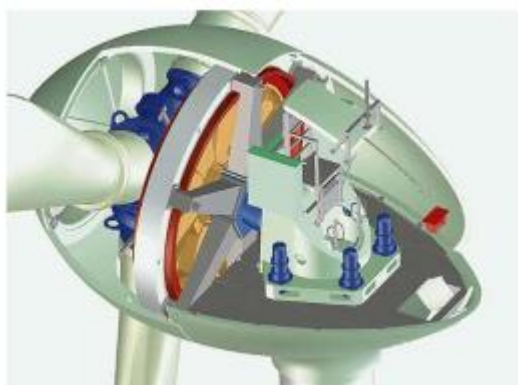


**Figure II.30 :** Chaîne de conversion avec multiplicateur de vitesse, source [55]

La figure 30 montre une telle chaîne de conversion, seule l'armoire électrique du convertisseur électronique de puissance (qui permet de contrôle du couple et de la vitesse) n'est pas représentée. Sur cet exemple, on peut remarquer un système de maintien à l'arrêt de la turbine, grâce à un frein à disque. Aujourd'hui, le moyen le plus utilisé pour arrêter la turbine, notamment en présence d'une vitesse de vent excessive ou toute autre cause, comme une sortie de l'intervalle de bon fonctionnement sur le réseau (plages de tension et de fréquence), est la mise en drapeau des pales de la turbine. Ce freinage aérodynamique dissipe la majeure partie de l'énergie cinétique sans usure à condition de disposer d'un contrôle actif de type pitch ou, dans le cas (ancien) du système stal par des freins aérodynamiques situés en bout de pale.

#### **II.3.4.2 – Chaînes de conversion à entraînement direct :**

La chaîne à entraînement direct présente plusieurs avantages, la fiabilité est améliorée, la maintenance est réduite, le bruit amoindri et l'exploitation des turbulences permet des performances accrues et une fatigue mécanique réduite, mais cela, au prix d'une dépense d'investissement supérieure. La figure 31 montre un éclaté d'une nacelle du fabricant Enercon, historiquement leader du marché de cette famille, avec des éoliennes à entraînement direct à base de machines synchrones à rotor bobiné, donc sans aimants permanents. Notons que pour monter encore en puissance, l'entreprise allemande a fini par exploiter, comme les autres, des aimants permanents permettant d'améliorer considérablement les performances (masse plus faible tout en conservant un rendement élevé).



**Figure II.31 :** Chaîne de conversion directe du fabricant Enercon, source [56]

### II.3.4.3 Chaînes de conversion électriques :

#### II.3.4.3.1 Machine synchrone à aimants et pont de diodes :

Pour de petites puissances (inférieures à quelques kW), une chaîne de conversion très particulière est exploitée et nous avons trouvé que sa singularité méritait de lui accorder un court développement. Compte tenu de la vitesse de rotation relativement élevée des petites turbines, l'entraînement direct se fait quasi-naturellement. Dans le cas présent, on exploite une génératrice synchrone à aimants directement couplée au bus DC via un simple pont de diodes (voir schéma figure 32). Ce sont les inductances internes, relativement élevées, qui transforment la machine en source de courant et les courants sont quasi-sinusoïdaux au-delà d'une certaine vitesse, comme le montre la figure 39. La limitation de charge de la batterie tampon, généralement présente dans les installations autonomes (comme en photovoltaïque), se fait par régulateur électronique et l'arrêt de la turbine par une simple mise en court-circuit de l'induit par contacteur (le courant de court-circuit restant de l'ordre de grandeur du courant nominal).

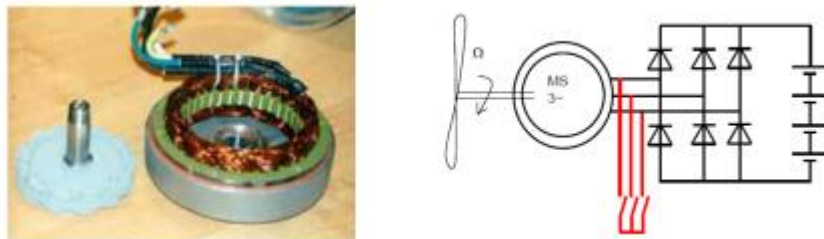


Figure II.32 : Chaîne de conversion de petite puissance (jusqu'à quelques kW), source [52]

L'allure de la courbe de puissance, exprimée en fonction de la vitesse de rotation, est montrée à la figure 33.

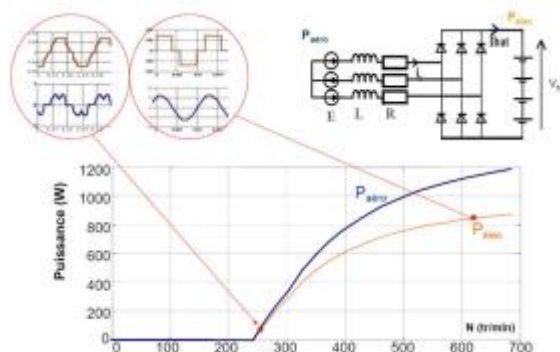


Figure II.33 : Courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation, source [57]

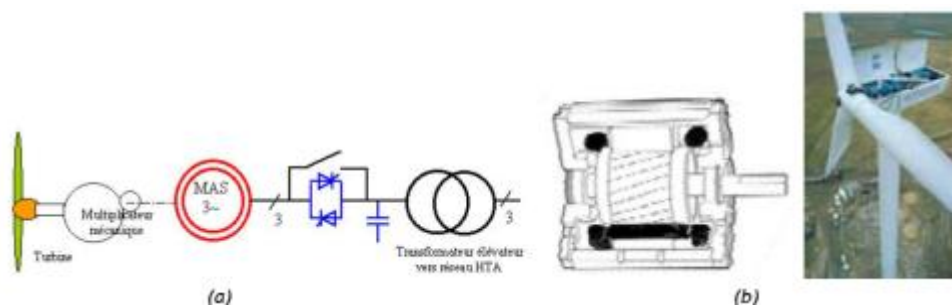
Pour les grandes puissances couplées au réseau, plusieurs architectures sont exploitées :

### **II.3.4.3.2 Machine asynchrone à cage sans variation électronique de vitesse (figure 34)**

La chaîne de conversion la plus ancienne, qui tend à disparaître, est constituée d'une génératrice asynchrone à cage à vitesse « fixe » (au glissement près), en réalité plutôt à deux vitesses grâce à une conception du bobinage statorique telle que l'on peut obtenir deux polarités (nombres de paires de pôles) différentes afin d'obtenir deux valeurs différentes de la vitesse de synchronisme (figure 36a). Cette chaîne de conversion permet ainsi de se passer d'un convertisseur électronique de puissance, dont la rentabilité économique était difficile à obtenir dans les années 1980, voire 1990.

Dans ces conditions, les deux vitesses de synchronisme permettaient une amélioration de la récupération de l'énergie éolienne malgré une vitesse du vent fondamentalement variable. La plus faible vitesse (plus grand nombre de pôles) était choisie aux vents faibles et la grande Vitesse aux vents forts. Notons la présence un contacteur statique triphasé (représenté par deux thyristors tête-bêche sur le schéma de la figure 36a) qui permet une mise sous tension progressive (fonctionnement en gradateur) du bobinage statorique lors de la mise sous tension et ainsi d'éviter de violents régimes transitoires (appel de courant sur le réseau). Ce contacteur statique étant dimensionné pour ce régime transitoire, il est ensuite shunté par un contacteur électromécanique.

La figure 34b montre l'exemple de la turbine Nordex N54 1000kW avec une commutation 4/6 pôles de 1000/200 kW pour des vitesses nominales respectivement de 1513 et 1014 tr/min. La turbine est équipée d'un multiplicateur de 1:70.

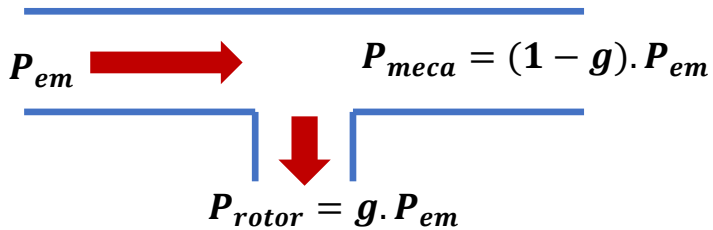


**Figure II.34 :** (a) Schémas d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne, (b) Eclaté d'une machine asynchrone à cage et exemple d'éolienne à 2 vitesses : N54 1000 kW, sources [54] [55]

Les figures ci-dessous montrent les bilans énergétiques simplifiés (sans pertes Joule au stator et sans pertes fer et mécaniques) de la machine asynchrone à cage, dont le fonctionnement en moteur est plus connu que celui en générateur. Par conséquent, on a conservé les conventions classiques où le stator

est un récepteur électrique (puissance électromagnétique notée  $P_{em}$ ) en fonctionnement moteur. Ainsi, en mode générateur, les puissances mécanique (provenant de la turbine entraînant) et électromagnétique (injectée au réseau) sont ici négatives. Notons également que, dans les conditions normales de fonctionnement, le glissement  $g$  est sensiblement proportionnel au couple.

En fonctionnement moteur  $P_{meca} > 0$  et  $g > 0$

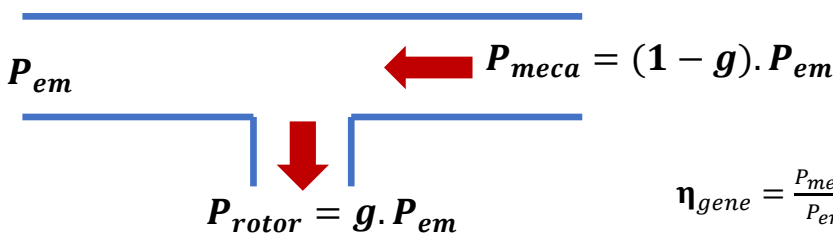


$$\eta_{moteur} = \frac{P_{meca}}{P_{em}} = 1 - g \quad (II.14)$$

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega_{meca}}{\Omega_s} \quad (II.15)$$

$\Omega_s$  est la vitesse de synchronisme,  $\Omega_s = 2 \cdot \pi \cdot F / p$ , avec  $F$  fréquence du système triphasé et  $p$  le nombre de pair de pôles,  $\Omega_{meca}$  est la vitesse de rotation.

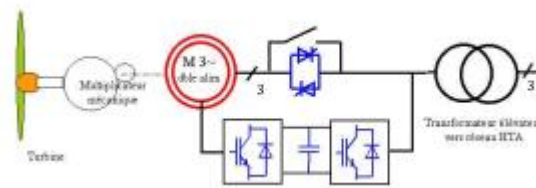
En génératrice  $P_{meca} < 0$  et  $g < 0$



$$\eta_{gene} = \frac{P_{meca}}{P_{em}} = \frac{1}{1 - g} \quad (II.16)$$

Dans le cas d'une machine à cage (rotor en court-circuit), la puissance rotorique est systématiquement dissipée et ne peut pas être récupérée ou contrôlée. Le glissement doit nécessairement rester faible (de l'ordre du pourcent) car le rotor n'a pas la capacité à dissiper des puissances élevées. C'est pourquoi on parle de vitesse constante (sensiblement égale à la Vitesse de synchronisme).

**II.3.4.3 Machine asynchrone à double alimentation MADA ou DFIG (Double Fed Induction Génération) fondée sur l'utilisation d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné (figure 35a) :**



**Figure II.35 :** (a) Exemple de chaînes de conversion d'éoliennes moderne à vitesse variable avec multiplicateur de vitesse et générateur asynchrone à double alimentation, source [54]

Afin de pouvoir contrôler le glissement sur une large plage et réaliser une vitesse réellement variable (meilleure récupération de l'énergie cinétique du vent comme précisé plus haut), on exploite un rotor bobiné et un convertisseur électronique de puissance permettant de contrôler la puissance rotorique. Comme la fréquence des courants rotoriques est égale à  $g$  fois la fréquence du réseau, ce convertisseur comprend un bus continu intermédiaire et deux étages AC-DC réversibles. Ce principe a déjà été utilisé par le passé avec des solutions technologiques de l'époque (cascade Kramer avec un système intégralement électromécanique puis cascade hypo synchrone avec un convertisseur à thyristors).

L'avantage majeur de cette solution réside dans la puissance de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance qui peut être ajustée à la plage de vitesse et surtout rester inférieure à la puissance totale à convertir. Vu le coût élevé de l'électronique de puissance, cela constitue un atout mais aux dépens de la fiabilité et de la maintenance, car, pour contrôler les courants dans le rotor bobiné, un système de bagues et balais est nécessaire (pièces d'usures) et puis, dans certains cas extrêmes (perte d'alimentation côté stator), on peut provoquer des fluctuations brutales du couple dommageables pour le multiplicateur de vitesses. Compte tenu de la baisse permanente des coûts de l'électronique de puissance, cette solution à vitesse variable cède progressivement sa place à des entraînements exploitant des convertisseurs pleine puissance (qui contrôlent la totalité de la puissance de la turbine) et des génératrices sans balais (voir plus loin). Néanmoins, cette technologie résiste à un déclin inéluctable, y compris en contexte offshore.

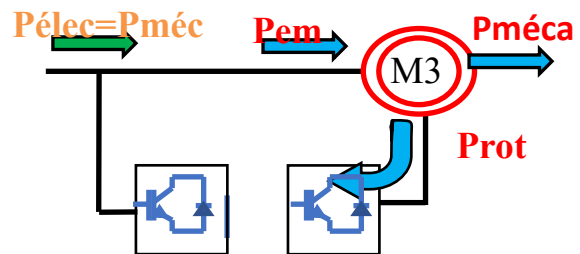
Pour citer un exemple de MADA, considérons l'éolienne Nordex N117-3000 kW, avec une génératrice à 6 pôles (vitesse de synchronisme de 1000 tr/min à une fréquence réseau de 50 Hz). Sa plage de variation de vitesse est d'environ : 700 à 1300 tr/min (soit  $1000 \pm 300$  tr/min), et celle de la turbine 7,9 à 141 tr/min (multiplicateur à engrenages de rapport 1 :92,9). Le convertisseur contrôlant les

courants rotoriques est totalement réversible (2 ponts triphasés à IGBT) et sa puissance nominale est d'environ 1 MVA (il permet de contrôler le facteur de puissance de l'éolienne jusqu'à 0,899 du régime capacitif au régime inductif).

Pour mieux comprendre le fonctionnement de la MADA, on propose d'analyser le bilan énergétique simplifié autour de la vitesse de synchronisme  $\Omega_s$ . De façon à réduire l'effort de compréhension, nous proposons de continuer à raisonner en convention moteur (plutôt que générateur), par conséquent la puissance mécanique sera négative en mode générateur. Comme précédemment, avec la machine asynchrone à cage, on néglige les pertes Joule, fer et mécaniques et on a exprimé les puissances électromagnétique (ou statorique) et rotorique en fonction de la puissance mécanique qui, dans le cas éolien, est la donnée d'entrée.

$$P_{em} = P_{em} = \frac{P_{meca}}{1-g} \quad (II.17)$$

$$P_{rotor} = g \cdot P_{em} = \frac{1}{1-g} \cdot P_{meca} \quad (II.18)$$

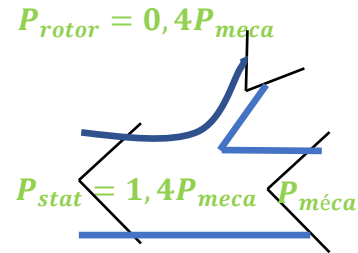


**Tablu II.1 :** Considérons un exemple de contrôle de vitesse avec un glissement variant de  $\pm 30\%$  (valeur typique en eoline)

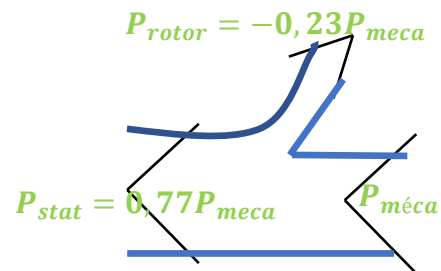
	Exemple : $g = g_{max} = +0.3$ Hypo synchrone $\Omega = 0.7\Omega_s$	Exemple : $g = g_{max} = -0.3$ Hypo synchrone $\Omega = 1.3\Omega_s$
Récepteur Moteur $P_{meca} > 0$	$P_{rotor} = 0,4P_{meca}$ $P_{stat} = 1,4P_{meca}$ 	$P_{rotor} = -0,23P_{meca}$ $P_{stat} = 0,77P_{meca}$ 
Récepteur Moteur $P_{meca} < 0$	$P_{rotor} = 0,4P_{meca}$ $P_{stat} = 1,4P_{meca}$ 	$P_{rotor} = -0,23P_{meca}$ $P_{stat} = 0,77P_{meca}$ 

Intérêt en termes de dimensionnement du convertisseur

**Hypo** synchrone  $\Omega = (1 - g_{max}) \cdot \Omega_s$



**Hypo** synchrone  $\Omega = (1 + g_{max}) \cdot \Omega_s$



Toujours avec l'exemple d'un glissement compris entre  $-30\%$  et  $+30\%$ , le rapport entre la vitesse

$$\text{maximale et la vitesse minimale vaut : } \frac{\Omega_{max}}{\Omega_{min}} = \frac{1,3 \cdot \Omega_s}{0,7 \cdot \Omega_s} = 1,9 \quad (\text{II.19})$$

Dans le cas présent d'une turbine éolienne (la puissance mécanique varie en :  $P \propto \Omega^3$ )

Si  $\Omega$  varie dans un rapport 1 : 1,9,  $P_{meca}$  varie dans un rapport 1 : 6,4

$$P_{rotor}(\Omega_{max}) \cong 0,4 \cdot P_{meca}(\Omega_{min}) \Rightarrow P_{rotor} \cong 0,23 \cdot P_{meca}(\Omega_{max}) \quad (\text{II.20})$$

Ce qui signifie que la puissance rotorique est beaucoup plus faible dans le mode hypo synchrone (basse vitesse) dans lequel on réalise un curieux cycle de l'énergie, puisque l'on prélève une partie de la puissance électromagnétique au rotor pour la réinjecter au stator.

II.3.4.3.4 Génératrice asynchrone à cage à vitesse variable alimentée par convertisseur pleine puissance (figure 35b) :

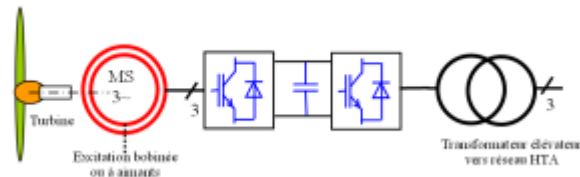


Figure II.35 : (b) Exemple de chaînes de conversion d'éoliennes moderne à vitesse variable avec entraînement direct avec générateur synchrone, source [54]

Parmi les solutions sans balais, la machine asynchrone à cage alimentée par un variateur de Vitesse pleine puissance (contrôlant donc la totalité de la puissance convertie) constitue une solution qui a émergé tardivement dans l'histoire de l'éolien moderne. Désormais, il s'agit d'une voie exploitée par différents fabricants. Le variateur de vitesse permet le contrôle des courants statoriques et de leur fréquence. La figure 36 montre l'allure des courbes couple-vitesse, toujours en convention moteur (pour les raisons déjà évoquées) d'une machine asynchrone à cage alimentée par un convertisseur avec une stratégie à flux constant (rapport tension sur fréquence constant). Mais les performances intrinsèques des machines asynchrones à cage sont telles qu'il n'est pas possible d'obtenir des performances massiques suffisamment élevées pour se passer de multiplicateurs mécaniques, par conséquent, elles ne trouvent pas de place dans les chaînes à entraînement direct.

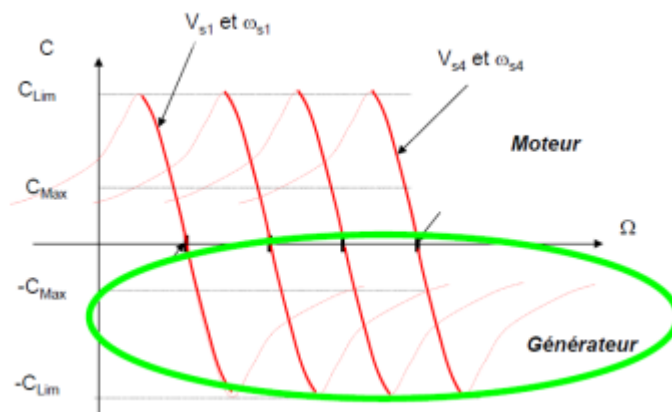


Figure II.36 : Convention moteur

II.3.4.3.5 Génératrices synchrones à vitesse variable avec convertisseur pleine puissance (figure 37) :

Les machines synchrones peuvent répondre aux exigences de performances de l'entraînement direct (architectures de type couronne avec un très grand nombre de paires de pôles) ou à celle des entraînements indirects, avec un grand rapport de multiplication ou même, comme cela est proposé depuis une vingtaine d'années, avec des multiplicateurs à un seul étage avec un rapport aux alentours de 1:10, et censés être plus fiables. Comme dans le cas des machines asynchrones à cage, un convertisseur électronique de puissance, dimensionné pour la puissance nominale de la turbine, est requis. La technologie est généralement à modulation de largeur d'impulsion (comme dans le cas de la MADA) permet un contrôle très fin des courants côté machine et côté réseau. Les courants peuvent ainsi être quasi-sinusoidaux et déphasés à la demande, en particulier pour permettre un contrôle de la puissance réactive, côté réseau. Cette dernière fonctionnalité, propre à tous les convertisseurs MLI désormais généralisés tant en photovoltaïque qu'en éolien, de participer au contrôle de la tension du réseau. La figure 42 montre schématiquement les deux familles de chaînes de conversion à machine synchrone, à multiplicateur de vitesse à engrenages ou à entraînement direct. Les machines synchrones peuvent être à excitation bobinée (électroaimants au rotor alimenté par un système sans balais) ou à aimants permanents. Mais c'est surtout la technologie à aimants permanents qui progresse malgré le fait que ces aimants requièrent des terres-rares (néodyme et dysprosium). Au sujet de la criticité des matières premières dans un contexte de développement massif de l'éolien, on pourra se référer à l'article en ligne [58].

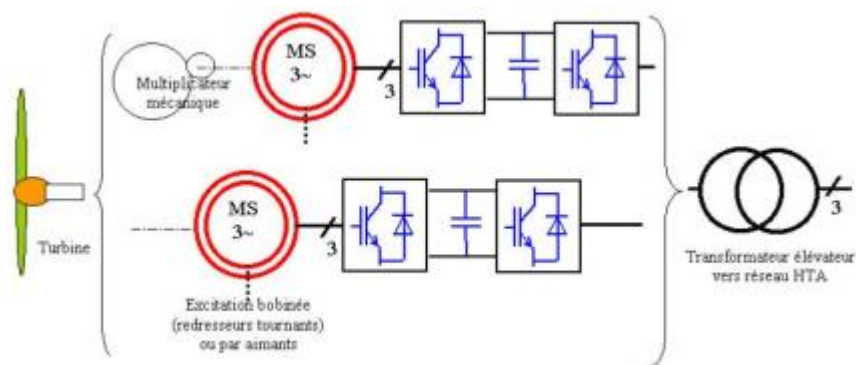


Figure II.37 : Schémas d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne, source [54]

Enero fut pionnier dans le domaine des éoliennes à entraînement direct et, jusqu'en 2019, il ne faisait appel qu'à des solutions synchrone à excitation bobinée. C'est par exemple le cas de l'éolienne

Enero E70 2 MW, 6 à 22 tr/mn (génératrice avec 32 paires de pôles) dont la nacelle complète a une masse de 71 tonnes (dans le cas d'une machine à multiplicateur de la même puissance, cette masse est plutôt de 60 tonnes environ)



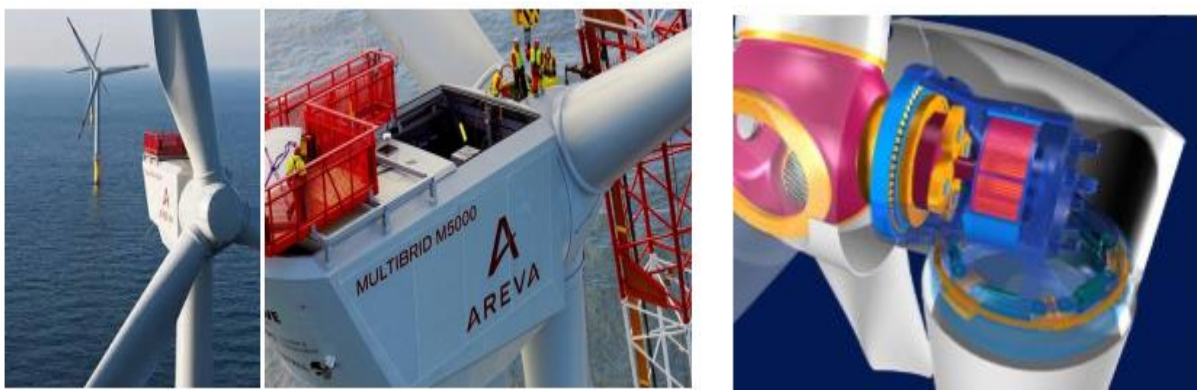
**Figure II.38 :** Génératrice E70 2MW (repère 4), source [59]

Pour les grandes puissances, les génératrices à aimants présentent un avantage en termes de masse. Jeumont Electric (entreprise française), à la fin des années 90, avait été un précurseur avec sa J48 (750 kW et turbine de 48 m) car c'était la première éolienne au monde avec une génératrice à aimants en entraînement direct. Mais Areva, qui fit l'acquisition de Jeumont à cette époque, décida d'abandonner cette filière... Deux décennies plus tard, ce fut au tour d'Alstom (à travers Converteam) de développer une éolienne à aimants, l'Haliade 150, mais cette fois pour l'offshore avec une puissance de 5 MW (aisément extensible à 6 MW). Sa vitesse est variable de 4 à 11 tr/min et la puissance nominale est atteinte pour une vitesse de vent de 12 m/s. La nacelle pèse environ 390 tonnes incluant la génératrice (100 tonnes de structures porteuses + 35 tonnes de masses actives incluant environ 5 tonnes d'aimants NdFeB). L'Haliade est fabriquée dans l'usine de Saint-Nazaire, mais Converteam et Alstom sont devenus respectivement GE Power Conversion (en 2011) et General Electric (2015). D'ailleurs, la première ferme éolienne offshore des USA (installée au large de New York en 2016) est composée de 5 machines Haliade 150-6 MW (technologie Alstom), voir figure 39.



**Figure II.39** : Le parc éolien Block Island de GE-Alstom au large des côtes du Rhode Island, source [60]

Les génératrices à aimants peuvent également être associées à un multiplicateur à engrenages, notamment pour réaliser des solutions intermédiaires, moins coûteuses et moins lourdes que celles à entraînement direct, on parle de chaînes à génératrices semi-rapides, par exemple, la Multibrid M5000 (développée par l'entreprise allemande Multibrid ensuite rachetée par Areva Wind, devenue enfin Adwen), voir figure 40. Cette machine (installée pour la première fois en 2009 dans le parc offshore Alpha Ventus) avait une puissance nominale de 6 MW pour un diamètre de turbine de 116, puis 135 m (un peu plus tard). La nacelle pèse 233 tonnes auxquelles il faut ajouter 112 tonnes pour la turbine. La génératrice à aimants possède 26 pôles (1,4 tonnes d'aimants NdFeB) et le multiplicateur comprend un unique train épicycloïdal d'un rapport de 1:9,92. En 2016, AREVA a cédé son activité dans l'éolien à Siemens-Gamesa. Ainsi, avec le rachat d'Alstom par GE, la France s'est retrouvée sans constructeur national d'éoliennes offshore...



**Figure II.40** Exemple de chaînes à génératrices semi-rapides, Multibrid M5000, source [61]

## **II.3.5 Connexion des parcs éoliens au réseau :**

### **II.3.5.1 Architectures de raccordement :**

Les architectures de regroupement (clusters) des aérogénérateurs au sein d'un parc éolien et les techniques de connexion au réseau peuvent être un regroupement en étoile, ou star cluster, ou un regroupement en chaîne, ou string cluster. La différence majeure entre ces deux types de regroupement est liée à la disponibilité de l'énergie des générateurs, qui est moins bonne pour un cluster en chaîne dans lequel le câble de raccordement est commun à l'ensemble du cluster. En contrepartie, chaque cluster en étoile nécessite une plate-forme. Le dimensionnement des câbles et des transformateurs diffère selon l'architecture et la puissance des générateurs. Par exemple, pour une architecture en étoile, on peut éviter l'utilisation de transformateurs si les tensions des générateurs sont suffisamment élevées (AC3, AC4, figure 41). Sur les liaisons en alternatif, en particulier si la puissance de la ferme devient non négligeable par rapport à la puissance du réseau, on peut intercaler des équipements type UPFC<sup>12</sup> chargés de limiter les variations de puissance et de stabiliser l'ensemble en dépit des variations de vent (AC4, figure 41).

Les liaisons réseaux s'effectuent classiquement en courant alternatif pour des questions de coût, en particulier dans les parcs terrestres ou les parcs offshore proches de la côte. Les liaisons en courant continu à haute tension HVDC<sup>13</sup> deviennent intéressantes pour les parcs éloignés du rivage (DC 1,2,3,4, figure 41), et ce d'autant plus que la puissance de la ferme augmente vis-à-vis de la puissance de court-circuit du réseau. En effet, les liaisons sous-marines à courant alternatif (AC) sont limitées à quelques dizaines de kilomètres en raison des échauffements des câbles dus à la composante capacitive (réactive) des courants (les câbles isolés sont beaucoup plus capacitifs que les lignes aériennes). Pour les systèmes à vitesse variable, le nombre de convertisseurs AC-DC et DC-AC peut varier selon que l'on connecte un convertisseur par générateur (AC2, AC4, DC1, figure 41) ou un convertisseur par cluster (DC2, DC3, figure 43), voire un seul convertisseur pour le parc complet (DC4, figure 41). Dans le premier cas, la vitesse de chaque turbine peut être individuellement asservie en fonction du vent. Dans le second et troisième cas, on agit indirectement sur l'ensemble du cluster ou de la ferme, ce qui nécessite que les conditions de vent soient homogènes, ce qui est fréquent en mer. Dans les autres cas, convertisseur commun à plusieurs machines, cette voie a été explorée et probablement abandonnée, malgré l'avantage économique de cette centralisation, sans doute parce que chaque machine, bien qu'au sein d'un même parc, se trouve dans des conditions de vent spécifiques et qu'un contrôle individuel reste nécessaire.

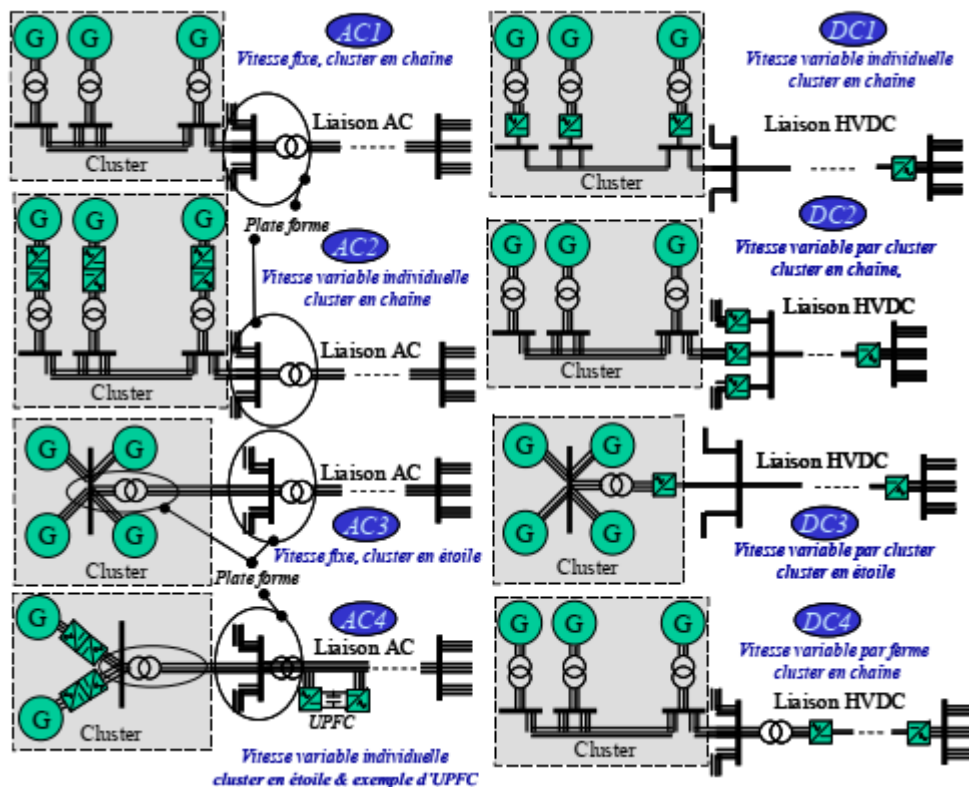


Figure II.41 : Exemples d'architectures de connexion de parcs au réseau, source [54], dessin Xavier Roboam

### II.3.5.2 Câbles et transport :

Les câbles isolés pour le transport en courant alternatif sont à isolation synthétique en polyéthylène de la HTB (< 50 kV) jusqu'à la HTA (de 50 à 500 kV). Pour des raisons de coût d'enfouissement, les câbles triphasés (ou tripolaires) sont préférés (figure 44), mais les sections de l'âme conductrices sont limitées à quelques 100 mm<sup>2</sup>. Ainsi, lorsque des sections plus importantes sont requises ou pour le transport, on fait appel à des câbles unipolaires dont les sections utiles vont jusqu'à 3 000 mm<sup>2</sup> (les valeurs typiques s'échelonnent entre 800 et 2 500 mm<sup>2</sup>). Les tenues en tension actuellement les plus élevées sont de 320 kV (valeur efficace).

À cause de l'effet de peau, en courant alternatif 50 ou 60 Hz, il est nécessaire de segmenter l'âme à partir de 1 000 et 1 600 mm<sup>2</sup> lorsqu'elle est respectivement en cuivre ou en aluminium. Actuellement, la tenue en tension des câbles pour la transmission en courant continu est limitée à 320 kV et les sections réalisables sont les mêmes qu'en courant alternatif.

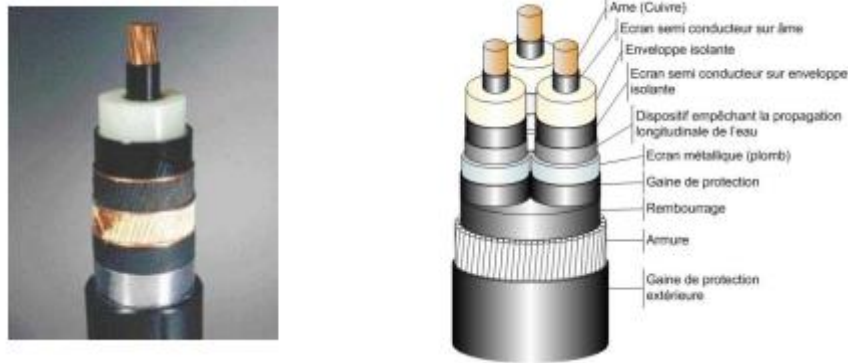


Figure II.42 : Câble unipolaire Nexans, et schéma d'un câble de raccordement tripolaire, sources [62] [63]

Comme nous l'avons écrit plus haut, le transport en courant continu est plus économique, malgré le besoin de stations de conversion AC-DC et DC-AC, que celui en courant alternatif au-delà d'environ 50 km et des puissances de quelques centaines de MW. Cette limite s'abaisse d'ailleurs au fur et à mesure que les coûts de l'électronique de puissance diminuent. Les figures 45 et 46 montrent les deux principales architectures de conversion AC-DC puis DC-AC. La première représente la technologie historique (comme dans la liaison France-Angleterre IFA2000 datant du début des années 1980) à base de thyristors. Comme cette technologie introduit des harmoniques sur le courant ainsi que de la puissance réactive, on lui ajoute des filtres passifs ou des filtres actifs (figure 43).

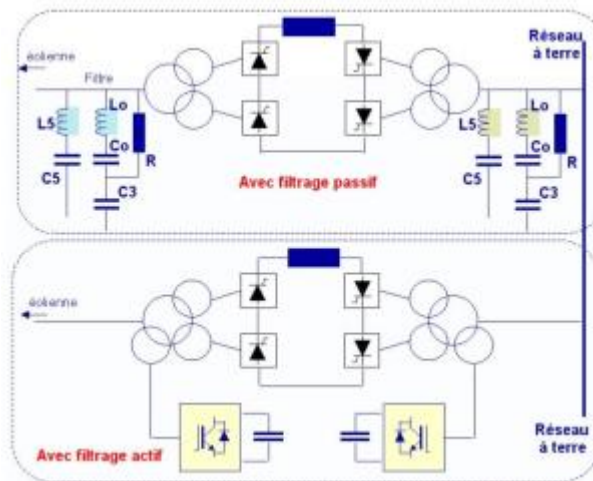
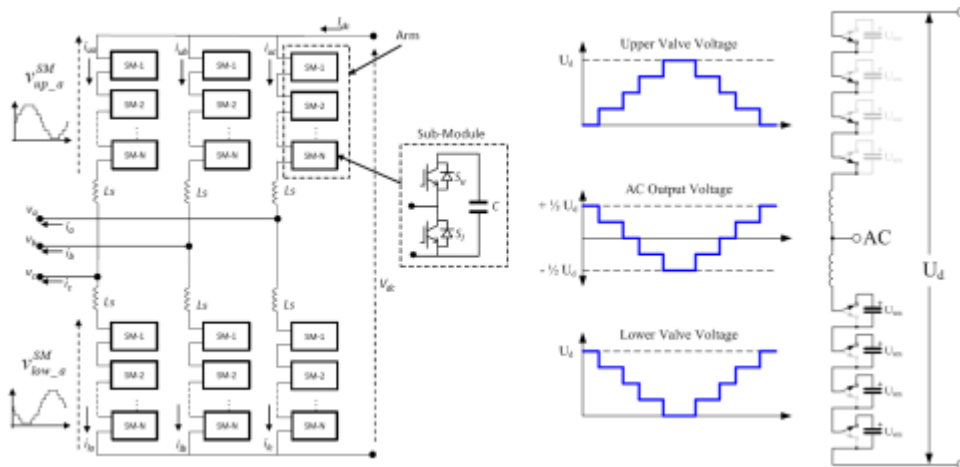


Figure II.43 : Architecture de conversion HVDC avec convertisseurs à Thyristors LCC (Line Commutated Converter), source [64]

La seconde technologie, qui remplace progressivement la première, au fur et à mesure de la baisse des coûts des solutions à IGBT (interrupteurs électroniques totalement commandés contrairement

aux thyristors qui ne sont pilotables qu'à la mise en conduction), est constituée d'une multitude de cellules (bras de pont) permettant d'atteindre de très hautes tensions avec des semiconducteurs de puissance limitée à quelques kV. Par exemple le parc offshore de Bor Win 3 situé à 160 km de la côte fait appel à cette technologie pour une puissance de 900 MW sous une tension continue de  $\pm 320$  kV [66].



**Figure II.44 :** Architecture de conversion HVDC avec convertisseurs multiniveaux structures MMC (Modular Multilevel Converter), source [65]



**Figure II.45** Station de conversion en mer, BorWin gamma tenne T, source [66]

### **II.4.1 Causes de l'intégration des énergies renouvelables :**

- La diminution des ressources énergétiques fossiles et la hausse durable de leur prix, l'augmentation considérable des besoins en énergie, les difficultés d'approvisionnement (fourniture), [67] le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO<sub>2</sub> et la lutte contre le changement climatique imposent d'adapter les modes de production et de consommation d'énergie.

- On sait bien que parmi les caractéristiques principales de smart grid qui a été défini par AIE est qu'il soit capable d'accueillir tout type de technologie de production, notamment les nouveaux générateurs dispersés qui permettent de fournir de l'électricité aux sites isolés et d'éviter la création de Nouvelles lignes [68].

### **II.4.2. La production décentralisée :**

Est un ensemble de technologies de production d'énergie à petite échelle situées à proximité de la charge desservie, capable de réduire les coûts, d'améliorer la fiabilité, de réduire les émissions et d'élargir les options énergétiques [69].

### **II.4.3. Les stratégies de stockage :**

-L'électricité est un très bon vecteur énergétique car elle est la plus commode (pratique) à utiliser et peut se convertir sous d'autres formes d'énergie avec des rendements plus ou moins significatifs.

-Cependant elle est difficilement stockable. Idéalement ce stockage pourrait participer à maintenir un équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, par exemple si on stockait l'électricité en période de faible demande ou alors durant les fortes productions des énergies intermittentes, on pourrait ensuite la restituer lors des pics de consommation.

-le terme de rendement – exprimé de façon concrète et générale sous la forme d'un ratio entre le résultat obtenu et le nombre d'outils nécessaires à son efficacité – va dans la pratique être décliné selon des formulations différentes pour correspondre le plus étroitement et le plus fidèlement possible aux paramètres réels de chaque activité.

-Il existe deux sortes de stockage [70].

#### **II.4.3.1. Le stockage centralisé :**

Il est utilisé pour la gestion du réseau de transport afin d'obtenir un équilibre entre l'offre et la demande.

#### **II.4.3.2. Le stockage décentralisé :**

de dimension plus modeste, ce stockage est un appui pour pallier localement l'intermittence d'une source d'énergie renouvelable, ou alors répond aux exigences des applications mobiles dans les transports.

#### **II.4.5. Différents moyens de stockage :**

Nous allons maintenant faire un rapide état des lieux des différents moyens de stockage utilisés actuellement.

##### **II.4.5.1. Les stations de transfert d'énergie par pompage :**

Dans les STEP, l'eau est pompée d'un bassin inférieur ou d'un cours d'eau vers un bassin supérieur en cas d'excès d'électricité ; L'eau est ensuite turbinée lors de la pointe (75-80%, 3 GW) [71].



**Figure II.46 :** Les stations de transfert d'énergie par pompage

##### **II.4.5.2. Le stockage d'énergie sous forme comprimée :**

- Dans le cas du CAES, de l'air est comprimé aux heures creuses par un compresseur accouplé à une turbine à gaz et est stocké dans des cavités souterraines.

- Aux heures de pointe, l'air comprimé mélangé à un combustible en donnant un gaz de combustion (chaud) peut être utilisé pour mettre en mouvement une turbine produisant de l'électricité.

- Il est également possible de récupérer la chaleur dégagée lors de la compression de l'air et de la stocker (stockage de chaleur sous haute pression) pour la restituer lors de la détente de l'air[68].

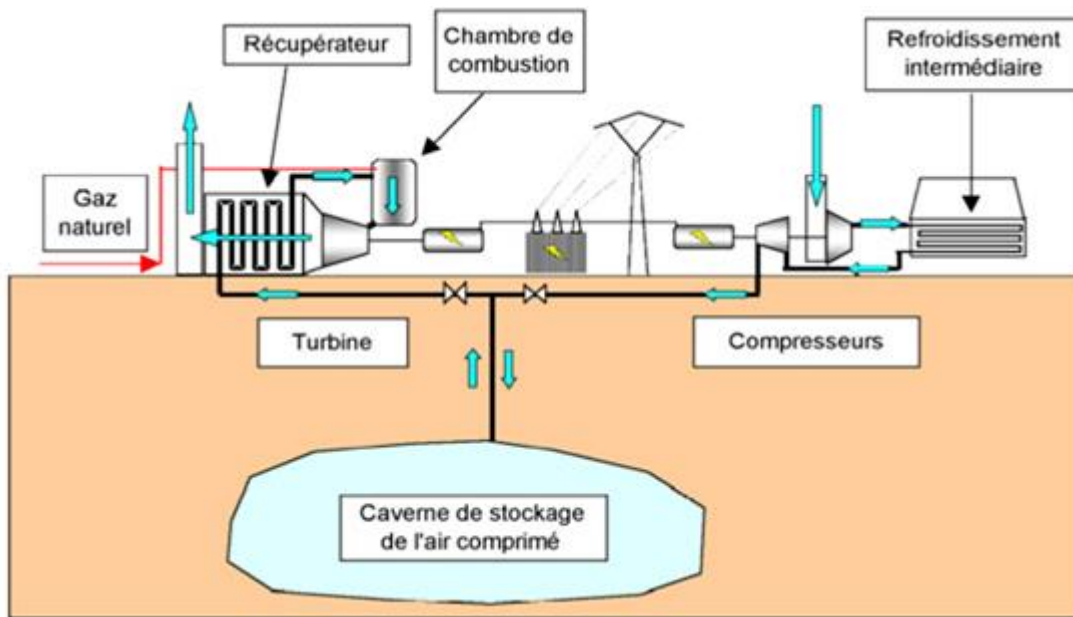


Figure II.47 : schéma de principe d'une installation de stockage à air comprimé

#### II.4.5.3. Stockage d'énergie grâce à l'hydrogène :

Les systèmes de stockage d'énergie grâce à l'hydrogène utilisent un électrolyseur intermittent. Pendant les périodes de faible consommation d'électricité, l'électrolyseur utilise de l'électricité pour décomposer de l'eau en oxygène et en hydrogène, selon l'équation ci-dessous. Cet hydrogène est ensuite comprimé, liquéfié ou stocké sous forme d'hydrure métallique.



#### Complément

Ensuite, il existe trois moyens différents pour réinjecter de l'électricité sur le réseau à partir de l'hydrogène stocké : le premier consiste à alimenter une pile à combustible ; le deuxième consiste à synthétiser du gaz naturel selon le procédé de la méthanisations. Ce gaz peut certes être injecté directement dans le réseau de gaz existant mais surtout être utilisé pour alimenter une centrale à gaz classique, produisant de l'électricité ; [72] le troisième consiste à utiliser l'hydrogène directement dans une centrale à gaz spécialement conçue à cet effet, afin de fabriquer de l'électricité.

#### II.4.5.4. Batteries électrochimiques :

Les batteries électrochimiques sont conçues par empilement de disques composés de différents types d'éléments chimiques. Il existe ainsi des batteries plomb-acide, nickel-cadmium, nickel-hydrure

métallique, lithium-ion, lithium-polymère, lithium-air, sodium-soufre, chlorure de sodium, etc.  
Rendement (60-90%)

**Tablé II.2 : Batteries électrochimiques**

	<b>Pb</b>	<b>Ni-Cd</b>	<b>Ni-Mh</b>	<b>NiZn</b>	<b>Zebra</b>	<b>LMP</b>	<b>Li-ion</b>	<b>Li-Po</b>	<b>LiFeo4</b>	<b>Li-aie</b>
<b>Wh/kg</b>	<b>40</b>	<b>60</b>	<b>90</b>	<b>80</b>	<b>120</b>	<b>110</b>	<b>150</b>	<b>190</b>	<b>110</b>	<b>1000</b>
<b>Durée de vie (Cycle)</b>	<b>500</b>	<b>2000</b>	<b>1500</b>	<b>nc</b>	<b>nc</b>	<b>1800</b>	<b>1000</b>	<b>2000</b>	<b>2000</b>	<b>nc</b>

## **II.5. Systèmes Hybrides :**

Le fait de marier dans un même système deux sources d'énergie ou plus apporte de la stabilité, surtout si ces sources sont complémentaires.

Un bon système hybride profite des avantages combinés de ses deux formes d'énergie. Les énergies flux permettent de produire la plus grande part d'énergie, pour un prix très faible, tandis que les énergies stock sont utilisées à la demande, en appoint, pour répondre à un besoin exceptionnel en énergie ou pour faire face à un creux de production des énergies flux. [73]

### **II.5.1. Le principe de fonctionnement :**

Dans la pratique, le système hybride électrique est centralisé autour des batteries qui sont le cœur du système. Toutes les sources d'énergies chargent les batteries indépendamment les unes des autres. Certains générateurs d'énergie produisent une tension << continue, ou tension DC, qui recharge directement les batteries (bus DC). [73] C'est le cas des panneaux solaires.

D'autres appareils produisent une tension alternative, ou tension AC, qui doit passer à travers le chargeur de l'onduleur/chargeur pour recharger les batteries (bus AC). [73]

C'est le cas par exemple du groupe électrogène, du réseau ou d'une turbine hydraulique.

Le démarrage du groupe électrogène peut être démarré automatiquement par un relai interne de l'onduleur/chargeur si les batteries sont trop basses, dans les périodes sans soleil ou sans vent par exemple. [73]

### **II.5.2. Le Dimensionnement :**

Dimensionner un système hybride est une tâche délicate qui demande une bonne connaissance des produits installés, des potentiels en énergies renouvelables du site et des besoins du client (flexibilité, sécurité, performance économique). [73]

Exemple le régulateur solaire, le régulateur éolien et le chargeur de batteries doivent être paramétrés en atelier les uns par rapport aux autres pour que leur fonctionnement dans le système complet soit correct. [73]

### **II.6. Conclusion**

Nous avons segmenté le chapitre en trois principaux supports complémentaires l'un avec l'autre

1- L'intégration des énergies renouvelable : Au cours de notre travail nous avons intéressé à l'étude de deux types d'énergies, renouvelables qui sont :

- L'énergie photovoltaïque.
- L'énergie éolienne

Nous avons opté pour ce choix parce que ces deux énergies présentent l'avantage d'être facile à les convertir en énergie électrique. Aussi le travail consiste à définir les types et les principes de l'intégration des éoliennes et les panneaux photovoltaïques au réseau électrique.

2- Le stockage d'énergie : la présence d'un ou plusieurs éléments de stockage est indispensable pour les systèmes d'énergie renouvelable notamment pour la production éolienne et photovoltaïque. Dont le but est d'assurer la continuité de service.

Le système hybride : nous avons vu que les précédents supports nous a permis de donner une aide général sur les éléments formant la structure d'un système hybride complet composé de panneaux photovoltaïque, d'un générateur éolien, d'un système de stockage et d'un générateur de secours. Ce système est destiné à alimenter en énergie électrique un site isolé.

# *Chapitre III :*

---

## **Simulation Des Différents Systèmes Hybride**

### **III.1 Introduction :**

L'énergie électrique provenant des sources renouvelables notamment le vent et le soleil est considérée comme une alternative de production intéressante dans les systèmes d'énergie électrique d'aujourd'hui. Cependant l'utilisation de ces sources renouvelables risque de réduire leur fiabilité on effet ces sources sont intermittente.

Pour surmonter ce problème, la solution est de configurer un système multi source (hybride) afin de maximiser la production électrique aussi bien de point de vue technique et économique.

Dans notre thèse on s'intéresse à un système hybride qui peut avoir des différentes combinaisons des sources renouvelable (éolien, photovoltaïque) accompagnant d'une source conventionnelle (diésel) sans faire varier la charge. Ou le but est de minimiser l'énergie d'origine diésel.

### **III.2 Présentation De la simulation des systèmes hybride :**

#### **III.2.1 Première application cas d'une source diesel :**

Pour une première étape l'étude sera effectuée sur un système d'une seul source diésel qui alimente une charge dont le but est d'avoir l'équilibre entre la production énergétique et la demande. Et aussi de faire des résultats de référence pour la comparaison avec les courbes d'énergie éolienne et photovoltaïque par la suite.

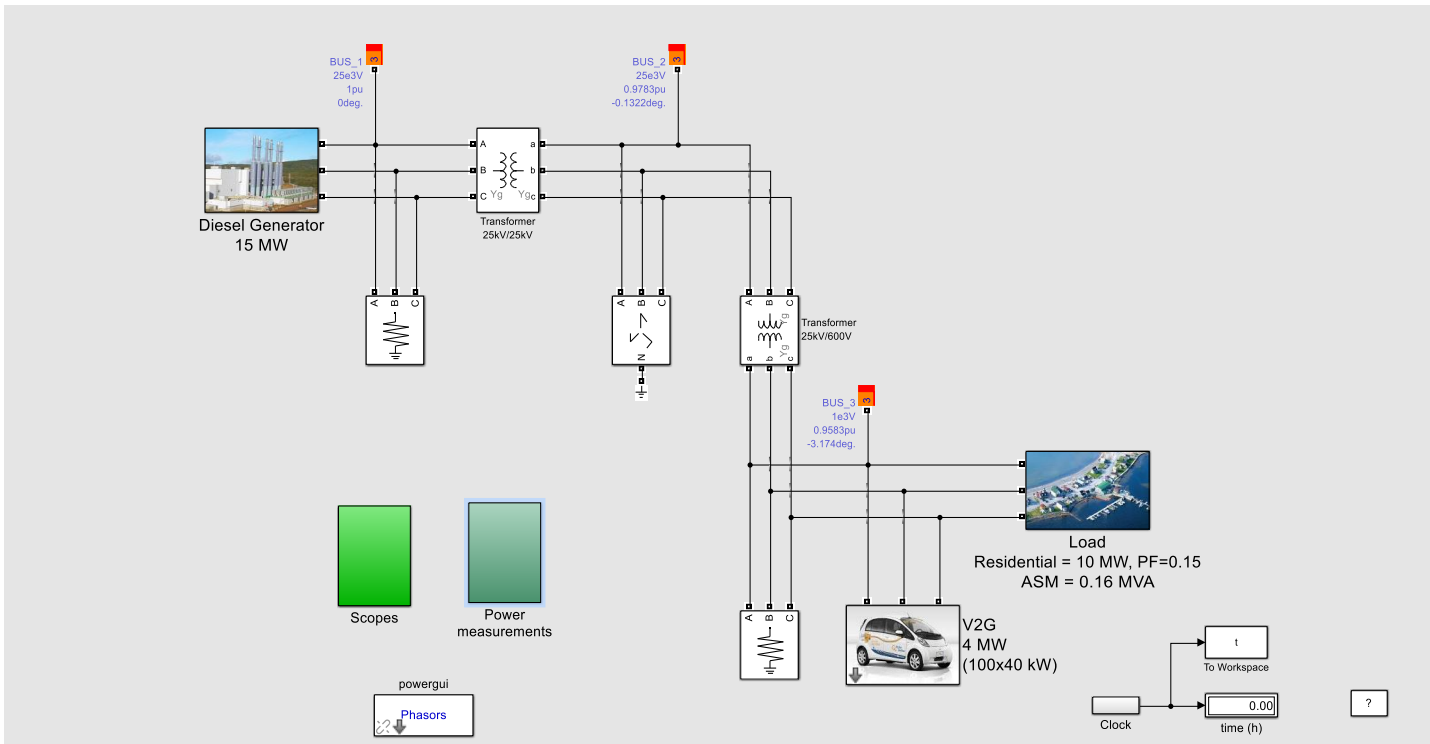


Figure III.1: Diagramme en Simulink d'un réseau électrique avec une source classique diesel

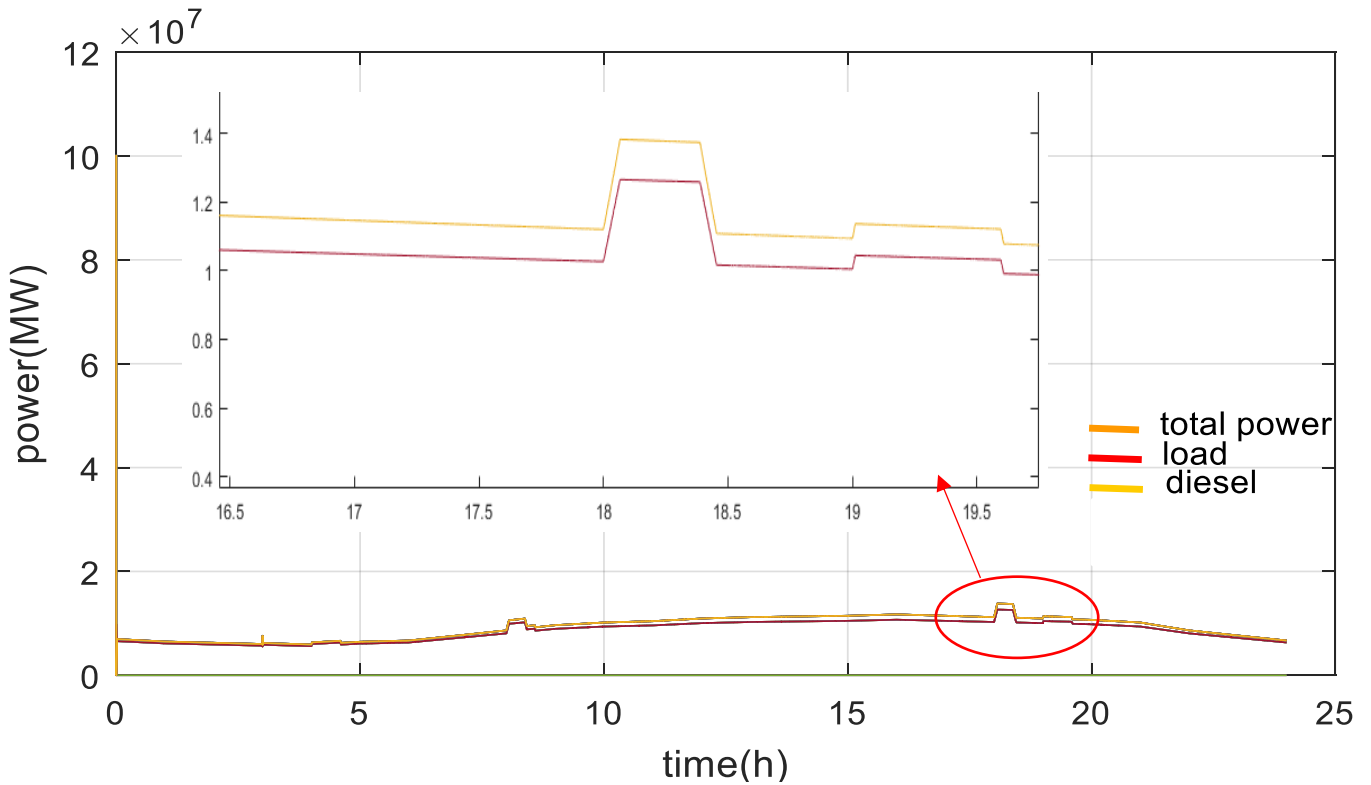


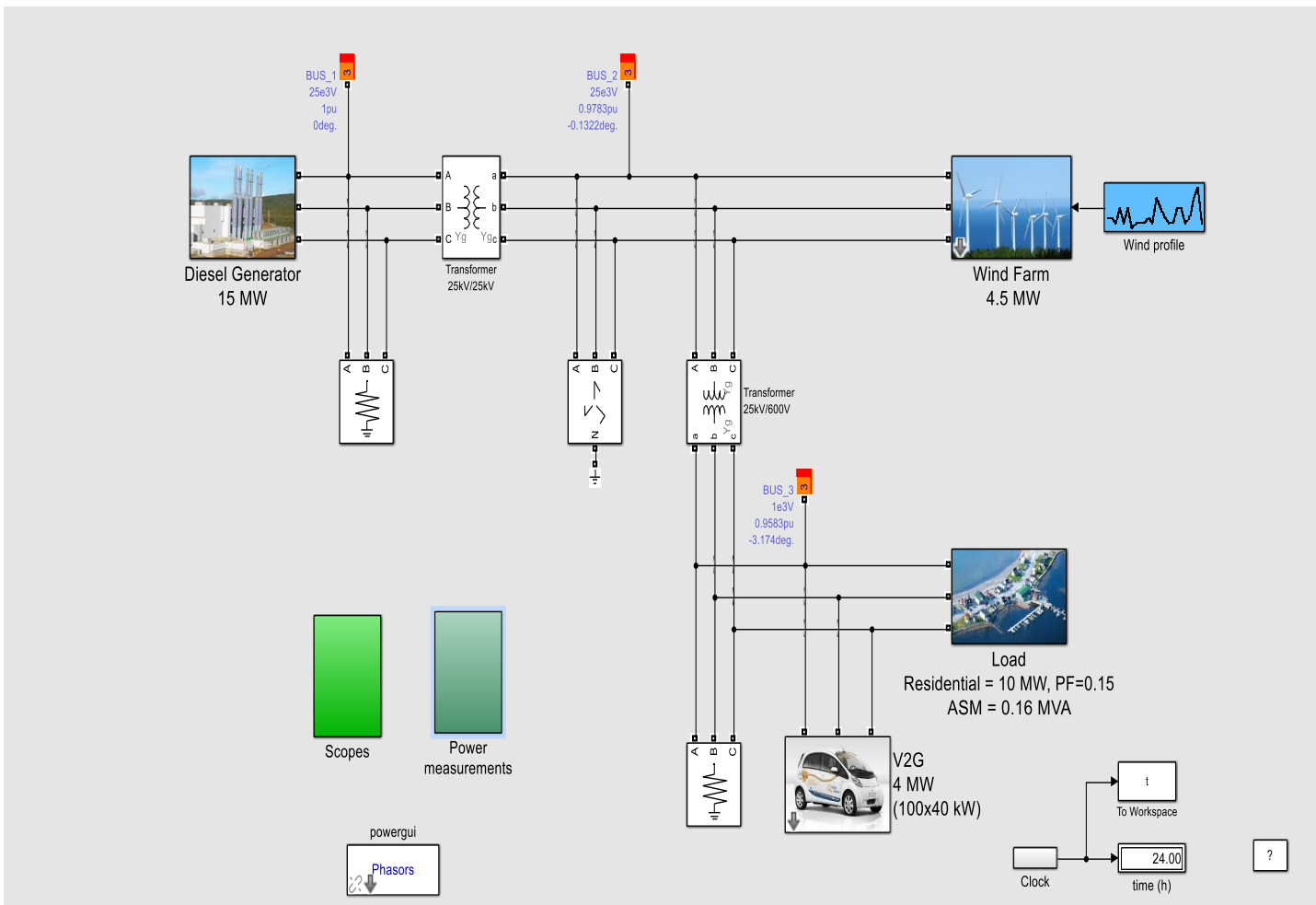
Figure III.2: Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d'une source diesel.

**III.2.1.1 Résultat de simulation en cas d'une source diesel :**

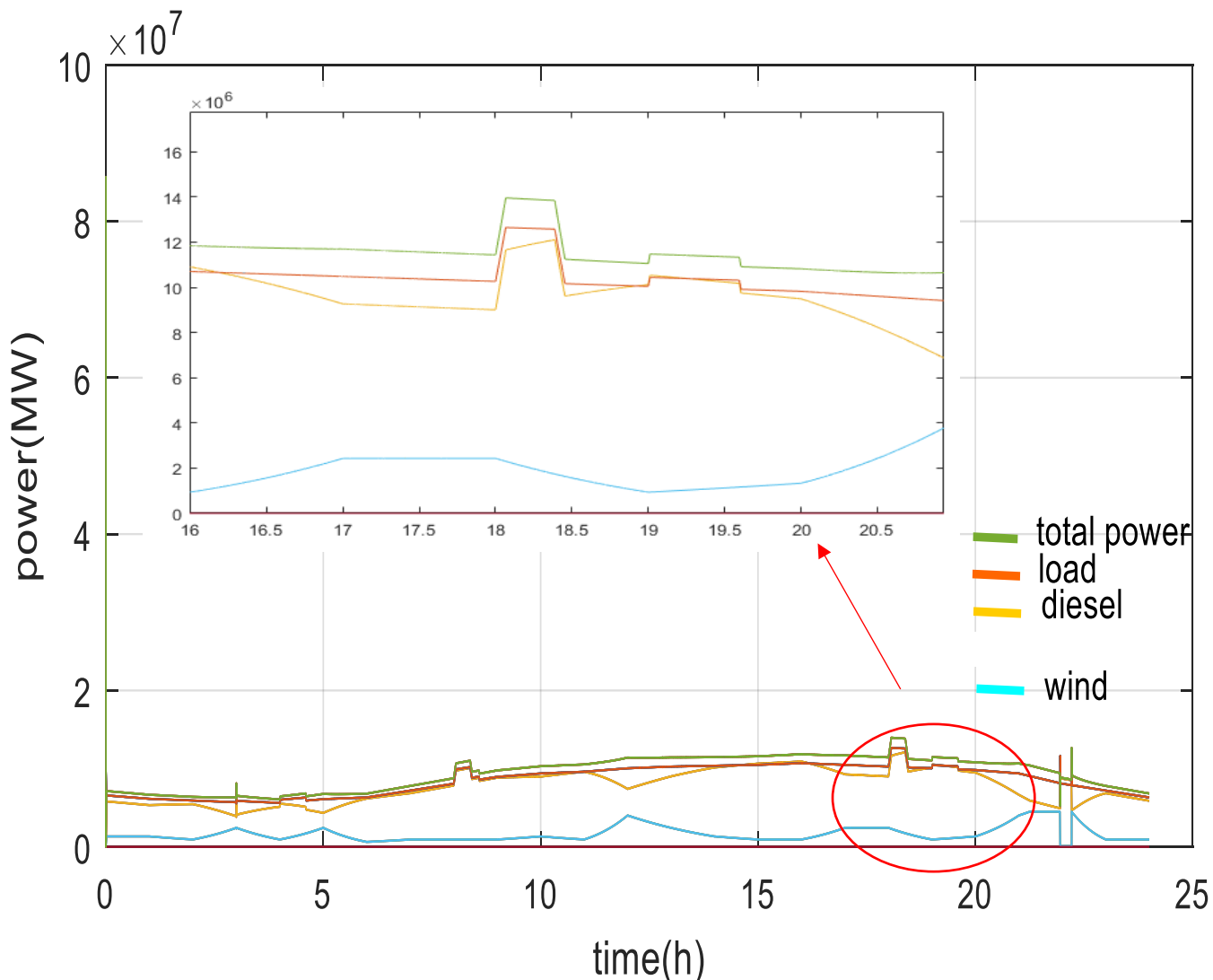
Il est clair que La figure nous montre que l'énergie produite par la source non renouvelable (diésel) doit satisfaire la demande de la charge qui peut varie dans tout moment de la journée.

**III.2.2 Deuxième application en cas d'une source classique diésel et source renouvelable éolienne:**

Dans cette partie nous avons inséré une deuxième source d'origine renouvelable (énergie éolienne) au système précédent pour avoir un système hybride diésel- photovoltaïque. Dont le but est d'améliorer et de minimiser la puissance induite par le générateur diésel.



**Figure III.3:** Diagramme en Simulink d'un réseau électrique avec une source classique diésel et source renouvelable éolienne.



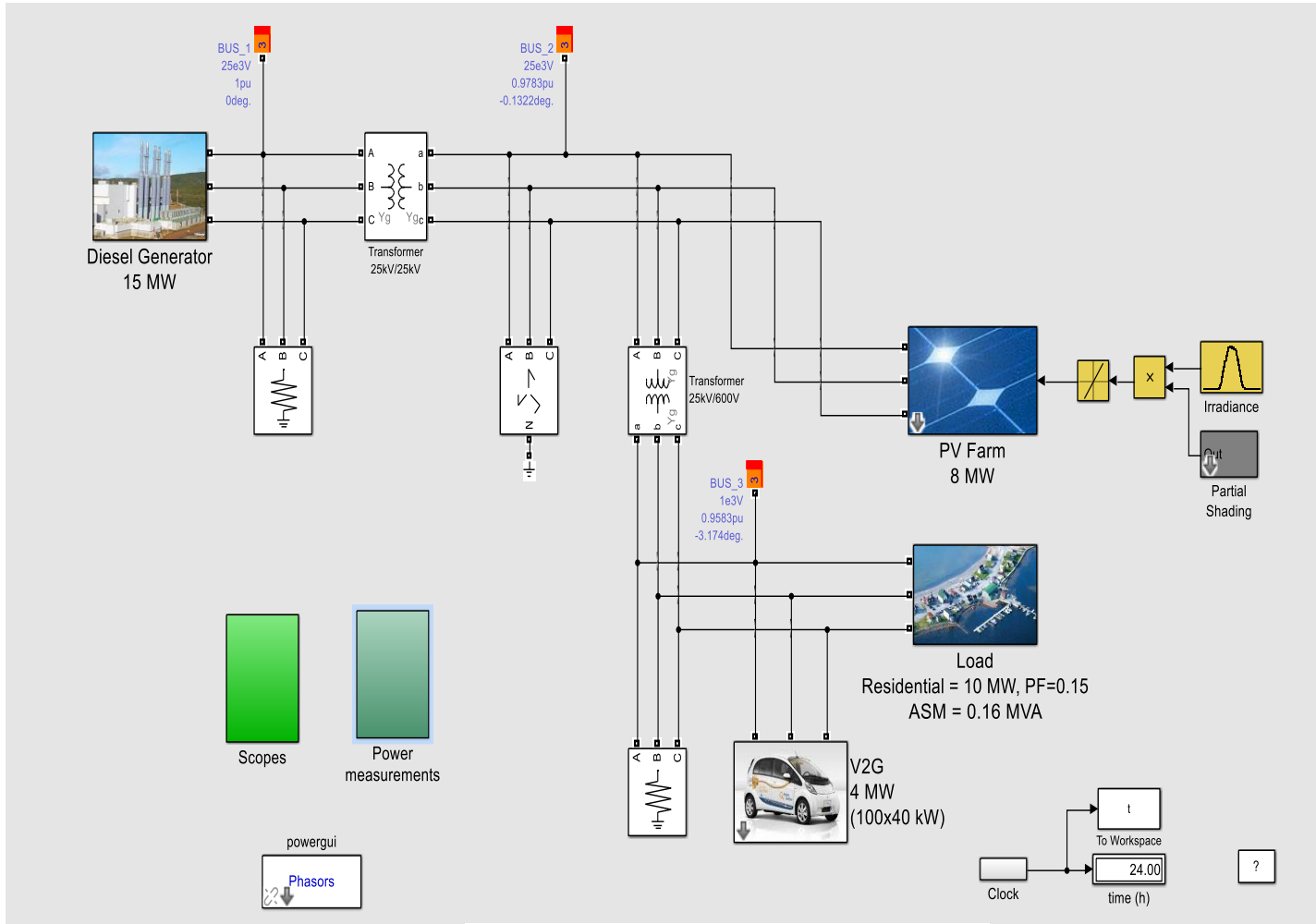
**Figure III.4:** Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d’une source classique diésel et source renouvelable éolienne.

**III.2.2.1 Résultat de simulation en cas d’une source classique diésel et source renouvelable éolienne:**

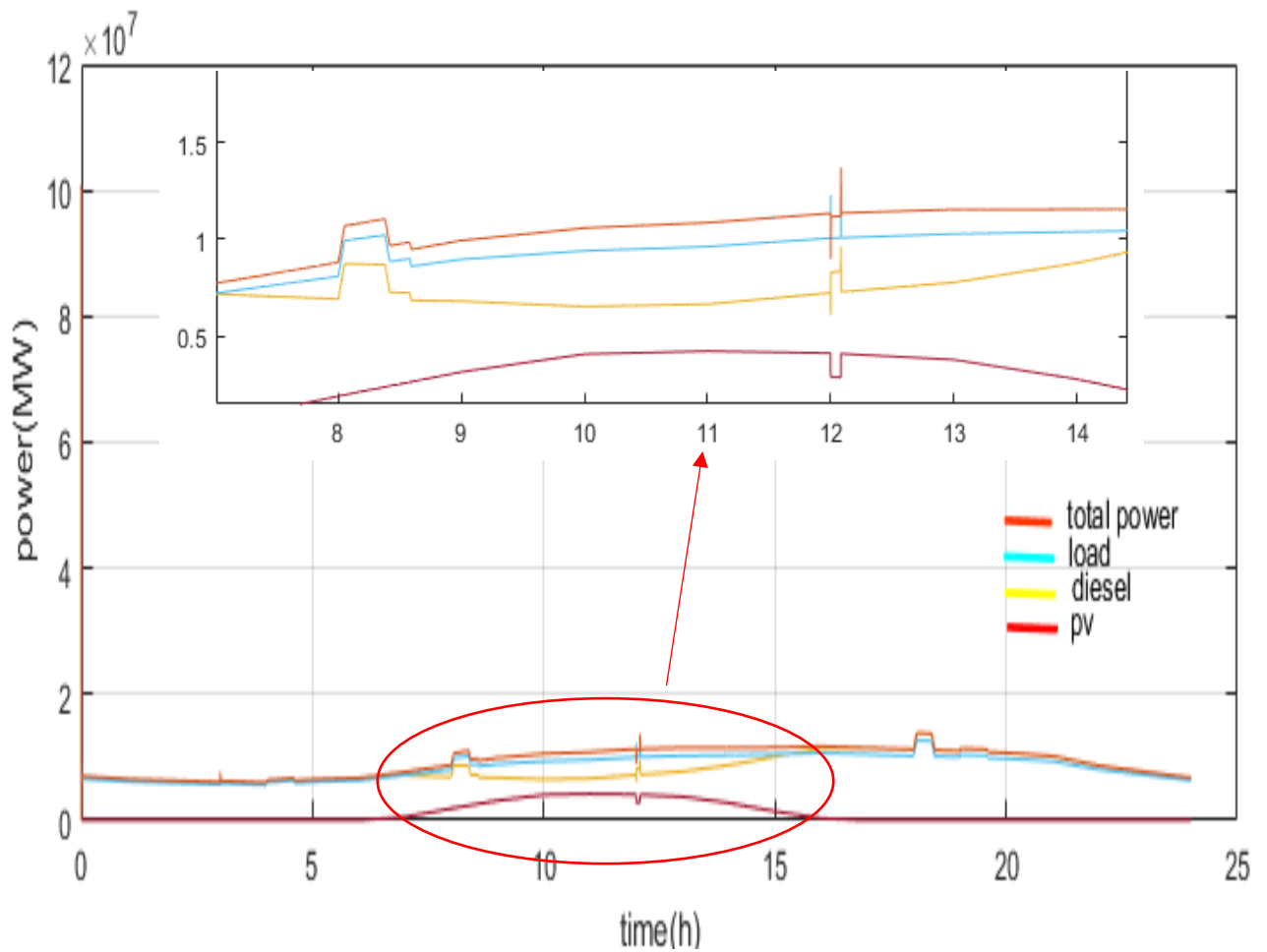
Cette figure présente l’intégration de l’éolien au système électrique précédent ou l’intermittence de la puissance produite par le vent est très claire dans la courbe en bleu. Cependant en peut aussi remarquer qu’il existe une réduction de génération de puissance au niveau du générateur diésel (courbe en jaune). Correspond à l’heure du 12h00 matin. Et en simultané avec la disponibilité de puissance provenant de l’éolien. En assurant l’équilibre entre la puissance produite (courbe en vert) et la puissance de la charge (courbe en rouge ).

**III.2.3 Troisième application en cas d'une source classique diésel et source renouvelable solaire :**

Le but est de voir l'impact d'une source photovoltaïque au système électrique en remplaçant la production éolienne par une puissance d'origine solaire.



**Figure III.5:** Diagramme en Simulink d'un réseau électrique avec une source classique diésel et source renouvelable solaire.



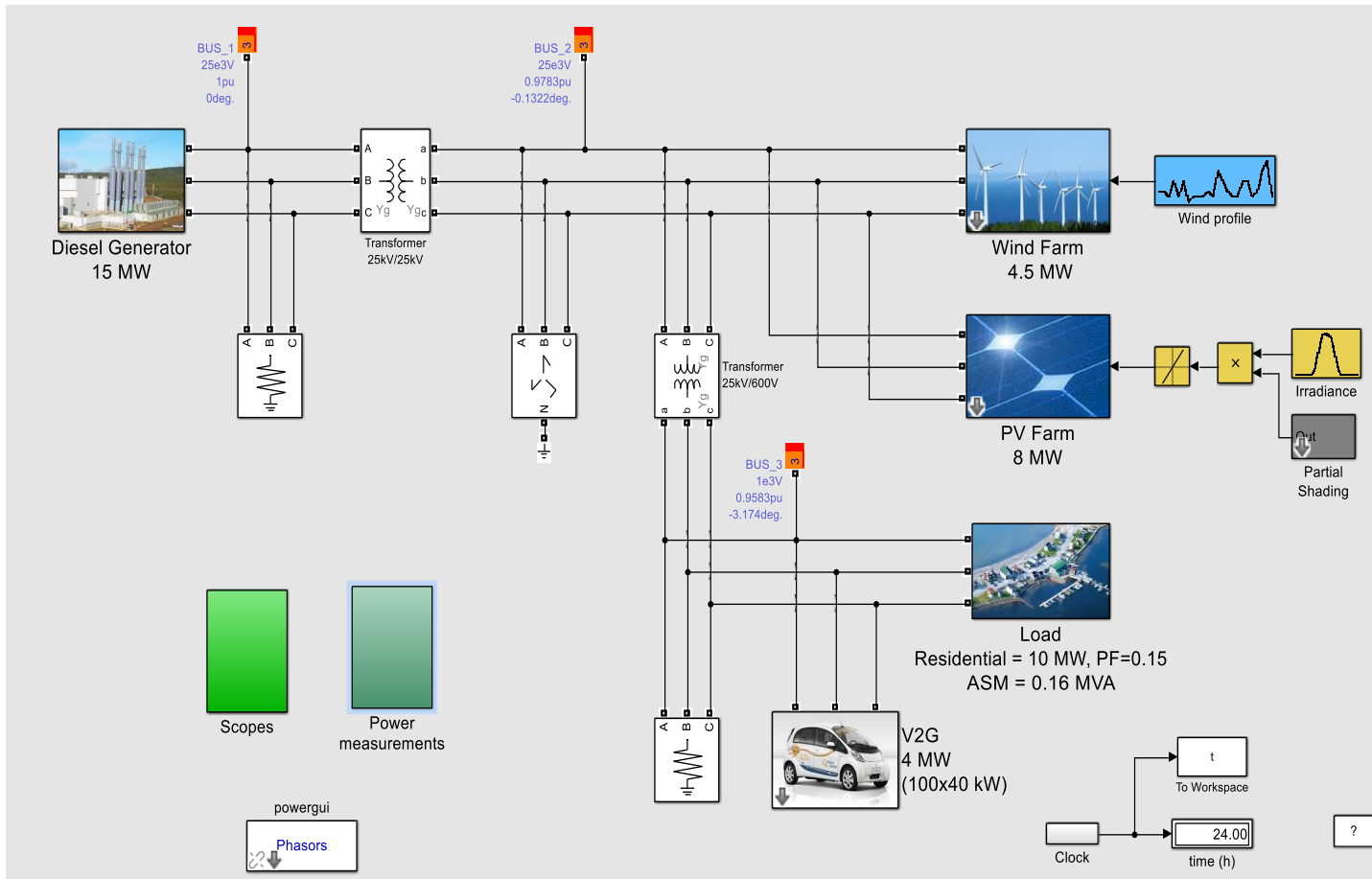
**Figure III.6:** Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d'une source classique diésel et source renouvelable solaire.

**III.2.3.1 Résultat de simulation en cas d'une source classique diésel et source renouvelable solaire :**

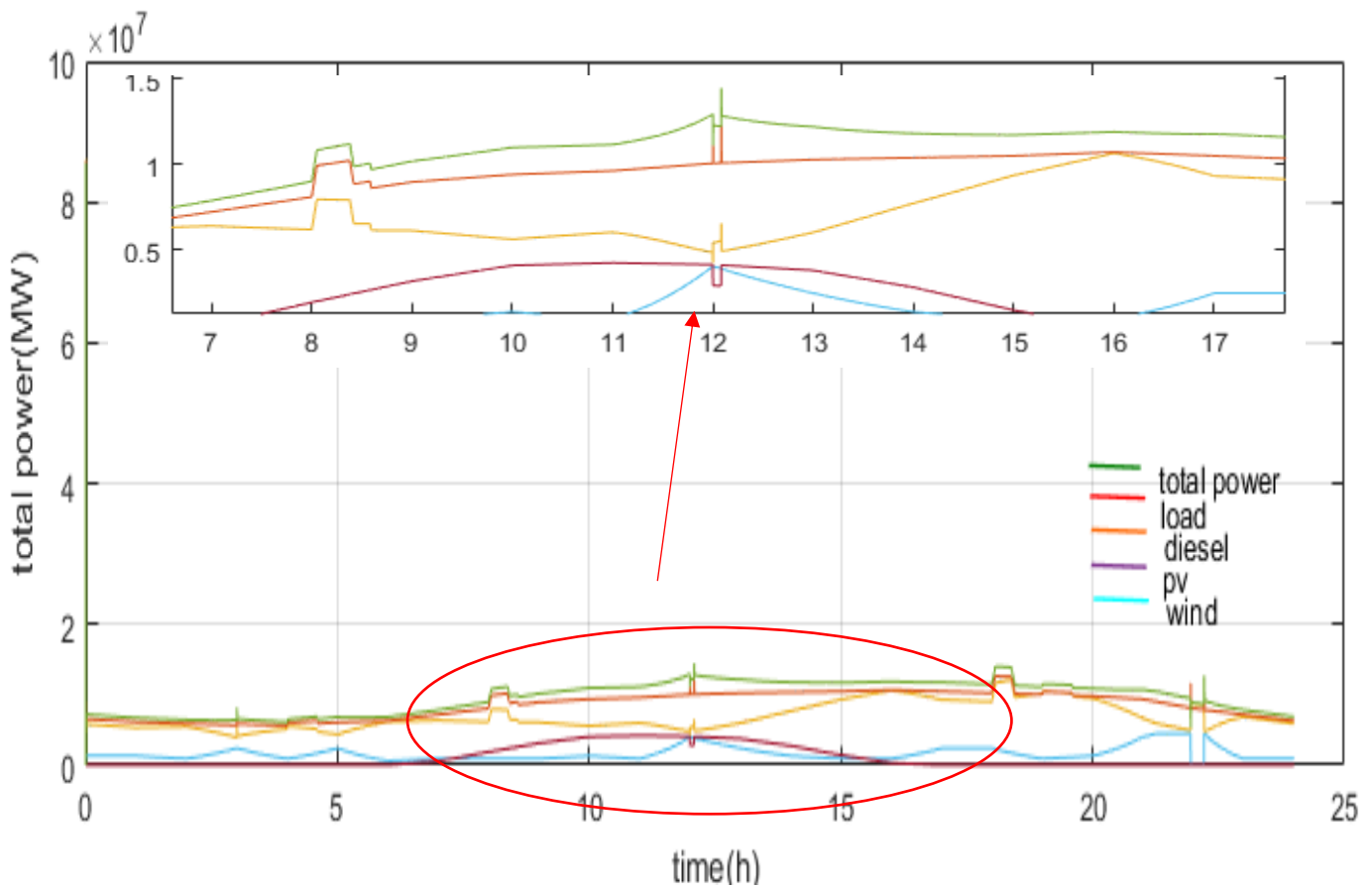
La courbe en rouge nous indique la puissance fournie par le générateur photovoltaïque, cette puissance est limitée dans un intervalle du temps entre 07h du matin jusqu'au 15h30 du soir, cette plage de temps est très intéressante pour éviter la pointe de la charge en injectant une puissance supplémentaire au réseau et ce qui va réduire la puissance fournie par le diésel .

**III.2.4 Quatrième application en cas d’une source classique diésel, source renouvelable éolienne et solaire :**

Construction d’un système hybride comprend les deux sources éolien et photovoltaïque avec la source diésel en gardant la charge dont le but est de minimiser la puissance fournie par le générateur diésel.



**Figure III.7:** Diagramme en Simulink d’un réseau électrique avec une source classique diésel, source renouvelable éolienne et solaire.



**Figure III.8:** Variation des puissances actives des différents éléments de réseau électrique en cas d'une source classique diesel, source renouvelable éolienne et solaire.

**III.2.4.1 Résultat de simulation en cas d'une source classique diesel, source renouvelable éolienne et solaire :**

Ce qui est plus remarquable dans cette figure est la complémentarité de production d'énergie entre l'éolien et le photovoltaïque en couvrant toutes les heures de la journée (courbe bleu et rouge). Dans le but d'assurer l'équilibre de système électrique et d'éviter la pointe d'énergie demandé.

La courbe en vert illustre la puissance totale fournie par le système et qu'il dépasse l'énergie requise d'après la charge. Dans le moment ou la puissance produite par le générateur diesel prend sa valeur minimale. Et pour cela on peut constater que l'objectif est atteint .

### **III.3 Conclusion:**

Cette simulation était partante des contributions des énergies renouvelable notamment d'origine solaire (photovoltaïque) et du vent (éolien). Pour réduire la production des sources conventionnelle (diésel), et aussi pour avoir une énergie de réserve supplémentaire au système électrique piloté par un système intelligent.

# *Conclusion Générale*

---

## **Conclusion Générale**

Dans ce travail. Et d'après les courbes obtenues nous avons conclu que la combinaison de différentes sources d'énergie notamment éolienne et photovoltaïque peut offrir une large plage de puissance qu'on peut utiliser pour réduire la puissance fournie par une source conventionnelle. Ce qui assure aussi l'équilibre du système énergétique pendant toute la période du jour, du mois et de l'année.

Tout cela grâce à l'utilisation de la technologie moderne des systèmes des convertisseurs piloté par un système intelligent dans le rôle est de garantir une bonne qualité d'énergie.

Mais aussi nous avons remarqué qu'il existe un autre facteur important qui peut changer la nature de ces courbes. Alors si on prend compte l'impact de la demande brusque de la puissance de recharge des véhicules électrique sur le réseau. En parle à des milliers des voitures électrique vont charger au même moment, pour résoudre cette problématique on propose de :

- faire un redimensionnement du système hybride utilisé
- utilisation des autres model des convertisseurs plus performants
- développement et redimensionnement du réseau intelligent qui gère le système électrique.
- Faire répartir les heures de recharge dans des moment différents

# *Références Bibliographiques*

---

## **Références Bibliographiques**

- [1] Jean-François Canard, « Impact de la generation d'énergie disperse dans les reseaux de distribution », thèse de doctorat, Institut Nationale Polytechnique de GRENOBLE, Décembre 2000.
- [2] Herman Bayem, « Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques », thèse de doctorat, Université Paris Sud - Paris XI, Novembre 2009
- [3] Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE, « Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes », thèse de doctorat, Université de GRENOBLE, Septembre 2012.
- [4] FAHAD SAEED ALSOKHIRY, « Operational Issues related to the Integration of Renewable Generation in Distribution Networks », thèse de doctorat, University of Strathclyde, 2015.
- [5] Karami, S.Z. Esmaili, "Transient stability assessment of power systems described with detailed models using neural networks," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 45, 2013, pp. 279-292.
- [6] B. Kalyan Kumar, "Power System Stability and Control", Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology Madras, Chennai, India.
- [7] M. Yagami, T. Hasegawa, J. Tamura, "Transient stability assessment of synchronous generator in power system with high-penetration photovoltaics," 15th International Conference on Electrical Machine and System (ICEMS), IEEE, 21 -24 Oct.2012, pp. 1 -6
- [8] Mohammed T. Hussain and Ibrahim.M. El-Amin, "A PV Controlled System for Damping Power System Oscillations," *Innovative Smart Grid Technologies Middle East (ISGT Middle East)*, 2011 IEEE PES Conference on Jeddah, 17-20 Dec. 2011 IEEE, pp. 1-5.
- [9] Monjur Mourshed et al, "Smart Grid futures: perspectives on the integration of energy and ICT services", *Energy Procedia*, Vol. 75, pp. 1132-1137, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07531.
- [10] Eva Niesten, Floortje Alkemade, "How is value created and captured in smart grids? A review of the literature and an analysis of pilot projects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 53, pp. 629-638, 2016, doi:10.2016/j.rser.2015.08.069

- [11] SCE-Cisco-IBM-SGRA Team, “Smart Grid Reference Architecture volume 1: Using information and communication services to support a Smarter Grid”, *Cisco System, International Business Machines, Southern California Edison Company*, 2011.
- [12] National Institute of Standards and Technology, “NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0,” Department of Commerce, USA, 2014. Disponible via le lien: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.1108r3>.
- [13] M.L. Tuballa, M.L. Abundo, “A review of the development of Smart Grid technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 59, pp. 710-725, 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.011>.
- [14] A. Naamane, N.K. Msirdi, “Towards a smart grid Communication,” *Energy Procedia*, Vol. 83, pp. 428-433, 2015, [doi:10.1016/j.egypro.2016.12.162](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.162).
- [15] Document, “Guide de planification SMA SMART HOME La solution système pour plus d’autonomie,” SMA Solar Technology AG, Version 2.0, 2013. Disponible via le lien : [www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com).
- [16] Yasin Kabalci, “A survey on smart metering and smart grid communication,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 57, pp. 302-318, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2015.12.114](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.114).
- [17] Fjodor Lamm, Pascal Hahulla, “Smart Area Aachen communication infrastructure for innovative equipment,” *23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Lyon 15-18 June 2015.
- [18] Paul Wang, “Smart Grid project catalogue: part 2, By contribution to policy global,” IEA Implementing Agreement for a co-operative programme on Smart Grids (ISGAN), International Smart Grid Action Network (ISGAN), 2013.
- [19] Mariam Khattabi et al, “Advanced architectures and control concepts for more microgrids”, Rapport on field test for the transfer between interconnected and islanding mode at the ecological settlement in Mannheim-Wallstadt (MVV), 2009.
- [20] Eva Niesten, Floortje Alkemade, “How is value created and captured in smart grids? A review of the literature and an analysis of pilot projects,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 53, pp. 629-638, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2015.08.069](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.069).
- [21] Rapport, “A study on smart grid communities in the APEC region,” Asia Pacific Research Center (APEC), 2015. Disponible via le lien: <http://aperc.ieej.or.jp>.
- [22] C. Gouveia et al, “Experimental validation of smart distribution grids : development of a microgrid and electric mobility laboratory,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 78, pp. 765-775, 2016, [doi:10.1016/j.ijepes.2015.12.005](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.12.005).
- [23] James Hare et al, “Fault diagnostics in smart micro-grids: A survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, pp. 1114-1124, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2016.01.122](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.122).
- [24] Rapport, “Analysis of Long-Term Performance of PV Systems Different Data Resolution for Different Purposes,” IEA-PhotoVoltaic Power Systems Programme T13-05: 2014, 2015. Disponible via le lien: [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org).

- [25] Etude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation, thèse, docteur de l'école des mines de paris, déc.2003.
- [26]<https://www.un.org/fr/chronicle/article/le-role-des-combustibles-fossiles-dans-un-système-energetique>
- [27] John A Duffie et William A Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes," *John Wiley & Sons, Inc*, fourth edition, page. 769, 2013.
- [28] Stefan C.W. Krauter, "Solar electric power generation-photovoltaic energy systems: modeling of optical and thermal performance, electrical yield, energy balance, effect on reduction of greenhouse gas emissions," *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, Page. 22-31, 2006.
- [29] Guide technique, 3 Phase Precision Power Meter LMG 310, User manual, ZES ZIMMER electronic systems, 1995. Disponible via le lien : <http://www.zes.com>.
- [30] M.A. Hamouda, M. Saïdi, A. Louchene, Ch. Hamouda et A. Malek, "Étude et réalisation d'un système intelligent d'alimentation en énergie électrique d'une habitation en milieu urbain avec injection dans le réseau", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 14, N. 2, pp. 187-202, 2011. Disponible via : [http://www.cder.dz/download/Art14-2\\_1.pdf](http://www.cder.dz/download/Art14-2_1.pdf)
- [31] Document, 4 Channel LMG 450 Power Meter, User manual, ZES ZIMMER electronic systems, 2003.
- [32] Document, Manuel d'utilisation de l'unité d'acquisition de données Datataker DT50.
- [33] Document, "Communication avec des instruments de mesure", Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, Année 2008-2009.
- [34] Document, Manual NEG 1600, U.F.E, Berlin, 1997.
- [35] [GWEC, Global wind report 2019, Global Wind Energy Council, march 2020.
- [36] L'éolien en Europe et dans le monde en 2018, *Connaissance des énergies*, février 2019, <https://www.connaissancedesenergies.org/>

- [37] Wind Europe, Wind in power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics, report feb. 2018, <https://windeurope.org/wpcontent/uploads/files/aboutwind/statistics/WindEuropeAnnual-Statistics-2017.pdf>
- [38] Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper. IRENA, oct. 2019
- [39] Wind energy barometer, Observ'ER, march 2020
- [40] Au Danemark, l'éolien représente 43% du mix électrique national, l'EnerGEEK, 12 janvier
- [41] IEA Wind TCP (Technology Collaboration Programme) 2016, sept. 2017 2018, <https://lenergeek.com/2018/01/12/danemark-eolien-mix-electrique-national/>
- [42] Éolien terrestre, nombre d'installations et puissance par région au 30 septembre 2019, France Energie Eolienne, <https://fee.asso.fr/eolien-terrestre/>
- [43] Wind Europe, The European offshore wind industry – key trends and statistics 2019, feb. 2019. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-AnnualOffshore-Statistics-2019.pdf>
- [44] Bodesoc — Photograph taken by mobile phone, CC BY-SA 4.0,
- [45] Implantation des éoliennes en mer, J. Ruer, chapitre 5 du livre Energies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien (coord. B. Multon), Hermès 2011.
- [46] guillom — Travail personnel, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=466915>
- [47] Grostim — Travail personnel, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=17879909>
- [48] <https://www.batiproduits.com>
- [49] <https://en.wind-turbine-models.com/fotos/VWBtJL9IGw2-vestas-wind-systems-a-s-v126-3.3-mw-wind-turbine-generator-sterild-national-test-centre-for-large-wind-turbines-denmark>
- [50] Production d'électricité éolienne : de la caractérisation du gisement éolien aux technologies d'aérogénérateurs, G. Beslin, B. Multon, Encyclopédie de l'énergie, article 088, janvier 2016 [https://www.encyclopedie-energie.org/wpcontent/uploads/2018/09/art088\\_Beslin](https://www.encyclopedie-energie.org/wpcontent/uploads/2018/09/art088_Beslin)

[Guy Multon Bernard Production-electricite-eolienne-caract%C3%A9risation-gisement-eolien-technologiesaerogenerateurs.pdf](#)

[51] [33]

[52] Énergétique électrique, B. Multon, cours de l'ENS Rennes, 2017,

<https://cel.archivesouvertes.fr/cel01246815v2>

[53] E. Hau, Wind-Turbines, Springer, 2000

[54] Aérogénérateurs électriques, B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gerbaud, H. Ben Hamed, Techniques de l'Ingénieur, novembre 2004

[55] <https://www.nordex-france.fr/>

[56] <http://www.enercon.de/>

[57] Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, Thèse Olivier Gergaud, 2002,

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00439079/document>

[58] Développement mondial de l'éolien et criticité des matières premières, B. Multon, Echosciences, juin 2019. <https://www.echosciences-grenoble.fr/articles/xcx>

[59] <http://www.enercon.de/>

[60] <https://www.telegraph.co.uk/>, crédits photos Eric Thayer/Bloomberg

[61] Multibrid, <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/22-multibrid-m5000>

[62] Livre blanc : le câblage des éoliennes, Nexans, novembre 2004,

[https://www.nexans.fr/upload/objects/20041129/FR-WP\\_Wind\\_Power\\_nov2004.pdf](https://www.nexans.fr/upload/objects/20041129/FR-WP_Wind_Power_nov2004.pdf)

[63] Raccordement électrique du parc éolien en mer de Saint-Brieuc, février 2013, [http://cpdp.debatpublic.fr/cpdpeoliennes22/DOCS/PDF/11557\\_RTE\\_SAINTE\\_BRIEUC\\_DPPAE\\_TR.PDF](http://cpdp.debatpublic.fr/cpdpeoliennes22/DOCS/PDF/11557_RTE_SAINTE_BRIEUC_DPPAE_TR.PDF)

[64] Energy Collection on Offshore Wind Farm, J. Courault, GIRCEP march 2002

[65] HVDC\_converter, Wikipedia

[66] <https://www.tennet.eu/our-grid/offshore-projects-germany/borwin3/>

- [67] [https://tel.archives-ouvertes.fr/docs/00/17/91/64/PDF/These\\_VECHIU.pdf](https://tel.archives-ouvertes.fr/docs/00/17/91/64/PDF/These_VECHIU.pdf) VECHIU, Ionel. Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome. 2005. PhD Thesis. Université du Havre.
- [68] ABDEREZZAK, Bilal. Introduction aux phénomènes de transferts dans la pile à combustible PEMFC. ISTE editions, 2018.
- [69] [10]PANKOW, Yann. *Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque*. National School Superior of Art and Trades, Lille, 2004. <http://12ep.univ-lille1.fr/fileupload/file/theses/YannPankow.pdf>
- [70] AISSAT, Rima; MESSAHLI, Ghanima; MEZIANI, M. Encadreur. L'impact de la formation des salariés sur le développement des connaissances et des compétences. 2018. PhD Thesis. Université abderrahman Mira BEJAIA /Aboudaou.
- [71] MARNEZY, Alain. *Les barrages alpins. De l'énergie hydraulique à la neige de culture*. Journal of Alpine Research| Revue de géographie alpine, 2008, 96-1: 9-2102. <https://journals.openedition.org/rga/422>
- [72] ANDRE, Cyril. Centre de développement durable d'Ayent. 2017. PhD Thesis. Haute Ecole d'Ingénierie.
- [73] Cours découverte systèmes énergétiques autonomes, M2 ESE (version power point), Mme MAZOUZ-LEKHAL.N, Déc. 2017.