

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة عمار تليدي – الأغواط



Université Amar Telidji, Laghouat
Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique



Thèse

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité : Génie Electrique
Option: Electrotechnique

Présenté par :

Mr : HEBCHI MOHAMED

Sous le Thème :

**CONTRIBUTION À L'ÉTUDE D'UNE ASSOCIATION DES SOURCES
PHOTOVOLTAÏQUE ET ÉOLIENNE POUR L'ALIMENTATION
DES SITES ISOLÉS**

Soutenue le : 26/01/2023 devant le jury composé de :

Arif Salem	Professeur	Président	Université de Laghouat
Kouzou Abdellah	Professeur	Rapporteur	Université de Djelfa
Choucha Abdelghani	Professeur	Co- Rapporteur	Université de Laghouat
Mokrani Lakhdar	Professeur	Examineur	Université de Laghouat
Hafaifa Ahmed	Professeur	Examineur	Université de Djelfa
Chaib Lakhdar	M. C.A	Examineur	Université de Tamanrasset

2022/2023

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Dédicaces

*A la mémoire de mes chères parents, je leurs dédie
aujourd'hui ma réussite. Que dieu le miséricordieux vous
accueille dans son éternel paradis.*

A mon épouse, merci pour ta présence et ta patience.

A mes petites filles Bouchera Radjaa.

A mes petites enfants.

*A tous mes Amis et les inconnus qui m'ont réconforté par
leurs aimable geste.*

.... elhamdoulleh

Hebchi Mohamed

Remerciements

Avant tout, je remercie Allah le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Au terme de ce travail de recherche, je tiens à exprimer en premier lieu mes gratitude et mes profondes reconnaissances à Monsieur **Kouzou Abdellah**, Professeur à l'université Ziane Achour de Djelfa, pour avoir dirigé ce travail, je le remercie vivement pour sa disponibilité, ses conseils précieux, ses orientations judicieuses, sa patience, sa diligence, ainsi que ses suggestions et critiques qui ont facilités l'achèvement de ce présent travail. Par la même occasion, Je remercie très vivement mon co-encadreur Monsieur Choucha Abdelghani, Professeur à l'université Omar Tledji de Lghouat qui m'a donné cette opportunité en acceptant de co-encadrer et suivre ce travail.

Je tiens aussi à exprimer mes remerciements les plus respectueux à Monsieur **Arif Salem** Professeur à l'université Amar Telidji de Laghouat pour m'avoir honoré par sa présence en qualité de président de jury.

J'exprime mes remerciements les plus sincères à monsieur **Mokrani Lakhdar** professeur à l'université Amar Telidji de Laghouat, pour m'avoir fait l'honneur a accepté d'examiner ce travail, en l'enrichissant avec son expérience, son avis judicieux.

J'adresse aussi mes remerciements les plus sincères à monsieur **Hafaifa Ahmed** professeur à l'université Ziane Achour de Djelfa, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner cette thèse.

Mes vifs remerciements vont également à Monsieur **Chaib Lakhdar**, Maître de conférences à l'université Amenokal Hadj Moussa Akhamoukh de Tamanrasset pour avoir accepté de soumettre ses compétences scientifiques et ses encouragements.

Je tiens également à remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin participé à l'élaboration de ce travail. Et pour l'aide précieuse qu'il m'a apporté pour accomplir le présent travail.

Abstract

The production of electricity from renewable sources has become an integral part of the social and economic development of countries, in the face of increasing energy demand such as Algeria, which has many isolated and remote regions. The combination of renewable energy sources such as wind turbines and photovoltaic can be a very cost-effective complement to electricity generation in remote areas. The use of hybrid energy (solar-wind) is increasingly desired in various applications in remote locations such as lighting, telecommunications, refrigeration or pumping. The general objective of our work is to study a hybrid renewable energy production system based on two complementary conversion chains (wind and photovoltaic) with storage, and to optimize their use in the face of the intermittent nature of these two renewable sources for a known isolated site. The numerous power generation systems based on renewable energies present certain drawbacks such as linearity which can be corrected by using classical and intelligent control techniques which allow extracting and conveying the maximum power produced to the load. To achieve this objective, namely the analysis of energy transfer in PV and wind sources, we have started a comparative study of the different classical, smart and hybrid MPPT methods available in the literature. In the case of the Photovoltaic Power Conversion System Control Strategy, the connection problem, classification and evaluation criteria are presented explicitly. A general study is devoted to the Maximum Power Point Tracking algorithms dedicated to photovoltaic systems are presented, finally from this part results a contribution to the improvement of the classical MPPT which allows to improve the response and the accuracy of these algorithms. This contribution is validated and compared with other algorithms through results obtained by simulation using the software (MATLAB- Simulink). In addition the design of a hybrid system is its optimal dimensioning followed by the estimation and evaluation of the cost and its feasibility by the Homer software has been considered.

Key words:

Renewable energy, Conversion chain, photovoltaic, wind, MPPT, PPO, Hybrid electric power system, Djelfa, isolated site, Homer.

Résumé

La production d'électricité d'origines renouvelables est devenue une partie intégrante du développement social et économique des pays, face à la demande croissante de l'énergie comme l'Algérie qui possède des nombreuses régions isolées et éloignées. La combinaison de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes et le photovoltaïque peut constituer un complément très rentable à la production d'électricité dans les régions éloignées. L'utilisation de l'énergie hybride (solaire-éolien) est de plus en plus souhaitées dans diverses applications en sites isolés telles l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération ou le pompage. L'objectif général de notre travail est de réaliser une étude sur un système hybride de production d'énergie renouvelable basé sur deux chaînes de conversion complémentaires (éolien et photovoltaïque) avec stockage, et d'optimiser leurs utilisations face au caractère intermittent de ces deux sources renouvelables pour un site isolé connue. Les nombreux systèmes de production d'électricité basés sur les énergies renouvelables présentent certain inconvénient tel que la linéarité qui peut être corrigée en utilisation des techniques de contrôles classiques et intelligents qui permettent d'extraire et de véhiculer la puissance maximale produite vers la charge. Pour atteindre cet objectif, à savoir l'analyse du transfert d'énergie dans les sources PV et éolienne, nous avons entamé une étude comparative des différentes méthodes MPPT classiques, intelligents et hybrides disponibles dans la littérature. Dans le cas Stratégie de commande des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque, le problème de connexion, la classification et les critères d'évaluation sont présentés de manière explicite. Une étude générale est consacrée aux algorithmes de Poursuite du Point de Puissance Maximale dédiés aux systèmes photovoltaïques sont présentés, enfin de cette partie en résulte une contribution à l'amélioration des MPPT classiques qui permet d'améliorer la réponse et la précision de ces algorithmes, Cette contribution est validée et comparée avec d'autres algorithmes à travers des résultats obtenue par simulation en utilisant le logiciel (MATLAB- Simulink). En plus la conception d'un système hybride est son dimensionnement optimal suivi par l'estimation et l'évaluation du coût et sa faisabilité par le logiciel Homer a été envisagé.

Mots clés :

Energies renouvelables, Chaîne de conversion, photovoltaïque, éolienne, MPPT, PPO, Système hybride d'énergie électrique, Djelfa, site isolé, Homer

ملخص

أصبح إنتاج الكهرباء من المصادر المتجددة جزءاً لا يتجزأ من التنمية الاجتماعية والاقتصادية للبلدان ، في مواجهة الطلب المتزايد على الطاقة مثل الجزائر التي تضم العديد من المناطق المعزولة والنائية. يمكن أن يكون الجمع بين مصادر الطاقة المتجددة مثل توربينات الرياح والخلايا الكهروضوئية إضافة فعالة من حيث التكلفة لتوليد الطاقة في المناطق النائية. إن استخدام الطاقة الهجينة مرغوب فيه بشكل متزايد في تطبيقات مختلفة و في المواقع المعزولة كالإضاءة ، الاتصالات ، التبريد أو الضخ.

الهدف العام لعملنا هو إجراء دراسة حول نظام هجين لإنتاج الطاقة المتجددة مبني على سلسلتي تحويل متكاملتين (الرياح والطاقة الكهروضوئية) مع التخزين ، وتحسين استخداماتهما في مواجهة عدم استقرار لهذان المصدران المتجددان عند الموقع المعزول.

العديد من أنظمة إنتاج الكهرباء القائمة على الطاقات المتجددة لها عيوب معينة مثل الخطية التي يمكن تصحيحها باستخدام تقنيات التحكم التقليدية والذكية التي تجعل من الممكن استخراج ونقل الطاقة القصوى المنتجة للحمل و لتحقيق هذا الهدف ، أي تحليل نقل الطاقة ، بدأنا دراسة مقارنة لمختلف طرق MPPT الكلاسيكية والذكية والهجينة المتوفرة في المجالات البحثية.

في استراتيجية التحكم لأنظمة تحويل الطاقة الكهروضوئية، تم عرض مشكلة التوصيل ومعايير التصنيف والتقييم و تقديم دراسة عامة لخوارزميات تتبع الحد الأقصى للطاقة المخصصة للأنظمة الكهروضوئية ، و من نتائج هذا الجزء المساهمة في تحسين التتبع MPPT الكلاسيكي الذي يجعل من الممكن تحسين استجابة ودقة هذه الخوارزميات ، و قد تم التحقق من صحة هذه المساهمة ومقارنتها مع الخوارزميات الأخرى من خلال النتائج التي تم الحصول عليها عن طريق المحاكاة باستخدام البرنامج (MATLAB-Simulink). بالإضافة إلى ذلك ، فإن تصميم النظام الهجين وأبعاده المثلى متبوعاً بتقدير وتقييم التكلفة قد تم

النظر في جدواه من خلال المعدلات الشهرية و المتوسطة أو من قبل برنامج Homer.

الكلمات الدالة : الطاقات المتجددة ، سلسلة التحويل ، الخلايا الكهروضوئية ، توربينات الرياح ، MPPT ، PPO ، نظام الطاقة الكهربية الهجين ، الجلفة ، الموقع المعزول ، هوميروس

Liste des figures chapitre 1

Figure 1.1	Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde (2019)	10
Figure 1.2	Evolution des capacités de production d'électricité éolienne	11
Figure 1.3	Evolution des capacités cumulées d'électricité solaire dans le monde.	12
Figure 1.4	Répartition des capacités de production d'électricité solaire photovoltaïque.	12
Figure 1.5	Evolution des ressources renouvelables des capacités installées d'électricité	13
Figure 1.6	Évolution et Prévision capacités cumulées de solaire photovoltaïque.	13
Figure 1.7	Répartition de la production nationale d'électricité en Algérie en 2017	14
Figure 1.8	Irradiation globale et durée d'ensoleillement annuel en Algérie	15
Figure 1.9	Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m du sol (m/s)	15
Figure 1.10	Photo d'une éolienne de 100 kW de Grand Vent installée en Algérie en 1957	16
Figure 1.11	Schéma synoptique du système Photovoltaïque général	18
Figure 1.12	Représentation schématique des diagrammes de bandes.	20
Figure 1.13	Principe de la conversion photovoltaïque (diagramme de bande)	22
Figure 1.14	Structure basique d'une cellule solaire	23
Figure 1.15	Cellule Silicium monocristalline	24
Figure 1.16	Cellule Silicium poly-cristallin	24
Figure 1.17	Cellule photovoltaïque à couche mince (silicium amorphe)	25
Figure 1.18	Cellule solaire organique type humides (a) et plastique (b)	26
Figure 1.19	Composition d'un générateur photovoltaïque.	27
Figure 1.20	Caractéristique résultantes d'un arrangement de ns cellules en sérié(a)	26
Figure 1.21	Caractéristique résultantes d'un arrangement de np cellules en parallèle.	28
Figure 1.22	Système de Conversion de l'énergie cinétique du vent (SCE)	31
Figure 1.23	Détail des éléments d'une éolienne	31
Figure 1.24	Constitution et principe de fonctionnement d'une éolienne	33
Figure 1.25	Evolution de la taille des éoliennes avec la puissance produite.	35
Figure 1.26	L'éolienne Savonius avec l'effet du vent	36
Figure 1.27	Les éoliennes de Darrieus	37
Figure 1.28	Configuration des éoliennes à axe horizontale (Amont, Aval)	39
Figure 1.29	Eolienne à vibration	40
Figure 1.30	l'éolienne aéroportée	40
Figure 1.31	Aérogénérateur X	41

Liste des Figures chapitre 2

Figure 2.1	Circuit équivalent d'une cellule PV Model de base.	45
Figure 2.2	Schéma équivalent du modèle à une exponentielle	45
Figure 2.3	Schéma équivalent du modèle (L4P) à une exponentielle	47
Figure 2.4	Schéma équivalent du modèle (L5P) à une exponentielle.	47
Figure 2.5	Schéma équivalent du modèle (2M7P) à deux exponentielles	48
Figure 2.6	Schéma équivalent du modèle (2M6P) à deux exponentielles	49
Figure 2.7	Schéma équivalent du modèle (2M5P) à deux exponentielles.	49
Figure 2.8	Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque.	50
Figure 2.9	Constitution d'un générateur photovoltaïque	52

Figure 2.10	Schéma électrique équivalent d'un GPV, modèle à diode unique	53
Figure 2.11	Le modèle équivalent de GPV sous MATLAB/Simulink	53
Figure 2.12	Caractéristique typique I-V du module solaire	54
Figure 2.13	Caractéristique typique P-V d'un module solaire.....	54
Figure 2.14	Influence de l'éclairement sur la caractéristique $a=I(V)$ et $b= P(V)$	55
Figure 2.15	Influence de la température sur la caractéristique $a=I(V)$ et $b= P(V)$	55
Figure 2.16	Influence de la résistance série (R_s) et parallèle (R_{sh}) sur la caractéristique IV	56
Figure 2.17	Profil du vent simulé pour une vitesse moyenne de 12 m/s.....	58
Figure 2.18	Tube de courant d'air autour d'une éolienne	59
Figure 2.19	Vitesse du vent et vitesse d'extrémité des pales.....	60
Figure 2.20	Tracé du coefficient de puissance $C_p\lambda$	61
Figure 2.21	Coefficient de puissance/la vitesse réduite pour différents types de turbines	61
Figure 2.22	Puissances théoriques disponibles en fonction de la vitesse de vent.....	62
Figure 2.23	Diagramme de la puissance sur l'arbre en fonction de la vitesse de vent.	63
Figure 2.24	Structure du générateur éolien étudié	65
Figure 2.25	Modèle Mécanique simplifié de la turbine éolienne	66
Figure 2.26	Tracé du coefficient aérodynamique $CP\lambda$ en fonction du λ	66
Figure 2.27	Schéma bloc de modèle de la turbine éolienne.....	67
Figure 2.28	Dispositif d'accouplement et de réduction rigide	67
Figure 2.29	Modèle de convertisseur éolien	68
Figure 2.30	Modèles de Générateur synchrone à aimant permanent (GSAP)	69
Figure 2.31	Représentation schématique de la MSAP	70
Figure 2.32	Passage du repère (abc) du stator au repère ($dq0$) de Park.....	71
Figure 2.33	Schéma d'un quadripôle électrique.....	74
Figure 2.34	Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur	75
Figure 2.35	Schéma de principe d'un convertisseur Boost.....	76
Figure 2.36	Convertisseur dévolteur-survolteur.....	78
Figure 2.37	Schéma d'un pont de diodes	79
Figure 2.38	Schéma équivalent d'un redresseur par phase	80
Figure 2.39	Topologies de base d'un redresseur de courant MLI	81
Figure 2.40	Convertisseur AC-DC triphasé	81
Figure 2.41	Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.....	82
Figure 2.42	Schéma de l'onduleur triphasé.....	83

Liste des Figures chapitre 3

Figure 3.1	Classification générale de l'algorithme MPPT.....	87
Figure 3.2	Contrôle du MPPT en utilisant les paramètres d'entrée.	88
Figure 3.3	Contrôle du MPPT en utilisant les paramètres de sortie.....	88
Figure 3.4	Connexion directe d'un GPV-charge.....	89
Figure 3.5	Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge.....	89
Figure 3.6	Générateur PV avec commande MPPT avec charge DC.....	90
Figure 3.7	Schématique en block diagramme de la technique MPPT CV	91
Figure 3.8	Schématique en block diagramme de la technique MPPT ARV	91

Figure 3.9	Block diagramme de la Méthode SCC.	92
Figure 3.10	Block diagramme de la Méthode MPPT OCV	92
Figure 3.11	Organigramme de la Méthode HC	93
Figure 3.12	P&O conventionnel avec étape de perturbation fixe.	94
Figure 3.13	Organigramme de la méthode P&O conventionnel.	95
Figure 3.14	Caractéristique de fonctionnement de la méthode Inc_Cond.	96
Figure 3.15	Organigramme de la méthode INC à pas de perturbation fixe	97
Figure 3.16	Block diagramme de méthode de la Table de recherche	98
Figure 3.17	Block diagramme de la Méthode FLC	98
Figure 3.18	Block de contrôle de la technique basée sur la logique Floue	99
Figure 3.19	Organigramme de la méthode PP&O	101
Figure 3.20	Organigramme de la méthode P_INC	102
Figure 3.21	Configuration de système photovoltaïques (GPV et DC-DC Boost)	103
Figure 3.22	Comparaison en Puissance pour un pas initial grand (a) petit (b).	105
Figure 3.23	Comparaison de rapport cyclique pour un pas initial grand (a) petit (b)	105
Figure 3.24	La puissance (a) le rapport cyclique (b) obtenus à l'irradiation variable.	106
Figure 3.25	Puissance produite (a) et rapport cyclique(b) pour irradiation constante	108
Figure 3.26	Comparaison puissance (a) rapport cyclique (b) lors d'une irradiation variable	109
Figure 3.27	Classification des Algorithmes MPPT	110
Figure 3.28	Diagramme de l'Algorithme MPPT basé sur le rapport de vitesse (TSR)	111
Figure 3.29	Schémas bloc avec asservissement de la vitesse mécanique	112
Figure 3.30	Régulation de la vitesse de rotation de la Génératrice	112
Figure 3.31	Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation	114
Figure 3.32	Caractéristiques de couple en fonction de la vitesse de vents	114
Figure 3.33	Schéma Block de l'Algorithme MPPT basé sur Couple Optimal (OTC)	114
Figure 3.34	Diagramme Algorithme MPPT à rétroaction du signal de puissance (PSF)	115
Figure 3.35	Principe de Contrôle HCS (a) pas fixe et (b) pas adaptatif.	115
Figure 3.36	Schéma bloc de la maximisation de puissance IPC	116
Figure 3.37	Simulation de profil du vent (a) normalisé (b) Aléatoire.	116
Figure 3.38	Simulation des Algorithmes MPPT (IPC) dans le cas de vent Normal	117
Figure 3.39	Simulation des Algorithmes MPPT (IPC) dans le cas de vent aléatoire	118
Figure 3.40	Puissance de la turbine en fonction du courant IDC	120
Figure 3.41	Organigramme de l'algorithme ORB_MPPT	121
Figure 3.42	Diagramme de l'algorithme ORB	121
Figure 3.43	Résultat de Simulation des Algorithmes MPPT (DPC) à vent Normale	122
Figure 3.44	Résultat de Simulation des Algorithmes MPPT (DPC) à vent Aléatoire	123
Figure 3.45	Structure de système hybride isolé	126
Figure 3.46	Caractéristiques P(V) et I(V) du système photovoltaïque	127
Figure 3.47	Block Diagramme de Système Hybride Autonome Photovoltaïque/Eolien	129
Figure 3.48	Le profil du vent et de l'irradiation	130
Figure 3.49	Puissance Globale obtenue à charge fixe et variable	131

Liste des figure chapitre 4

Figure 4.1 Configuration des SEH à bus CC.	136
Figure 4.2 Configuration de bus AC	137
Figure 4.3 Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA.	137
Figure 4.4 Classification des systèmes hybrides.	138
Figure 4.5 Profil de puissance journalière de la charge d'un foyer isolé	140
Figure 4.6 Profil de la vitesse du vent en heurs (a) et mensuelle (b) durant l'année 2020	141
Figure 4.7 Insolation moyenne mensuelle (S) pour la période 180	141
Figure 4.8 Irradiations estimées sur surface horizontale (a) inclinée (b)	143
Figure 4.9 Architecture du système hybride étudié.....	144
Figure 4.10 Schéma électrique équivalent de nb éléments de batteries.	146
Figure 4.11 Modèle électrique de la batterie	146
Figure 4.12 Configuration de l'installation à dimensionner	152
Figure 4.13 Profil de consommation par heurs pendant l'année 2020	152
Figure 4.14 Irradiation solaire par heurs pendant l'année 2020.....	153
Figure 4.15 Evolution de la Température Ambiante en heurs (a) et mensuelle (b)	153
Figure 4.16 Résultats d'optimisation HOMER catégorisés	154
Figure 4.17 La puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.....	154

Liste des Tables chapitre 1

Table 1.1	Capacités de production d'électricité (SR) sur les cinq dernières années	11
Table 1.2	Répartition de potentiel solaire Algérien	14
Table 1.6	Classification des turbines éoliennes.	36
Table 1.3	Ensemble des centrales de production réalisées (2011-2016).....	50
Table 1.4	Le programme de développement des énergies renouvelables en Algérie	50
Table 1.5	Performance des différentes technologies des cellules photovoltaïques	51

Liste des Tables chapitre 2

Table 2.1	Caractéristiques électriques du module KC200GT	53
-----------	--	----

Liste des Tables chapitre 3

Table 3.1	Table de vérité pour une commande logique floue.....	99
Table 3.2	Caractéristique électriques nominales de Panneau GPV KC200GT.....	104
Table 3.3	Paramètre du convertisseur Boost.....	104
Table 3.4	Performances des algorithmes P&O et PP&O pour irradiation constante.....	106
Table 3.5	Performances des algorithmes PP&O et P&O lors de changements	107
Table 3.6	Temps de réponse des algorithmes INC et FINC lors d'une irradiation constante.....	108
Table 3.7	Performances des algorithmes INC et P_INC lors d'une irradiation variable	109
Table 3.8	Les paramètres du système des panneaux photovoltaïque.....	127
Table 3.9	Les paramètres du système éolien.....	128
Table 3.10	Les paramètres du système de stockage.....	128
Table 3.11	Caractéristique électrique nominale du panneau PV KC85T.	Annexe C

Liste des Tables chapitre 4

Table 4.1	Classification des systèmes par gamme de puissance.....	139
Table 4.2	Résume les coordonnées géographiques du lieu d'implantation	140
Table 4.3	Valeurs de l'irradiation moyenne mensuelle sur plan horizontale et incliné.....	143
Table 4.4	La production énergétique mensuelle des composants du système hybride étudié	149
Table 4.5	Résultats obtenue pour la méthode moyenne mensuelle annuelle	150
Table 4.6	Résultats obtenue pour la méthode du mois le plus défavorable	150
Table 4.7	Configuration optimale du SEH.....	154
Table 4.8	Demande journalière d'énergie pour un foyer isolé à Djelfa	158

Liste des Acronymes et des Symboles

ENR	:	Energies renouvelables
CSP	:	Solaire thermique CSP (Concentrated Solar Power)
AM	:	Air Mass
TSV	:	Temps solaire vrai
TL	:	Temps légal (temps donné par une montre)
ET	:	Equation du temps
TSM	:	Temps Solaire Moyen
PV	:	Photovoltaïque
GPV	:	générateur photovoltaïque
Wafer	:	Tranche de silicium
EAH	:	Eoliennes à Axe Horizontal
EAV	:	Eoliennes à Axe Vertical
MPPT	:	Maximum Power Point Tracking
DC	:	Direct current (courant continue)
AC	:	courant alternatif
SH	:	Système hybride
1LM5P	:	Lumped 1, Mechanism model with 5 Paramètres
2LM7P	:	Lumped 2, Mechanism model with 7 Paramètres
1LM3P	:	Lumped 1, Mechanism model with 3 Paramètres
CdTe	:	Tellurure de Cadmium
FF	:	Facteur de forme
PPM	:	Point de Puissance Maximale
F.E.M	:	Force électromotrice induite
SEH	:	Système d'énergie hybride
MOSFET	:	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor
MLI	:	Modulation de Largeur d'Impulsion
PWM	:	Pulse Width Modulation
D	:	Rapport Cyclique
P&O	:	Perturbe and Observe
Inc_Con	:	Incrémental Conductance
ORB	:	Optimum Relationship-Based control
IPC	:	Indirect Power Control
DPC	:	direct Power Control
SOC	:	State of charge
TSR	:	Speed Ratio (TSR)
OCV	;	Tension de circuit ouvert
SCC	;	courant de court-circuit
CV	:	MPPT basée sur la tension constante (CV)
ARV	:	MPPT basée sur la tension adaptative (ARV)
HC	:	Méthodes d'escalade (HC) Hill Climbing
P&O	:	perturbation et observation P&O
INC	:	Conductance incrémentale (INC) MPPT
RCC	:	Contrôle de la corrélation d'ondulation (RCC)
LUT	:	Méthode de la table de recherche (LUT) (Look Up Table).
FLC	:	Contrôleur à logique floue (FLC)
PP&O	:	Approche Progressive PP&O
P_INC	:	Approche Progressive (P_INC)

PSF	:	rétroaction du signal de puissance (PSF)
ORB	:	relation optimale (ORB optimum relation based),
OTC	:	Couple Optimal (OTC)
E_{ph}	:	Energie du photon
λ_0	:	Longueur d'onde (m)
h	:	Constante de Planck ($6.625 \cdot 10^{-34}$ kg m ² s ⁻¹)
C	:	Vitesse de la lumière (m/s) .
δ	:	L'angle de pénétration du rayonnement solaire
ϕ	:	Latitude du lieu
λ_λ	:	Longitude du lieu
δ	:	Déclinaison du soleil
H	:	Angle horaire du soleil
E_t	:	Correction de l'équation du temps ;
D_{i-s}	:	Durée d'ensoleillement
H_L	:	Le lever du soleil
H_C	:	Le coucher du soleil
E_g	:	Energie de gap
E_c	:	Energie de conduction
E_v	:	Energie de valence
V_{oc}	:	Tension de circuit ouvert
I_{cc}	:	Courant de court-circuit
n_s	:	Nombre des cellules en série
n_p	:	Nombre des cellules en parallèle
V_{opt}	:	Tension optimale du panneau
I_{opt}	:	Courant optimal du panneau
P_{PV}	:	Puissance disponible en sortie du générateur PV
P_{max}	:	Puissance maximale du générateur PV
I_{pv}	:	Courant de cellule [A] ;
V_{pv}	:	Tension de cellule [Volt] ;
T	:	Température de la jonction en [K] ;
q	:	La constante de charge d'électron:
I_0	:	Courant de saturation inverse de la diode en [A] ;
K	:	La constante de Boltzman
n	:	Facteur d'idéalité de la photopile,
I_{sh}	:	Le courant dans la résistance de shunt
I_{ph}	:	Photo-courant de cellule
I_d	:	Le courant de jonction (courant traversant la diode) ;
R_s	:	Résistance série
R_{sh}	:	Résistance shunt
ψ	:	Eclairement
I_{s1}	:	Courant de saturation de la diode 1
I_{s2}	:	Courant de saturation de la diode 2
$n1$:	Facteur de diode 1
$n2$:	Facteur de diode 2
I_{d1}	:	Courant dans la diode 1
I_{d2}	:	Courant dans la diode 2
V_t	:	Potentielle thermodynamique
$I_{ph(ref)}$:	Le courant photonique sous condition de référence [A]
μ_{cc}	:	Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K]

G, G_{ref}	L'éclairement réels et à la condition de référence [W/m^2]
$T_c, T_{c(ref)}$:	Température de cellule, réelle et à la condition de référence
n_m :	Rendement énergétique maximum
S :	Surface de la cellule solaire (m^2) ;
\emptyset :	Flux incident (W/m^2) ;
I_m, V_m :	Coordonnées de point de fonctionnement.
R_s :	Résistance statorique
M :	Flux mutuel
C :	Condensateur
E :	Force électromotrice F.E.M(Volt);
P :	Nombre de paires de pôles;
n :	Vitesse (tr/s) ;
U :	Tension extraite de la génératrice (Volt) ;
R_a :	Résistance de l'induit (Ω) ;
L_a :	Inductance de l'induit (Henry) ;
I :	Courant extrait de la génératrice (A) ;
E :	Force électromotrice (Volt).
ϕ :	Flux maximum en weber pour une phase.
e_g :	F.é.m. à vide en volt.
U :	Tension aux bornes d'un enroulement de la machine en volt.
R_g :	Résistance de l'enroulement en ohm.
L_g :	L'inductance synchrone en henry
J_t :	L'inertie totale de l'ensemble moteur diesel et générateur synchrone.
Ω_s :	La vitesse de rotation.
T_d :	Le couple mécanique sur l'arbre.
T_{em} :	Le couple électromagnétique.
$I_{sd}; I_{sq}$	Courants statoriques dans le repère de Park [A].
$V_{sd}; V_{sq}$:	Tensions statoriques dans le repère de Park [A].
R_s :	Résistance <i>statorique</i> [Ω]
L_s :	Inductance cyclique statorique [H].
p :	Nombre de pair de pôles de la machine synchrone.
ω :	Pulsation des tensions [rad/s].
P_{em} :	Puissance électromagnétique
C_{em} :	Couple électromagnétique de la génératrice
Ω :	Vitesse angulaire (rad/s) .
$C_{Bat(t)}$	Quantités de la charge au temps (t)
$C_{Bat(t-1)}$:	Quantités de la décharge des batteries au temps (t-1)
ω :	Module du vent apparent
α :	L'angle d'incidence
EC :	L'énergie cinétique d'une masse d'air
m :	Masse d'air
V :	Vitesse de déplacement de la masse d'air
ρ :	Densité d'aire
P_{disp} :	Le potentiel éolien moyen disponible sur un site
S :	La surface des pales
P_m :	La puissance extraite du vent
C_p :	Coefficient de puissance
λ :	La vitesse relative
Ω :	Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne

T	:	Couple sur l'arbre
C_T	:	Le coefficient de couple
Ω	:	Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne
P_n	:	Puissance nominale de la turbine éolienne
V_n	:	Vitesse de vent nominale
V_d	:	Vitesse de démarrage de l'éolien
V_m	:	Vitesse d'arrêt de la machine
C	:	Paramètre d'échelle
$f(V)$:	Forme mathématique de la distribution de la vitesse du vent (de Weibull)
$P(V)$:	Fonction de puissance de l'aérogénérateur
σ	:	Taux horaire de la charge spontané
SOC		Valeur maximale de l'état de charge
DOD		Profondeur de la charge
C_{bat_max}		Capacité de la batterie maximale
C_{bat_min}		Capacité de la batterie nominale
V_{bat}		Tension de la batterie au temps t
I_{bat}		Courant dans la batterie au temps t
P_{bat}^{max}	:	Puissance maximale injectée dans la batterie
R_i	:	Résistance interne de la batterie.
VF	:	Force électromotrice
α	:	Rapport cyclique du commutateur (hacheur)
V_i	:	Tension d'entrée
V_o	:	Tension de sortie
D	:	Diode de roue libre
C_1, C_2	:	Conductances
L	:	Inductance
K	:	Interrupteur
E	:	L'Erreur
CE	:	Variation de l'erreur
C_P	:	Coefficient de Puissance

TABLE DES MATIERES

Remerciements	III
Résumé	IV
Liste des figures	VII
Liste des tableaux	XI
Liste de notations symboliques et abréviations	XII
Table des matières	XVI
Introduction générale	1

CHAPITRE 1

**ÉTAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES DE CONVERSION DE L'ENERGIE
SOLAIRE ET EOLIENNE**

1- Contexte énergétique et Orientations stratégiques	10
1.1 Introduction	10
1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde	10
1.3 Contexte Energétique en Algérie	13
1.3.1 Evaluation Potentiel et capacité installée des énergies renouvelables	14
1.3.1.1 Evaluation du Potentiel des énergies renouvelables en Algérie	14
a. Le Potentiel solaire en Algérie	14
b. Le Potentiel éolien en Algérie	15
1.3.1.2 Capacité de production des énergies renouvelables installée en Algérie	16
a. Capacité de production de l'énergie Solaires.	16
b. Capacité de production de l'énergie éolienne.	16
1.3.2 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie	16
2. Généralités sur les Systèmes de Conversion de l'énergie Solaire et Eolien	17
2.1 Introduction	17
2.2 Système de conversion de l'énergie solaire photovoltaïque	18
2.2.1 Définition	18
2.2.2 Historique	19
2.2.3 L'effet photovoltaïque	20
2.2.3.1 Principe de fonctionnement	20
2.2.3.2 Cellule photovoltaïque	22
2.2.4. Différents types des cellules photovoltaïques	23
2.2.4.1 Technologie à base de silicium cristallin	23
a. Cellules à base de Silicium monocristallin	23
b. Cellules à base de Silicium poly-cristallin	24
2.2.4.2 Technologie des couches minces	24
a. Silicium amorphe	24
b. Cellules organiques et plastiques	25
2.2.5. Générateur photovoltaïque (GPV)	26
2.2.5.1 Constitution d'un module photovoltaïque	26
2.2.5.2 Mise en série	27
2.2.5.3 Mise en parallèle	27
2.2.6 Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque	28
2.2.6.1 Les avantages de l'énergie photovoltaïque	28
2.2.6.2 Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque	29

2.3. Système de conversion de l'énergie éolienne	29
2.3.1 Historique	29
2.3.2 Définition de l'énergie éolienne.....	30
2.3.3 Architecture d'une éolienne	31
2.3.3.1 Rotor.....	32
2.3.3.2 Nacelle.....	32
a. Arbre secondaire	32
b. Multiplicateur de vitesse.....	32
c. La génératrice	32
d. Le contrôleur.....	32
e. Le frein à disque	32
f. Le dispositif d'orientation de la nacelle	33
g. L'anémomètre et la girouette :	33
h. Dispositifs de refroidissement : ventilateurs, radiateurs d'eau, ou d'huile.	32
i. La cabine de dispersion :	33
2.3.3.3 La Tour (Mât).....	33
2.3.3.4 La fondation	34
2.3.4 Principe de fonctionnement d'une éolienne	34
2.3.5 Classification des turbines éoliennes	35
2.3.6 Les différents types d'éoliennes.	36
2.3.6.1 Eolienne à axe vertical	36
a. L'éolienne Savonius	36
b. Les éoliennes de Darrieus.....	37
c. Avantages et inconvénients des aérogénérateurs à axe vertical.....	37
2.3.6.2 Eolienne à axe horizontal	38
a. Rotation lente	38
b. Rotation rapide	38
c. Amont	38
d. Aval	38
e. Avantages et inconvénients des aérogénérateurs à axe horizontal	39
2.3.6.3 Eolienne spécifique	39
2.3.7 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	41
3. Conclusion.....	42

CHAPITRE 2

MODELISATION DES SYSTEMES DE CONVERSION DES ENERGIES PHOTOVOLTAÏQUE ET EOLIEN

1. Introduction	44
2. Modélisation des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque	44
2.1. Introduction	44
2.2. Modèle d'une cellule photovoltaïque	45
2.2.1 Modèle de base d'une cellule photovoltaïque.....	45
2.2.2 Modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode	45
2.2.3 Modèle d'une cellule photovoltaïque à deux diodes.....	48
2.3. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque	50
2.3.1 Courant de court-circuit CC	50
2.3.2 Tension en circuit ouvert.....	51
2.3.3 Puissance optimal.....	51

2.3.4	Facteur de forme FF	51
2.3.5	Rendement énergétique maximum.....	51
2.4	Modélisation d'un générateur PV	52
2.5	Simulation d'un module PV avec le modèle à une seule diode.....	53
2.6	Caractéristiques d'un générateur PV	53
2.6.1.	Caractéristique IV	53
2.6.2	La Caractéristique PV :.....	54
2.7	Paramètres intervenant dans le rendement des modules PV	54
2.7.1	Effet de l'éclairement sur un module PV	54
2.7.2	Effet de la température sur un module PV	55
2.7.3	Effet des résistances Rsh et Rs sur un module PV	56
3.	Modélisation des systèmes de conversion d'énergie éolienne	57
3.1	Introduction	57
3.2	La conversion de l'énergie éolienne	57
3.2.1	Modélisation du vent.....	57
3.2.2	Loi de Betz	58
3.2.3	La vitesse spécifique ou normalisée (Tip-Speed-Ratio)	60
3.2.4	Coefficient de puissance.....	60
3.2.5	Le coefficient de couple	62
3.2.6	Production d'énergie mécanique.....	62
3.2.7	Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne.....	63
3.3	Modélisation de la Chaîne de conversion éolienne.....	64
3.3.1	Structure générale de la Chaîne de conversion éolienne.....	64
3.3.2	Modélisation et Simulation de la turbine éolienne.....	65
3.3.2.1	Hypothèses de modélisation mécanique de la turbine.....	65
3.3.2.2	Modèle de la turbine éolienne.....	66
3.3.2.3	Modèle du multiplicateur	67
3.3.2.4	Equation dynamique de l'arbre.....	68
3.3.3	Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents	69
3.3.3.1	Introduction	69
3.3.3.2	Description de la machine	69
3.3.3.3	Modèle de la machine synchrone à aimants permanents.....	69
a.	Équations de la machine synchrone dans le repère abc	69
b.	Modèle de la machine synchrone dans le repère de PARK.....	71
c.	Equation des flux du système biphasé (d, q)	72
d.	Équation des tensions dans le système biphasé (d, q)	72
e.	Expression de la puissance	72
f.	Equation du Couple Électromagnétique.....	73
g.	Equations Mécaniques	73
4.	Modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance	74
4.1	Introduction	74
4.1.1.	Hacheur Dévolteur	75
4.1.2	Hacheur Survolteur	76
4.1.3	Hacheur Dévolteur-Survolteur	77
4.2	Les redresseurs AC/DC.....	79
4.2.1	Les redresseurs à diodes (Pont de diodes PD3).....	79
4.2.2	Redresseur à Commande MLI.....	80
4.3	Les convertisseurs DC-AC (onduleurs).....	82
4.3.1	Structure et principe de fonctionnement de d'onduleur triphasé	83
4.3.2	Les techniques de commande MLI	83
5.	Conclusion	84

CHAPITRE 3

COMMANDE DES SYSTEMES DE CONVERSION DE L'ENERGIE
PHOTOVOLTAÏQUES ET EOLIENS

1. Introduction	86
2. Stratégie de commande des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque	86
2.1. Introduction	86
2.2. Critères d'évaluation d'une technique MPPT	87
2.3. Classification des commandes MPPT	87
2.3.1. Classification selon la stratégie de poursuite	87
2.3.2. Classification selon le type d'implémentation	88
2.3.2.1. Commande (contrôle) MPPT via les paramètres d'entrée	88
2.3.2.2. Commande (contrôle) MPPT via les paramètres de sortie	88
2.4. Problématique de la connexion GPV-charge	89
2.4.1 La connexion directe GPV-charge	89
2.4.2 La connexion GPV-Charge via un étage d'adaptation	89
2.5. Techniques de la recherche du point de puissance maximale MPP	90
2.5.1 Introduction	90
2.5.2 Les Techniques MPPT basées sur des relations de proportionnalité	91
2.5.2.1 Technique MPPT basée sur la tension constante (constante voltage CV)	91
2.5.2.2 Technique MPPT basée sur la tension adaptative (AReference Voltage)	91
2.5.2.3 Courant de court-circuit MPPT (Short Circuit Current SCC)	91
2.5.2.4 Tension de circuit ouvert MPPT (Open Circuit Voltage OCV)	92
2.5.3 Les Techniques MPPT à algorithmes performants	93
2.5.3.1 Algorithme Hill Climbing Méthodes d'escalade (Hill Climbing HC)	93
2.5.3.2 Algorithme de perturbation et observation	93
2.5.3.3 Algorithme de Conductance incrémentale (INC) MPPT	95
2.5.3.4 Contrôle de la corrélation d'ondulation (Ripple Correlation Control RCC)	97
2.5.3.5 Méthode de la table de recherche (Look Up Table LUT)	97
2.5.4. Les Techniques intelligentes	98
2.5.4.1. Contrôleur à logique floue (FLC)	98
2.6. Contribution à l'amélioration des MPPT classiques	100
2.6.1 Introduction	100
2.6.2 Amélioration de l'algorithme P&O par l'Approche Progressive	100
2.6.3 Amélioration de l'algorithme INC par l'Approche Progressive (P_INC)	102
2.7. Simulation et évaluation des algorithmes MPPT classique améliorés	103
2.7.1 Simulation et comparaison des algorithmes P&O et PP&O	103
2.7.2 Simulation et comparaison des algorithmes INC et P_INC	107
3. Stratégie de commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne	110
3.1. Introduction	110
3.2. Algorithme MPPT basé sur contrôleurs de puissance indirecte IPC	111
3.2.1 Algorithme MPPT basé sur le rapport de vitesse de pointe (TSR)	111
3.2.2 Algorithme MPPT basé sur Couple Optimal (OTC)	113
3.2.3 Algorithme MPPT à rétroaction du signal de puissance (PSF)	115
3.2.4 Algorithme MPPT basé HCS (Hill Climb Search)	115
3.2.5 Simulation des Algorithme MPPT basé sur contrôleurs (IPC)	116
3.2.5.1 Simulation (1) : Vent normale	117
3.2.5.2 Simulation (1) : Vent Aléatoire	118
3.3. Algorithme MPPT basé sur contrôleurs de puissance directe DPC	119
3.3.1. Algorithme MPPT basé sur la recherche P&O	119

3.3.2. Algorithme MPPT à Conductance Incrémentale (INC)	119
3.3.3 Algorithme MPPT basé sur la relation optimale (ORB)	119
3.3.4 Simulation des Algorithme MPPT basé sur contrôleurs (DPC)	122
3.3.4.1 Simulation (1) : Vent normale	122
3.3.4.2 Simulation (2) : Vent aléatoire	123
3.4. Conclusion.....	124
4. Commande d'un système hybride (solaire/éolien) pour un site isolé	125
4.1 Rôle de Superviseur	126
4.2 Caractéristique du système hybride simulé :	127
4.2.1 Système Photovoltaïque.....	127
4.2.2 Système Eolien	128
4.2.3 Système de Stockage	128
4.2.4 Simulation et Résultats	130
4.2.5 Interprétation des Résultats.....	131
5. Conclusion.....	133

CHAPITRE 4

ETUDE ET DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME HYBRIDE PHOTOVOLTAÏQUE ET EOLIEN

1. Introduction	135
2. Définition et mission des systèmes hybrides	135
3. Différentes architectures des systèmes hybrides	136
3.1. Eléments constituant des systèmes hybrides	136
3.2. Différentes architectures des systèmes hybrides.....	136
3.2.1. Architecture à bus à CC.....	136
3.2.2. Architecture à bus AC	137
3.2.3. Architecture mixte à bus CC/AC.....	137
4. Classifications des systèmes d'énergies hybrides	138
4.1. Le régime du fonctionnement	138
4.2. La structure du système hybride	138
4.3. La gamme de puissance	139
5. Analyse et Dimensionnement de système d'énergie hybride.....	139
5.1. Introduction.....	139
5.2. Détermination du profil de charge :	139
5.3. Analyse du potentiel énergétique solaire et éolien disponible à Djelfa :	140
5.3.1. Les données météorologiques.....	140
5.3.2. Estimation de la vitesse du vent et d'irradiation solaire pour la région de Djelfa.....	140
5.3.2.1 Évaluations des Ressources éoliennes.....	140
5.3.2.2 Évaluations des Ressources solaires.....	141
a. Les données d'insolation pour la région Djelfa	141
b. L'irradiation journalière moyenne mensuelle.....	141
c. Estimation du flux global d'irradiation solaire sur le plan horizontal	142
d. Estimation du flux global d'irradiation solaire sur le plan incliné :	143
6. Architecture et Modélisation du Système d'énergie Hybride	144
6.1 Architecture.....	144
6.2 Modélisation des systèmes photovoltaïques éoliens et élément de stockage.....	145
6.2.1 Systèmes photovoltaïques	145
6.2.2 Générateur éolien :	145
6.2.3 Système de stockage (batterie au plomb)	146
6.3 Dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien	147

6.3.1	Méthode de dimensionnement hypothèses technico-économiques.....	147
6.3.2	Données climatiques et l'énergie demandée.....	147
6.3.3	Méthodes de dimensionnement d'un système hybride.....	147
6.3.3.1	Performance du système.....	147
6.3.3.2	Premier scénario 1 (la méthode des moyennes annuelles).....	148
6.3.3.3	Deuxième scénario (la méthode du mois le plus défavorable).....	148
6.3.3.4	Surfaces retenues des composantes renouvelables.....	148
6.3.3.5	Capacité du système de stockage.....	149
6.3.4	Dimensionnement de système d'énergie hybride.....	149
7.	Gestion et modélisation du système hybride avec HOMER.....	151
7.1	Introduction.....	151
7.2	Evaluation des ressources et de la demande.....	152
7.2	Résultats de simulation.....	153
7.3	Interprétation des résultats.....	155
8.	Conclusion.....	156
	Conclusion générale.....	158
	Références Bibliographiques.....	162
	Annexe.....	178

Introduction générale

Introduction générale

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas tout à fait nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps, Les premiers hommes ne pouvaient compter que sur leur force musculaire pour se déplacer, chasser, façonner des objets et les transporter, construire leurs abris. L'homme a su apprivoiser l'animale et maîtriser le feu à l'aide de bois pour faire cuire les aliments et se défendre des prédateurs. Le feu devient essentiel pour préparer les céramiques et permet d'inventer la métallurgie. A la quête de l'énergie, la force du vent et de l'eau deviennent l'alliée des hommes : ils construisent les roues hydrauliques, les moulins à vent et les premiers bateaux à voiles leurs permettant des échanges fluviaux et maritimes de plus en plus lointains et la découverte de nouveaux horizons. Les énergies renouvelables (Vent, eau et le bois) ont depuis longtemps été la première possibilité de produire de l'énergie cela n'a changé qu'avec la révolution industrielle. Grace à la découverte des moteurs à charbon au 18e siècle, et la découverte du pétrole et du gaz au milieu du 20e siècle, l'utilisation des énergies renouvelables a connu un grand délaissement.

Aujourd'hui, la majeure partie de l'énergie consommée dans le monde (plus de 76 %) provient de sources fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) [28].

Afin d'assurer son développement économique, le monde a surexploité les ressources énergétiques disponibles face à des besoins de consommation énergétique toujours croissants, principalement sous l'influence de trois facteurs : la croissance économique mondiale, le développement démographique et les mutations économiques.

Après le choc pétrolier et la guerre de 1973, les crises pétrolières répétées et la hausse brutale des prix du pétrole entraînant une crise énergétique sans précédent dans le domaine énergétique, les pays importateurs de pétrole ont engagé une série de procédures pour changer la vision de leurs propres matrices énergétiques. Le coût de l'énergie a augmenté avec un taux annuel moyen de 11 à 12%¹.

Des études menées à l'époque montraient que si la consommation annuelle d'énergie restait constante, les réserves mondiales de pétrole seraient épuisées en cinquante ans, suivies du charbon en deux cents ans [2]. Ces gisements, formés au cours des siècles, sont présents en quantités limitées non renouvelable, l'épuisement excessif des ressources naturelles réduit les réserves de cette énergie d'une manière qui désavantage dangereusement les générations futures [186].

¹ Agence Internationale de l'Énergie « Coûts prévisionnels de production de l'électricité » AIE, Édition 2010

Au cours des dernières décennies, la production d'électricité est devenue une partie intégrante dans le développement social et économique des pays ce qui fera de sa production un enjeu très stratégique dans les années à venir.

Face à la demande énergétique, le développement et l'exploitation de ressources disponibles continuent d'être l'une des principales causes de pollution et de changement climatique constituant une longue liste de dégradations environnementales liée au trafic automobile, pluies acides, rejets de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, pollution des mers par le transport pétrolier, contamination radioactive accidentelle et accumulation de déchets nucléaires, etc.

Le monde est confronté à des défis énergétiques et climatiques sans précédent pour lesquels des alternatives robustes sont attendues. Il est devenu crucial de développer des alternatives énergétiques ayant les mêmes propriétés que les hydrocarbures en termes de stockage et de transport.

Lorsqu'une ressource énergétique se régénère naturellement à un rythme équivalent à celui de son utilisation, on parle de "ressource énergétique renouvelable". Le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées, la croissance des plantes sont autant de sources d'énergie renouvelables qui peuvent être converties en énergie électrique par différentes méthodes grâce aux différentes technologies disponibles, ils sont évalués non pas en terme de quantité, ni même en terme de stock, mais de flux énergétiques largement supérieurs au niveau actuel de consommation énergétique de l'humanité, elles peuvent constituer des énergies alternatives tout à fait plausibles en raison de leur faible impact sur l'environnement [185]. Face au double défi planétaire (risque d'épuisement des matières fossiles et son impact sur le changement climatique) et dans le cadre du développement durable, les nations engagées dans le protocole de Kyoto doivent accroître leurs efforts dans le secteur de la production d'énergie électrique pour exploiter et développer des sources d'énergies renouvelables [28]. L'utilisation des énergies renouvelables, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la modération de la consommation seront les principaux vecteurs de changement futur, répondre à ces objectifs nécessitera une période de transition.

De ce fait, l'intérêt pour les sources d'énergie renouvelables a trouvé d'innombrables adhérents. Les institutions gouvernementales et non gouvernementales, le milieu académique et scientifique ont donné de l'importance à ce sujet en créant des programmes d'encouragement ou même en organisant des symposiums et des congrès pour valoriser le sujet [30]. Plusieurs projets de recherche dans le domaine du développement durable ont été lancés dans différents laboratoires de recherche ces dernières années, dans le but de répondre à la demande de consommation d'énergie d'une part et de réduire l'impact négatif des ressources fossiles sur l'environnement d'autre part.

En conséquence, l'expansion et l'utilisation des énergies renouvelables ont considérablement augmentés, elles se sont traduites par une guerre sur le marché international basée sur l'amélioration du rendement des systèmes de captation et de la capacité de stockage. En cette phase de transition, le système énergétique durable repose sur l'utilisation de centrales électriques hybrides comprenant divers sources d'énergie renouvelables associées à d'autres sources de production conventionnelles et par des systèmes de stockage pour compenser la disponibilité et les perturbations des sources renouvelables dues à des conditions météorologiques instables. De manière générale, le terme "Hybrid Power System" (HES) fait référence à des systèmes de production d'énergie électrique qui utilisent différents types de sources d'une manière qui combine les avantages de chacun d'eux. Ces sources hybrides possèdent une énergie spécifique très élevée et une puissance maximale disponible pendant des durées très importantes.

Aujourd'hui, l'utilisation des systèmes énergétiques hybrides (HES) est bien avancée dans plusieurs secteurs industriels, y compris dans les systèmes embarqués (voitures, avions, bateaux, etc.), ainsi que pour alimenter des villes isolées ou encore des réseaux [23]. Parmi les différentes sources d'énergies renouvelables identifiables, deux se distinguent dans cette étude par leur potentiel d'envergure important : l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Selon leurs caractéristiques saisonnières respectives, ces deux énergies se complètent, se renforcent et se valorisent mutuellement, dans ce sens nous proposons ici un système hybride comprenant ces deux sources d'énergie.

Objectifs

La combinaison de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes et le photovoltaïque peut constituer un complément très rentable à la production d'électricité dans les régions éloignées. De faible consommation, l'utilisation de l'énergie hybride (solaire-éolien) est de plus en plus souhaitées dans diverses applications en sites isolés telles l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération ou le pompage. La production autonome d'électricité à partir de sources renouvelables offre aux consommateurs une plus grande sécurité d'approvisionnement, mais le caractère aléatoire des sources impose des règles particulières sur le dimensionnement et d'exploitation des systèmes de récupération d'énergie, de ce fait cette thèse s'inscrit dans ce contexte de la production renouvelable d'électricité en site isolé.

L'objectif principal de notre travail est d'aborder l'étude d'un système hybride à base de deux sources d'énergie renouvelable qui sont l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque (intermittentes et complémentaires) avec stockage puis l'étude et la simulation des paramètres dimensionnant ce système permettant d'évaluer les stratégies de contrôle disponibles et les

techniques d'optimisation pour compenser les fluctuations dues à ces deux sources renouvelables pour un coût de fonctionnement minimal. Les nombreux systèmes de production d'électricité basés sur les énergies renouvelables comme source principale présentent certains inconvénients techniques à surmonter. Le couplage entre les deux sources de nature différente et intermittente (éolien et photovoltaïque) d'une part, et avec la charge, d'autre part pose un grand problème lors de la transmission de la puissance maximale de la source vers la charge.

Beaucoup de recherches se sont consacrées à cet effet grâce à l'utilisation de techniques d'extractions appropriées dont le présent travail en fait l'objet propose l'amélioration de quelques techniques d'approches et d'extractions. L'utilisation des techniques de contrôle traditionnelles et nouvelles techniques permettent de trouver le point de puissance maximale de fonctionnement et d'extraire la puissance maximale ce qui augmente la performance et réduit la taille du système et la diminution du coût. Parmi les objectifs de cette thèse est la modélisation mathématique du système éolien et photovoltaïque suivie d'une optimisation du transfert d'énergie entre les sources d'énergie hybrides (PV, éolienne) et le bus DC pour améliorer les performances du système.

Pour atteindre le premier but, à savoir l'analyse du transfert d'énergie dans les sources photovoltaïque et éolienne, nous avons entamé une étude comparative et recherche bibliographique des différentes méthodes MPPT classiques, intelligents et hybrides disponibles dans la littérature. Le deuxième but est soldé par proposition d'une technique pour l'amélioration des algorithmes MPPT classiques, l'algorithme amélioré est validé par la simulation. Pour un développement durable, il serait plus raisonnable et nécessaire d'envisager l'utilisation de systèmes hybrides (photovoltaïques/éoliens) dans les régions isolés car les ressources solaires et éoliennes y sont disponibles et le transport de l'énergie électrique et coûteux.

L'étude préalable pour ce type de système est une étape importante, car un système surdimensionné entraînera des coûts supplémentaires, alors qu'un système sous-dimensionné serait moins fiable. Ainsi, la présente thèse s'articule autour de cinq chapitres présentant les démarches suivantes :

Etat de l'art - Ressources (soleil, vent) – Capteurs (photovoltaïque, turbine) - modélisation et optimisation - dimensionnement - gestion.

Structure de la thèse

Le premier chapitre est composé de deux parties. La première décrit le contexte énergétique actuel, il présente les dernières statistiques mondiales récentes décrivant l'historique, les prévisions et l'évolution rapide de développement et le taux de croissance mondial dans le domaine des énergies renouvelables. A l'échelle nationale, volet y réservé décrit le contexte énergétique algérien par un état de l'art sur le potentiel éolien et photovoltaïque renouvelable disponible, ainsi que l'historique

des projets réalisés, la capacité de production installée suivi par une présentation du programme national de développement des énergies renouvelables en Algérie « EnR » avec ses objectifs à moyen et long terme. En deuxième partie nous présenterons un état de l'art et une description sommaire des différents types de capteurs, sans les capteurs, la conversion d'énergie n'aura pas lieu, cette deuxième partie composée est consacrée l'étude de système de captage et de conversion de l'énergie solaire et éolienne de système hybride adopté.

Consacrée à la conversion de l'énergie solaire, la première partie présente d'une manière explicite le principe de la conversion photovoltaïque qui permet de convertir directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. L'exploitation de l'effet photovoltaïque avec l'avènement des semi-conducteurs à permet de fabriquer des cellules solaires. Il existe différentes technologies pour réaliser des cellules photovoltaïques dont les degrés de maturité, de performance et de durée de vie sont très différents. Un bref rappel sur l'évolution et le développement de la cellule photovoltaïque est présenté associée leurs technologie, Il existe différents types de cellules solaires, selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme Polycristallin, monocristalline ou amorphe et récemment les Cellules organiques et plastiques de la nouvelle génération. La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance, elles sont arrangées en série et en parallèle pour former un générateur photovoltaïque dont l'étude de sa constitution et sa protection ont été abordées, enfin comme toute technologie, on conclut avec les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

Il en va de même pour la deuxième partie qui présente un état d'art de principe de la conversion de l'énergie éolienne. L'énergie éolienne est l'une des plus anciennes sources d'énergie, Le principe de la conversion de l'énergie éolienne désigne l'énergie cinétique véhiculée par les masses d'air et captée par les pales de la turbine qui récupère une partie de cette énergie cinétique du vent et la transforme en énergie mécanique de rotation. Selon le besoin de fournir des puissances grandissantes, les turbines éoliennes sont classées suivant la taille et les ordres de grandeur de puissances associées.

Cette partie présente principalement l'architecture de différents types d'éoliennes conventionnelles (les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontale), de leur fonctionnement et de leur classification, Les éoliennes (Horizontal Axis Wind Turbine) ou à hélice ; à vitesse de rotation lente ou rapide, amont ou aval, de faible ou grande puissance ont pris part de cette étude. De la même manière, nous présentons quelques types spécifiques d'éoliennes, avec lesquelles nous énumérons les avantages et les inconvénients de l'exploitation de l'énergie éolienne pour ces différents types.

La modélisation est nécessaire pour établir une relation entre l'énergie produite par le système hybride éolien-photovoltaïque et la demande, à cet effet, le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation de la chaîne de conversion des systèmes photovoltaïques et éoliens associés à un système de régulation.

S'agissant de deux courants de nature différents, le système de régulation généralement composé de convertisseurs commandés se charge de faire fonctionner le système générateur photovoltaïque et éolien en un point optimal pour la charge des batteries ou de l'injection dans un bus DC. Dans la première partie, nous avons présenté une étude détaillée du modèle standard à une seule et à deux diodes et de l'influence des paramètres interne et externes pour chaque modèle. Les paramètres mesurables d'influence extérieurs intervenants dans le rendement des modules PV ont pris part de cette étude. Une étude des caractéristiques a été envisagée à travers la simulation d'un module PV à une seule diode. La modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque permet de décrire le comportement du système, les différents modèles de simulation des panneaux solaire à l'échelle de la cellule, module ou un champ photovoltaïque sont explicitement présentés, l'étude concernera la présentation et la description et la modélisation des différents modèles existants des cellules. La modélisation de la chaîne de conversion éolienne est présentée en deuxième partie, afin d'évaluer la ressource et le potentiel de production d'énergie de vent il est nécessaire avant tout étude éolien la connaissance du flux de vent, cette partie comprend un volet distincts mécanique et électrique, le premier volet de la conversion de l'énergie éolienne comprend la modélisation du vent et ses limites d'extraction de puissance selon la limite de Betz alors que l'autre volet est réservé à l'étude du fonctionnement du la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP). L'étude du convertisseur est nécessaire dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie éloignées isolée ou connectée au réseau (éolienne, Photovoltaïque, pile à combustible...) de cela cette troisième partie de ce chapitre, on s'est intéressé essentiellement à l'adaptation entre les sources d'énergies et la charge à travers l'élaboration des modèles mathématiques des différents types des convertisseurs les plus utilisés comme les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs. Dans un système à charge variable, les sources d'énergie renouvelables présentent des irrégularités et des discontinuités dans le temps, de ce fait les générateurs d'électricité doivent être adaptés pour produire un maximum de puissance en exploitant au mieux l'énergie du soleil et celle disponible dans le vent.

Pour atteindre cet objectif, de nombreux systèmes de commande sont développés pour maximiser la conversion d'énergie. Au cœur de ce travail, le troisième chapitre traite la stratégie de contrôle des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque et éolienne. Un état de l'art dédié aux différentes méthodes de Poursuite du Point de Puissance Maximale (MPPT) appliquées aux

systèmes hybrides (Eolien-Photovoltaïque) a été présenté en plus des différents modes de connexion de ces deux systèmes avec la charge DC. Dans le cas de la stratégie de commande des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque, le problème de connexion, la classification et les critères d'évaluation sont présentés. Une étude générale est consacrée aux algorithmes de poursuite du point de puissance maximale (classiques, intelligents et hybrides) dédiés aux systèmes photovoltaïques sont présentés, enfin de cette partie en résulte une contribution à l'amélioration des MPPT classiques qui a permis d'améliorer la réponse et la précision de ces algorithmes. Cette contribution est validée et comparée avec d'autres algorithmes à travers des résultats obtenus par simulation en utilisant le logiciel (MATLAB- Simulink).

Pour la maximisation de la puissance mécanique et électrique dans le cas des systèmes éoliens, une étude générale est consacrée aux techniques de Poursuite du Point de Puissance Maximale, dont les algorithmes sont présentés et simulés. La stratégie d'extraction de la puissance maximale dans cette partie est basée sur l'utilisation de deux types de contrôleurs de puissance : indirecte (IPC) et direct (DPC). La production d'électricité au moyen d'un système hybride combinant plusieurs sources d'énergies renouvelables est un grand intérêt pour les pays en développement, comme l'Algérie qui possède de nombreuses régions isolées et éloignées de réseaux classiques de distribution d'électricité. La finalisation de ce travail se traduit dans le quatrième et dernier chapitre, on a présenté les différentes notions liées aux systèmes hybrides (éolien – photovoltaïque) alimentant un site isolé. Un état d'art sur les différentes architectures et classification des systèmes hybrides suivis d'une modélisation énergétique des différents composants du système sont présentées. L'optimisation du système nécessite la connaissance du profil du rayonnement solaire et éolien et de consommation. Le dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien est une étape essentielle, il permet de déterminer la taille optimale et la méthode de dimensionnement appliquée au système hybride est basée sur les moyennes annuelles pour chaque mois et la moyenne du mois le plus défavorable de l'énergie totale reçue.

Le modèle de gestion et d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables (Hybrid Optimization model for Electric Renewables HOMER) est présenté et utilisé pour modéliser le comportement physique d'un système HES et évaluer le coût total d'installation et d'exploitation du système pendant toute sa durée de vie. Le dimensionnement ainsi que l'évaluation économique et écologique du système complet suivi par une estimation et évaluation du coût et de la faisabilité de système par le logiciel Homer est présenté.

Chapitre 1

État de l'Art sur les Systèmes de Conversion de l'Energie Solaire et Eolienne

1- Contexte énergétique et Orientations stratégiques

1.1 Introduction

On appelle énergie renouvelable toute sources d'énergie gratuites, inépuisables, très disponibles, qui peuvent être exploitées directement ou converties. Ce chapitre est composé de deux parties distinctes, la première présente les dernières statistiques qui décrivent l'évolution et le taux de croissance mondiale dans le domaine des énergies renouvelables suivies d'un examen sur le contexte énergétique en Algérie. Dans la deuxième partie, nous allons présenter une description sommaire et des généralités sur les différentes systèmes de conversion de l'énergie étudiées dans ce travail à savoir le solaire et l'éolien.

1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde

Les progrès récents dans de nombreux secteurs industriels et domestiques ont entraîné une augmentation constante de la demande d'électricité. Afin de rattraper le retard pris par rapport aux objectifs de Rio de Janeiro et Kyoto, en 2011 l'ONU a fixé comme objectif à l'horizon de 2030 de produire 30 % de l'énergie utilisée grâce à des énergies renouvelables, contre 13 % en 2010 [1].

Le rapport annuel «Statistiques de capacité renouvelable 2020» de l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables (IRENA) sur les cinq dernières années (2015-2019) est présentée dans la Table 1.1 [2]. À ce jour, la contribution de l'hydroélectricité reste encore dominante (47%) (Figure 1.1). Cependant, on note que cette part qui était de 60 % il y a seulement cinq ans, a régulièrement régressé pour laisser place principalement à l'électricité éolienne (23.5 %) et solaire photovoltaïque (22.8 %) en 2019 [3]. En 2019 seulement 12 GW d'installations hydroélectriques dédiées à la production de l'électricité a été installés contre 11 GW en 2018 [4].

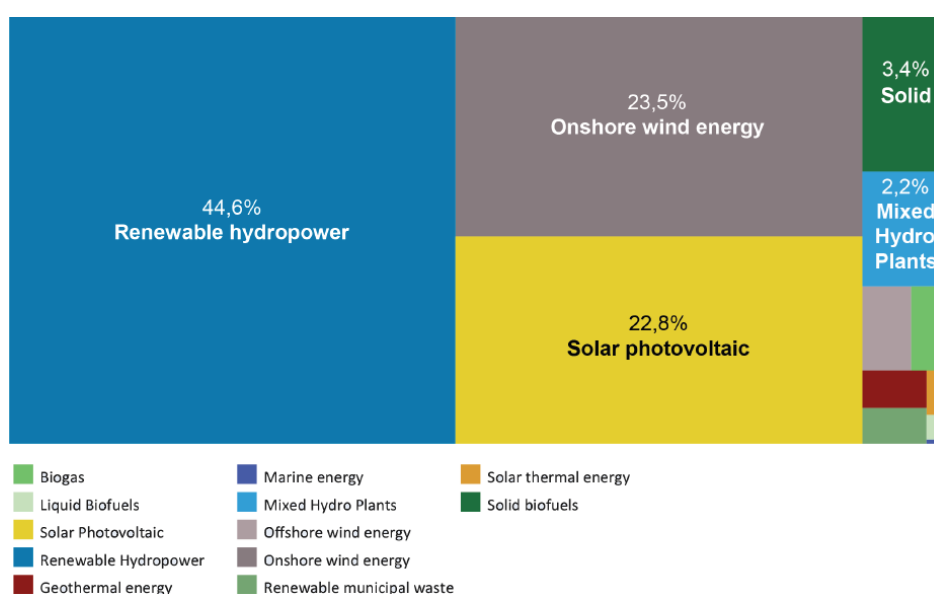


Figure 1.1 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde (2019) [2].

Table 1.1 Capacités de production d'électricité (SR) sur les cinq dernières années [2].

Source Renouvelable primaire (SR)	2015	2016	2017	2018	2019
Hydro-électricité	1099	1129	1156	1177	1189
Éolien (On et Offshore)	416	467	514	564	623
Solaire (CSP+PV)	222	296	389	489	586
Biomasse	97	105	111	117	127
Géothermie	12	12	13	14	15
Totale (GW)	1846	2009	2183	2364	2537

En Afrique, l'hydroélectricité reste peu développée avec une capacité cumulée de près de 37 GW en 2019, ce qui représente que 11% de son potentiel hydraulique techniquement exploitable évaluer à 80 GW [5]. En prévision, la figure 1.2 montre que l'évolution de la capacité de production d'électricité éolienne dans le monde est multipliée par 10 entre 2005 et 2018, passant de 59 GW à 591 GW pour atteindre 651 GW en 2019 [6] dont 29 GW d'installations en mer (Offshore).

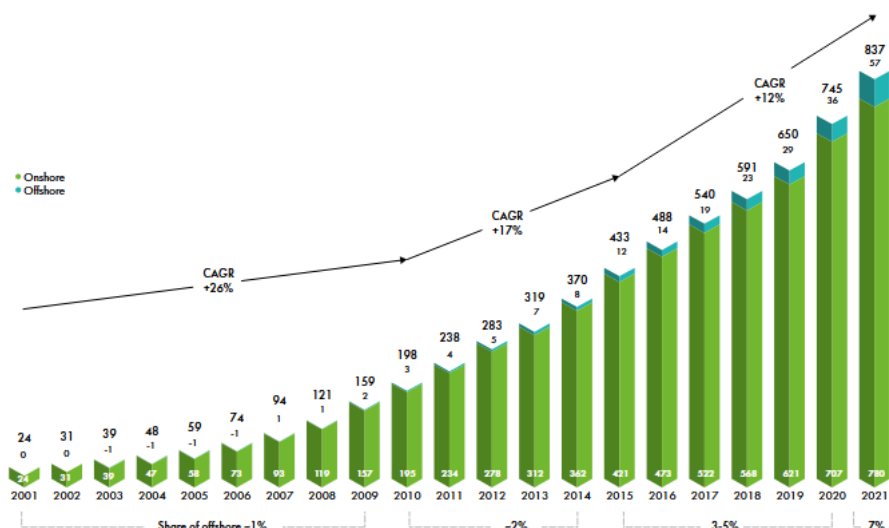


Figure 1.2 Evolution des capacités de production d'électricité éolienne [2].

Les capacités globales projetées à l'horizon 2050 sont estimées à 5044 GW dont 3GW pour l'Asie du sud-est suivie par l'Amérique du nord (1146 GW) et l'Europe (483 GW). Pour ce qui est de l'éolien en mer (Offshore) la capacité globale à l'horizon 2050 est estimée à environ 1000 GW, dont l'Asie domine (613 GW) suivie de l'Europe (215 GW) et l'Amérique du nord (164 GW).

Le solaire est une autre source d'énergie fiable. Le processus de conversion photovoltaïque (PV) s'impose de très loin face au solaire thermique CSP (Concentrated Solar Power). D'après la figure 1.3, le solaire photovoltaïque affiche une progression remarquable pour atteindre une capacité cumulée évaluée à 580 GW en 2019 [7].

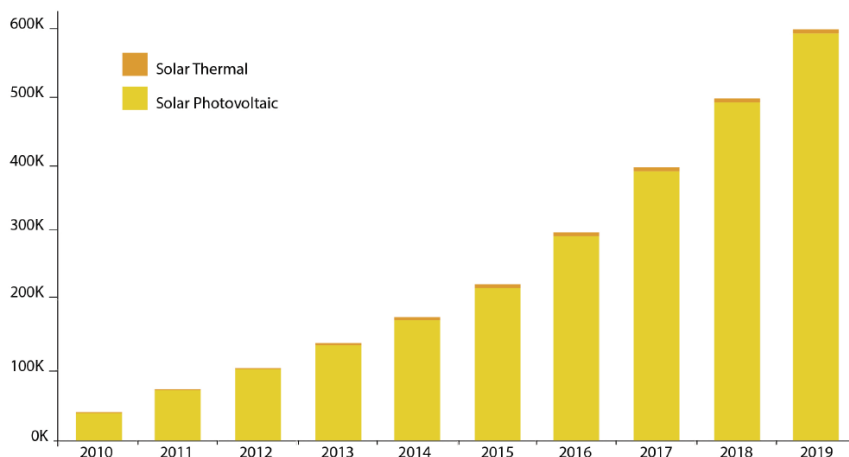


Figure 1.3 Evolution des capacités cumulées d'électricité solaire dans le monde [2].

La répartition des capacités de production d'électricité solaire photovoltaïque selon la figure 1.4, montre une augmentation rapide justifiée par des considérations techniques, économiques et géographiques, [8].

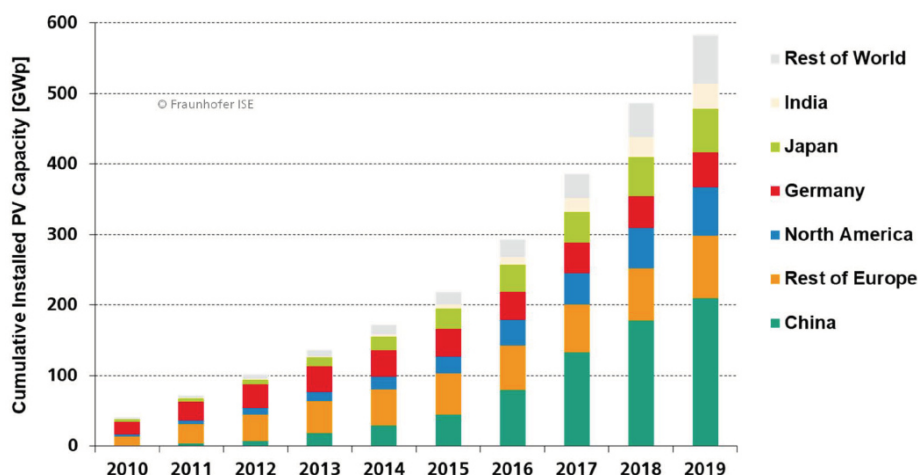


Figure 1.4 Répartition des capacités de production d'électricité solaire photovoltaïque [2].

Le dernier rapport d'IRENA indique que le solaire photovoltaïque continue d'évoluer en tête avec 98 GW supplémentaires (Figure 1.5).

Ceci représente en fait une augmentation de 20 % par rapport à la capacité cumulée en 2018 (489 GW), suivi de l'éolien qui n'a progressé que de 10 %, soit 59 GW de nouvelles capacités, l'hydroélectricité de 1% (12 GW), la biomasse de 5% (6 GW) et la Géothermie (0.7 GW) [9]. La croissance dominante du solaire photovoltaïque par rapport à d'autres ressources renouvelables se reflète à travers les prévisions notamment à l'horizon 2050 [2, 10], dont celui d'IRENA.

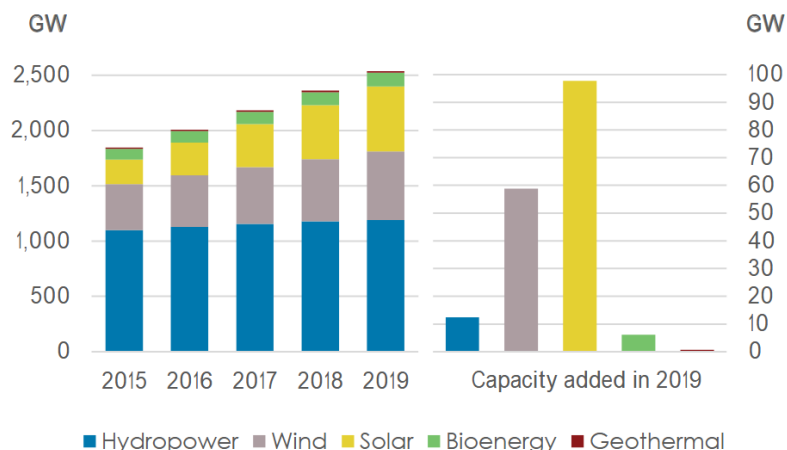


Figure 1.5 Evolution des ressources renouvelables des capacités installées d'électricité

En prévision, présentée par la figure 1.6, La capacité cumulée prévue (8519 GW) en 2050 est 30 % supérieure à celle de l'éolien, avec une contribution toujours prépondérante de l'Asie (4837 GW), suivie de l'Amérique du nord (1728 GW), l'Europe (891 GW), l'Afrique (673 GW) et enfin l'Amérique latine (281 GW), le tout étant soutenu par des investissements annuels moyens d'environ 192 Milliards de dollars US/ an [10].

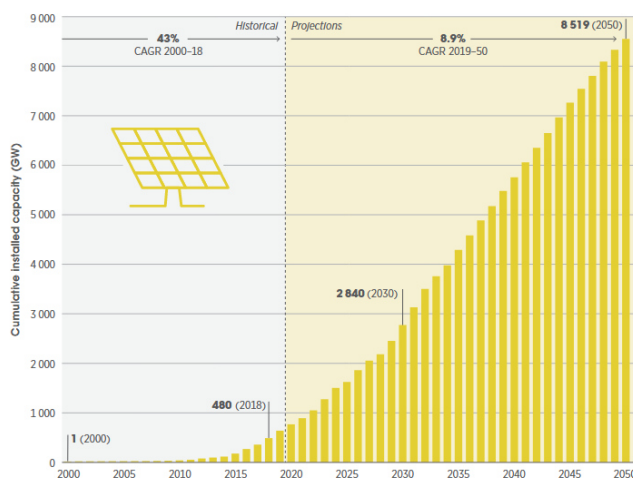


Figure 1.6 Évolution et Prévision capacités cumulées de solaire photovoltaïque [2].

1.3 Contexte Énergétique en Algérie

La production d'électricité en Algérie est principalement basée sur les combustibles fossiles, par sa disponibilité ou plus de 97% de la production totale d'électricité provient des combustibles fossiles (soit 76,02 TWh en 2017. A cause de cette abondance de sources d'énergies fossiles en Algérie et l'absence de politiques environnementales, le développement des énergies renouvelables a connu beaucoup de retard [11]. Le peu qui reste provient des énergies qui se résument pratiquement à une production hydraulique avec (0.7%) et (0.8%) pour le solaire et 0.1% pour

l'éolien [12]. La figure 1.7 ci-après montre la répartition des ressources sur la production d'électricité dans l'Algérie [12].

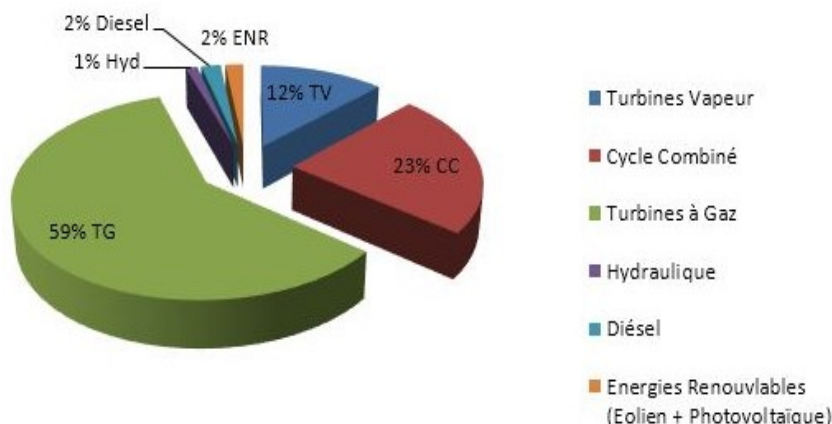


Figure 1.7 Répartition de la production nationale d'électricité en Algérie en 2017

1.3.1 Evaluation Potentiel et capacité installée des énergies renouvelables

1.3.1.1 Evaluation du Potentiel des énergies renouvelables en Algérie

Par sa vaste superficie, l'Algérie possède un potentiel considérable des énergies renouvelables, leurs diversités dépendent des régions et des endroits caractérisés par les conditions climatiques variées. Parmi ces ressources on cite :

a. Le Potentiel solaire en Algérie

De par sa surface et sa situation géographique présentées par la table (1.2), l'Algérie dispose de l'un des gisements solaires les plus importants du monde estimé à près de 5 milliards de GWh [16]. La durée annuelle d'insolation moyenne sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie moyenne reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 KWh, soit près de 1700 KWh /m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays [13]. La cartographie de la figure (1.8) présente la durée d'ensoleillement et la moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale qui varie de 3 KWh/m² au nord et dépasse 5,6 KWh/ m² au Grand Sud (Tamanrasset) [14, 15].

Table 1.2 Répartition de potentiel solaire Algérien [23].

Régions	Régions côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Durée moyenne ensoleillement (Heur/An)	2650	3000	3500
Energie Moyenne reçue (KW/m ² /An)	1700	1900	2650

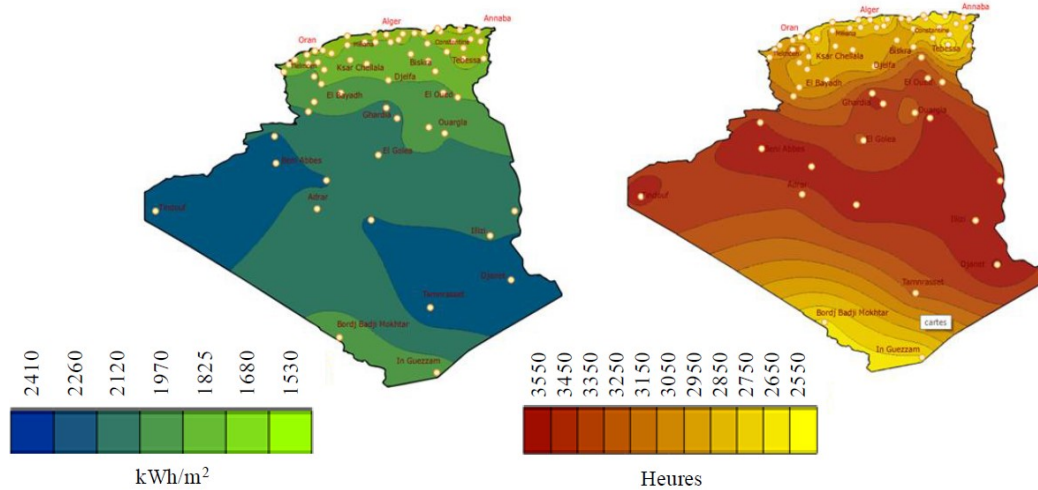


Figure 1.8 Irradiation globale et durée d'ensoleillement annuel en Algérie [23].

b. Le Potentiel éolien en Algérie

En moyenne, le potentiel éolien en Algérie est assez faible. Il varie d'une zone à une autre. Le nord méditerranéen ainsi que les hauts plateaux sont caractérisé par une vitesse du vent moyenne (6 à 7 m/s). Le sud algérien est caractérisé par des vitesses plus élevées atteignant 7 m/s jusqu'à 8 m/s dans la région d'Adrar (In Amguel). [14, 17].

L'atlas des vents a été repris et tracé par Kasbadji [18] en utilisant les données répertoriées en 1990 par Hammouch [19]. Cette carte fût réajustée par le même auteur en 2006 [20]. En 2011, Chellali et al [21] ont contribué à l'actualisation de la carte des vents en utilisant 37 points de mesure directe à travers le pays. Pour sa part Boudia dans son travail [22] introduisait les vitesses moyennes annuelles données de 24 stations météorologiques. La figure (1.9) donne la répartition de la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie [23].

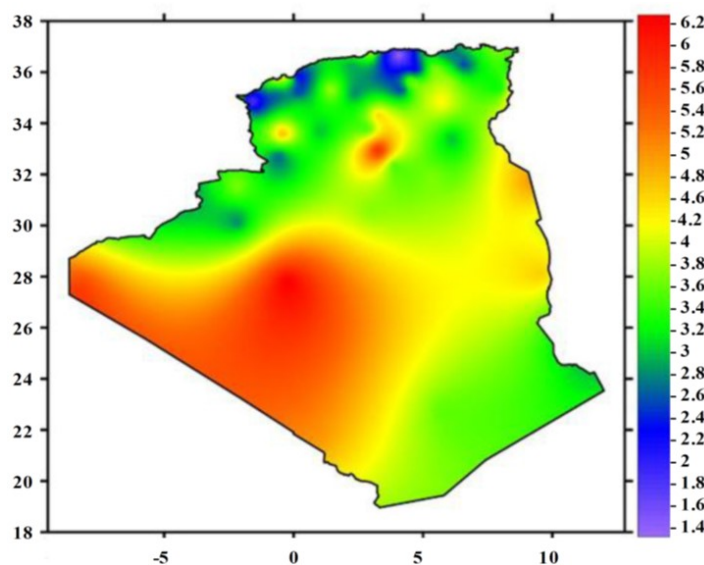


Figure 1.9 Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m du sol (m/s) [23].

1.3.1.2 Capacité de production des énergies renouvelables installée en Algérie

a. Capacité de production de l'énergie Solaires.

La phase d'expérimentation du programme des énergies renouvelables a connu au cours de la période 2011-2016 la réalisation de plusieurs projets et actions dans la filière photovoltaïque. La Table 1.3 (en annexe A) donne l'ensemble des centrales de production réalisées [7, 23].

b. Capacité de production de l'énergie éolienne.

Parmi les premières tentatives de raccordement des éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique en Algérie, on cite l'installation d'un aérogénérateur de 100 KW l'année 1957 sur le site de Grand Vent (Alger). Cette bipale de type pneumatique à pas variable, d'une hauteur de 30 m et d'un diamètre de 25 m (Figure 1.10) fut rachetée par Electricité et Gaz d'Algérie puis démontée et installée en Algérie [21, 23].



Figure 1.10 Photo d'une éolienne de 100 kW de Grand Vent installée en Algérie en 1957

Une autre éolienne a été installée en Algérie, pendant la période de colonisation au sud algérien en 1953, elle est constituée d'un mât de 24 m surmonté d'une hélice à trois pales d'un diamètre de 15 m [22, 24]. À la faveur d'un partenariat Algéro-Français, la wilaya d'Adrar a bénéficié, d'un projet de ferme de 12 éoliennes de 850 kW chacune, localisée dans la zone de Kabertene (80 km au nord d'Adrar). Dans le même cadre de partenariat, les éoliennes fournies par l'espagnol Gamesa délivrent leurs 10 MW de puissance à la vitesse de 8 m/s du vent.

1.3.2 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie à travers un programme ambitieux s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables [21, 22], elle compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la géothermie et le solaire thermique à partir de 2021 [23]. D'ici 2030, un programme mené en deux phases consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 GW dont 12

GW (27 %) seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10GW à l'exportation [11, 25]. Malgré son potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement qui avoisine le 3% de la production d'électricité. en 2030 :

Première phase 2015-2020 : Cette phase verra la production d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW entre biomasse, cogénération et géothermie avec un taux d'intégration des capacités algériennes de 80% par construction d'une usine de fabrication de silicium. De même pour le solaire thermique, il a connu le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de cette filière, il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers la construction d'une usine de fabrication de miroirs et les équipements de stockage d'énergie. En 2013, des études sont achevées pour l'installation et la mise en place de l'industrie éolienne en prévision pour la période 2016-2020. Globalement, l'objectif de la première phase du programme énergies renouvelables vise à parvenir à une production de 1000 MW à moyen terme (2015-2020) avec un taux d'intégration de 50%.

Deuxième phase 2021-2030 : comme premier objectif de cette deuxième phase on prévoit d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable et le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation de certains projets solaires ce qui permettra une production de 10 GW. Pour l'éolien, l'objectif de la deuxième phase du programme vise à parvenir à une production de 5010 MW, le taux d'intégration devrait atteindre 80% sur la même période. Il est également prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des énergies renouvelables sur la même période. Le programme des énergies renouvelables à réaliser à l'horizon de 2030 projette une production de 22000 MW, répartie par filière comme l'indique la table 1.4 en annexe .A [26].

2. Généralités sur les Systèmes de Conversion de l'énergie Solaire et Éolien

2.1 Introduction

Cette partie est consacrée à la présentation générale du système de captage et de conversion de l'énergie solaire et éolienne.

Au début du premier volet, on a exposé l'historique et le principe de l'effet photovoltaïque. Cette conversion utilise des capteurs à base des matériaux semi-conducteurs sensibles aux longueurs d'ondes qu'on appelle cellules « Photovoltaïque PV ».

Un bref état d'art sur l'évolution et le développement de cette cellule est présenté suivi de l'étude de sa constitution, le comportement et l'influence de chacun de ces paramètres internes et externes. Idem pour le deuxième volet un bref historique de système éolien est présenté, ce système

permet de récupérer l'énergie cinétique présentée dans le vent et la transformée en énergie mécanique de rotation à travers la turbine.

On abordera le principe de fonctionnement des éoliens suivis d'une présentation des différents types existant et leurs classifications. On a introduit en dernier lieu les derniers progrès sur les éoliens spécifiques.

2.2 Système de conversion de l'énergie solaire photovoltaïque

2.2.1 Définition

L'énergie photovoltaïque (PV) provient de la conversion directe de l'énergie des photons d'un rayonnement lumineux en énergie électrique. Pour ce faire un système regroupant un ensemble des modules photovoltaïques réalise cette transformation d'énergie donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV). Chaque module est l'association de plusieurs cellules ou photopiles en série/parallèle à base de matériaux sensibles aux longueurs d'ondes [27].

Un système photovoltaïque est composé d'un ensemble d'organes distincts : Le capteur est l'élément de base qui réalise la captation, une partie mécanique porteuse rigide (fixe ou mobile) qui porte les composants du champ PV et une partie électrique de protection et parfois une batterie associée à son régulateur de charge.

Le générateur photovoltaïque (GPV) présente une caractéristique statique de fonctionnement non linéaire et un point de puissance maximale (MPP). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble [28].

La figure (1.11) ci-dessous représente symboliquement les divers éléments du système, dans la pratique, les systèmes utilisent les éléments appropriés aux types de charges et aux conditions locales [29].

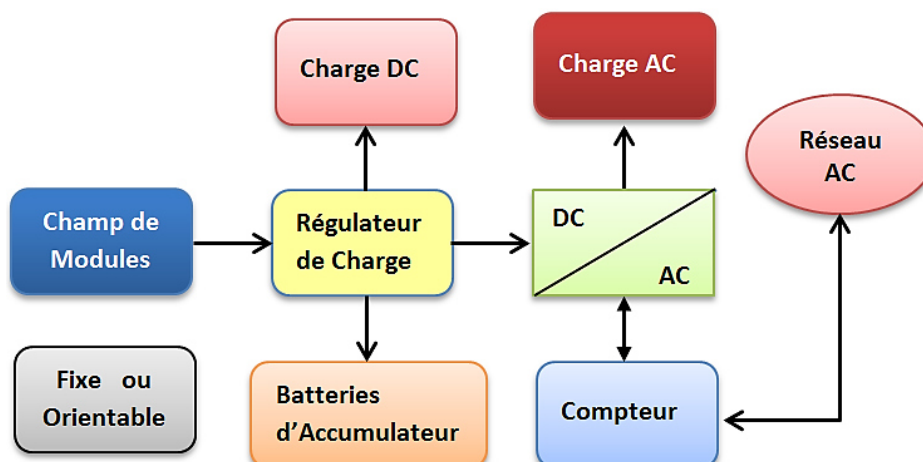


Figure 1.11 Schéma synoptique du système Photovoltaïque général

2.2.2 Historique

"Photovoltaïque" vient du grec 'photos' qui signifie lumière et de 'Volta', éminent savant connu pour avoir découvert l'énergie et inventé la pile. L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par Alexandre Edmond Becquerel lors d'une expérience, où il a constaté l'apparition d'une tension aux bornes de deux électrodes immergées dans une solution électrolytique, lorsque celles-ci étaient exposées à la lumière naturelle. Trente-huit ans plus tard, en 1873 Willoughby a découvert l'effet photovoltaïque dans le Sélénium [30]. En 1875, Werner Von Siemens a exposé ces travaux sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs qui ont permis à Charles Fritts en 1883 de réaliser la première cellule solaire [28]. L'effet photoélectrique a été compris et présenté en 1887 par Heinrich Rudolf Hertz qui en publia les résultats dans la revue scientifique « Annalen der Physik ». Einstein pour sa part expliqua par la suite le phénomène photoélectrique en 1905 et obtint le prix Nobel de physique sur ses travaux en 1921 [49].

La première cellule en silicium monocristalline fut réalisée en 1941 et c'est en 1951 que la première cellule à base de germanium a été introduite. En 1954, par leurs efforts, trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince des laboratoires Bell mirent au point la première cellule photovoltaïque à base de silicium avec un rendement de 6%. Après peu de temps en 1958 [49], la firme Hofmann Electric a proposé une cellule avec un rendement atteignant 9%, cette même compagnie annonce l'introduction d'une cellule à 14 % de rendement [31]. Le développement des programmes spatiaux a ensuite accéléré la demande des cellules solaires à base de semi-conducteurs qui se sont rapidement devenues une source incontournable d'énergie pour l'alimentation des satellites. En 1958 Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

En 1973 l'Université de Delaware (à New York) a construit une maison autonome alimentée par des cellules photovoltaïques [28]. Et c'est en 1985 que la firme RCO Solar réalise le premier module Amorphes, dans la même année les chercheurs de l'université New South en Australie réalisent un remarquable saut pour le rendement de la cellule solaire dépassant 20 %.

Pour améliorer le rendement des cellules, plusieurs travaux se sont basés sur leurs structures comme les cellules à concentration multi jonction ($\eta > 30\%$), les cellules solaires hybrides à colorant ($\eta > 11\%$) et cellules à couches minces ($\eta > 19\%$). En 2007 les cellules solaires organiques ont fait leurs apparitions aux USA avec un rendement qui avoisine ($\eta > 6.5\%$), un an après en 2008, la firme Allemand (HELIATEK) introduit la cellule amorphe avec un rendement de ($\eta > 6\%$). Dans ce contexte, l'université de Chicago (Californie- USA) proposa un autre type de cellule à base de polymères à simple jonction avec un rendement de ($\eta > 6,1\%$).

2.2.3 L'effet photovoltaïque

2.2.3.1 Principe de fonctionnement

La transformation de l'énergie solaire en énergie électrique met en jeu les trois phénomènes physiques suivants :

- l'absorption de la lumière dans le matériau.
- le transfert d'énergie des photons aux particules chargées électriquement.
- la collecte des charges.

Un semi-conducteur est un matériau qui a les caractéristiques électriques d'un isolant, mais pour lequel la probabilité qu'un électron puisse contribuer à un courant électrique quoique faible est suffisamment importante. En d'autres termes, selon la figure (1.12), la conductivité électrique d'un semi-conducteur est intermédiaire entre celle des métaux et celle des isolants [32, 33].

Le comportement des semi-conducteurs, comme celui des métaux et des isolants est décrit via la théorie des bandes, cette théorie stipule qu'un électron dans un solide prend des valeurs d'énergie comprises dans certains intervalles que l'on nomme « bandes permises », lesquelles sont séparées par d'autres bandes appelées « bandes d'énergie interdites » ou « bandes interdites ».

Deux bandes d'énergie permises jouent un rôle particulier dans le comportement du matériau, une bande remplie d'électrons, appelée « bande de valence » et une bande d'énergie permise appelée « bande de conduction ». La bande de valence est riche en électrons mais ne participe pas aux phénomènes de conduction (pour les électrons), La bande de conduction, quant à elle, est soit vide soit semi-remplie d'électrons (comme dans le cas des métaux).

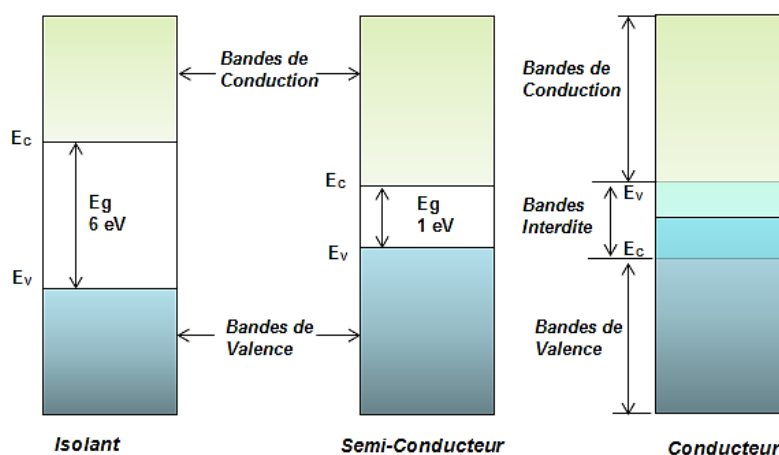


Figure 1.12 Représentation schématique des diagrammes de bandes

Dans un semi-conducteur, comme dans un isolant, ces deux bandes sont séparées par une bande interdite appelée couramment par son équivalent anglais plus court « gap » [33]. L'énergie

d'un photon caractérisé par sa longueur d'onde est décrit par la relation (2.1), cette énergie est soit transmise, soit réfléchi, soit absorbée, lorsqu'elle rencontre un matériau.

$$E = \frac{h.c}{\lambda} \quad (1.1)$$

h : est la constante de Planck ($6.625.10^{-34}$ kg m² s⁻¹ ou (J s), C la célérité de la lumière (m.s⁻¹) et λ la longueur d'onde du photon (m).

Le rayonnement lumineux est composé de plusieurs rais (photons d'énergies de longueurs d'onde différentes), par conséquent lorsque la lumière rencontrera le matériau, une partie du spectre lumineux sera transmise (sans interaction), une partie réfléchi et une autre partie sera absorbée.

- La partie réfléchi dépend de l'indice de réfraction (n) des matériaux traversés.

- La partie absorbée est celle qui permettra la transformation de l'énergie lumineuse en électricité.

La lumière est absorbée par le matériau suivant la loi de Beer-Lambert [34] :

$$I_t/I_0 = 10^{\varepsilon.C.L} \quad (1.2)$$

Et l'absorbance de la densité optique DO est donnée par : $A = \varepsilon.C.L$ avec

C : La concentration de l'espèce absorbante (mole/litre)

L : Le trajet optique exprimé en (cm)

ε : Coefficient d'absorption molaire (L.mol⁻¹m⁻¹)

Le coefficient d'absorption dépend du matériau et de la longueur d'onde de l'énergie incidente. Chaque matériau est caractérisé par son gap et c'est l'écart entre le maximum de la bande de valence et le minimum de la bande de conduction d'un matériau. Lorsqu'un semi-conducteur est exposé à la lumière, l'électron absorbe l'énergie apportée par les photons, si elle est inférieure à celle du gap du matériau, la transition n'est pas possible et le photon n'est pas absorbé. Si l'énergie des photons absorbée par les électrons est supérieure à celle du gap du matériau elle va permettre à l'électron de s'arracher de l'attraction de l'atome [34]. Il y aura, par conséquent, création d'un électron libre et d'un trou qui dans des conditions normales l'électron trouve rapidement un trou pour se replacer et l'énergie apportée par le photon est ainsi dissipée [33]. Les paires électron-trou tendent à se recombiner naturellement provoquant uniquement de l'énergie thermique. Pour réduire le taux de recombinaison, on force les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée au lieu de se recombiner, la création d'un champ électrique permanent au moyen d'une jonction *PN* favoriser les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau. Pour cela, on dope une partie d'un semi-conducteur en atomes ayant un électron de valence supplémentaire, Il y aura dans cette partie un excédent de charges négatives et l'autre partie de semi-conducteur sera

dopée en atomes ayant un électron de valence de moins, la partie dopée de type n sera donneuse d'électrons et la partie de type p aura cette fois un excédent de charges positives ou trous. La mise en contact de ces deux zones crée un champ électrique. Au moment de la création de la jonction P-N, les électrons libres de la région N rentrent dans la couche P et vont se recombiner avec les trous de la région P.

Il existera ainsi, pendant toute la vie de la jonction, une charge positive de la région N au bord de la jonction (parce que les électrons en sont partis) et une charge négative dans la région P au bord de la jonction (parce que les trous en sont disparus), l'ensemble forme la Zone de Charge d'Espace (ZCE) ou règne un champ électrique [35]. La figure (1.13) résume le principe de la conversion photovoltaïque. la zone charge d'espace (ZCE) est une barrière d'énergie composée d'un champ électrique, dont la largeur varie selon la polarisation de la jonction PN, ce champ permet le passage du courant dans le sens direct, les électrons peuvent passer de la région P vers la région N, mais pas en sens inverse ; inversement les trous ne passent que de N vers P.

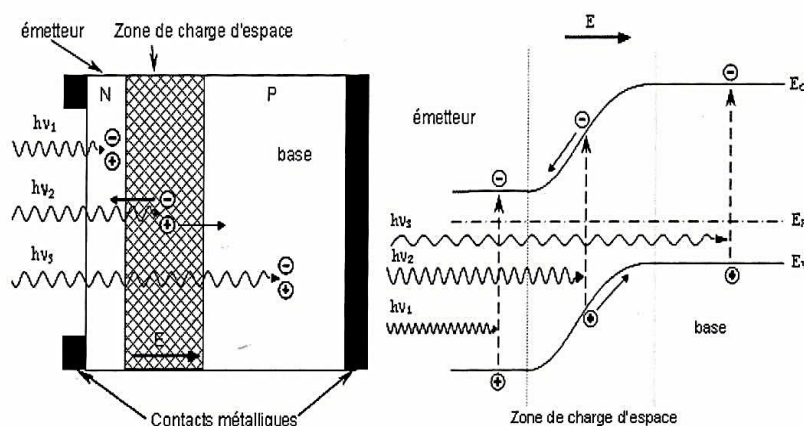


Figure 1.13 Principe de la conversion photovoltaïque (diagramme de bande).

2.2.3.2 Cellule photovoltaïque

La cellule PV ou encore photopile est composée de matériaux semi-conducteurs qui transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique sous l'effet photovoltaïque. Une cellule solaire photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN. Lorsque la cellule PV est excitée par des photons une force électromotrice (FEM) naît aux bornes du semi-conducteur. Cette différence de potentiel mesurable (0.3 V et 0.7 V) crée un courant continu si une charge est connectée [28].

La structure de la cellule photovoltaïque de la figure (1.14) est constituée de deux fines couches semi-conductrice, l'une dopée N et l'autre dopée P, d'une couche antireflet permettant une

pénétration maximale des rayons solaires d'une part et antireflet permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci de l'autre part et d'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.

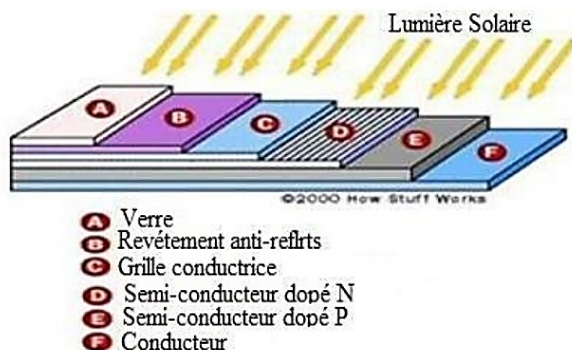


Figure 1.14 Structure basique d'une cellule solaire [11].

2.2.4. Différents types des cellules photovoltaïques

Il existe différentes technologies pour réaliser des cellules photovoltaïques dont les degrés de maturité, de performance et de durée de vie se différent selon le procédé de fabrication. On obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme Polycristallin, Monocristalline ou amorphe [28, 31, 36]. Chaque type de cellule est caractérisé par son rendement, durée de vie et son coût.

2.2.4.1 Technologie à base de silicium cristallin

Cette technologie présente plus de 85% du marché mondial d'aujourd'hui, dont 29% pour le silicium monocristallin et 51% pour le silicium multi-cristallin. Cependant, en raison d'un rendement faible et d'un coût relativement élevé, les chercheurs développent continuellement d'autres alternatives [31].

a. Cellules à base de Silicium monocristallin

Les cellules monocristallines sont construites d'un seul cristal, la première génération de fabrication des cellules monocristallines est élaborée à partir de fines tranches d'un bloc de silicium cristallisé. Le silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau pur en monocristal après refroidissement. La tranche de silicium (WAFER) est découpée selon l'épaisseur voulue et traitée à l'acide. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le Wafer devient une cellule.

Les cellules monocristallines de la figure (1.15) sont d'une forme ronde ou presque carrées et présentent une couleur bleu uniforme, comparés aux autres types de panneaux solaires photovoltaïques, ils ont un rendement plus élevé de 15 à 22 % [27, 36].



Figure 1.15 Cellule Silicium monocristallin

b. Cellules à base de Silicium poly-cristallin

Les cellules poly-cristallines sont fabriquées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples collé et sans procédé de purification, ce qui rend sa structure hétérogène et présente des orientations différentes des cristaux comme le montre la figure (1.16) [28].

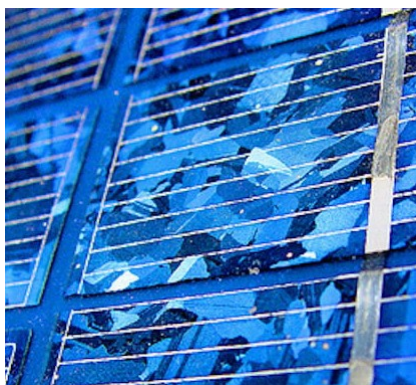


Figure 1.16 Cellule Silicium poly-cristallin

La technologie de fabrication de la cellule Polycristallin est la plus utilisée grâce à son simple procédé de fabrication et le faible coût de production. A elle seule, elle représente près de 50% du marché. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 10 et 15% selon les fabricants. Sa durée de vie est estimée à 30 ans [27, 28].

2.2.4.2 Technologie des couches minces

a. Silicium amorphe

Les cellules PV dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération. C'est une technique qui évite les pertes de découpes des lingots. Les cellules amorphes (a-Si) ont un coût de production faible et un rendement qui varie de 5 à 8% (13% en laboratoire). C'est un procédé technologique qui permet d'avoir des couches très minces à plusieurs jonctions déposées sur du verre, du plastique souple ou du métal, polymère, par

vaporisation sous vide d'une épaisseur de 1 à 4 μm seulement [29]. L'efficacité d'une cellule en silicium amorphe (a-Si) est environ (7-11 %), les meilleurs rendements sont obtenus avec des cellules à triples jonctions [29, 30].

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies poly-cristallines ou monocristallines. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à très bas coût [28]. Les cellules amorphes présentées dans la figure (1.17) sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire.



Figure 1.17 Cellule photovoltaïque à couche mince (silicium amorphe)

Les cellules amorphes présentent un rendement supérieur dans de mauvaises conditions d'ensoleillement et réagissent mieux à la lumière diffusée. Généralement, le rendement faible est compensé par une plus grande surface d'exposition [31].

D'autres technologies commencent à être commercialisées, il s'agit de la technique de la couche mince avec d'autres matériaux que le silicium amorphe, tels que le tellure de cadmium C_dT_e et les alliages à base de cuivre, d'indium et de sélénium (CIS). Leur rendement est plus élevé que celui des cellules [31]. Ce matériau C_dT_e présente à la fois un gap optique de 1,45 eV idéalement adapté au spectre solaire et un grand coefficient d'absorption lui permettant d'absorber la quasi-totalité du spectre visible. Son rendement peut atteindre jusqu'à 16 % en laboratoire et 9 % en usine. Le CIS présente les mêmes particularités (bonne adaptation aux rayonnements diffus, faible altération par les obstacles) que les cellules « amorphes » pour un rendement meilleur et un coût d'investissement moindre. Ces technologies possèdent de bons rendements atteignant 19%.

b. Cellules organiques et plastiques

En raison des coûts élevés des cellules solaires, une nouvelle génération de cellules solaires de troisième génération a émergé [35]. Les cellules solaires organiques sont composées de matériaux organiques ou polymères. Ils sont peu coûteux mais de faible efficacité. Ces cellules comprennent deux types : des cellules de type humides (Figure 1.18-a) et des cellules de type polymères

organiques plastiques (Figure 1.18-b). Malgré leurs avancées technologiques rapides, ces cellules ne sont pas stables en performance et leur durée de vie est courte.

Une autre nouvelle génération est développée, les cellules solaires à colorant (DSSC) ou cellules de Grätzel du nom du son développeur. Les cellules solaires à colorant multifonction présentent des avantages spécifiques de par leur rendement élevé, faible coût et de simples procédures de fabrication, de plus ce sont des cellules transparentes et de bonne plasticité. Le rendement des différents types de cellules est récapitulé dans la table (1.5) en annexe .A

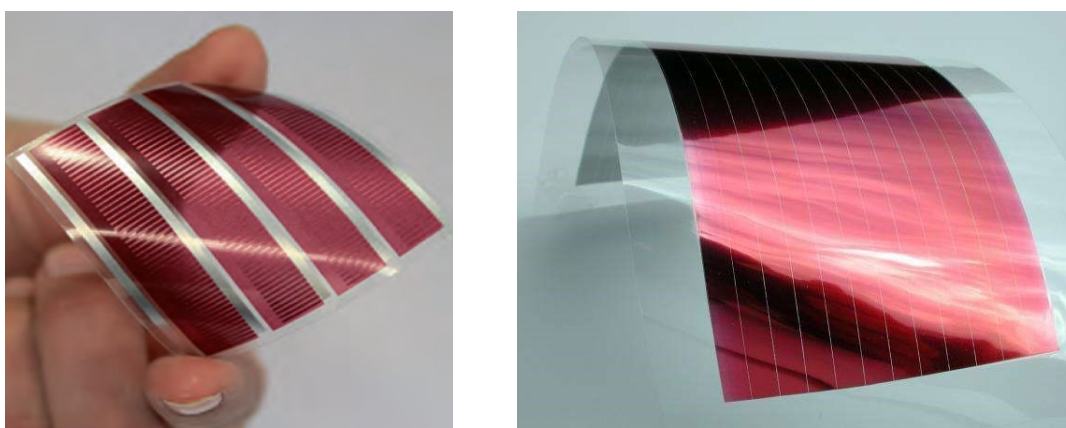


Figure 1.18 Cellule solaire organique type humides (a) et plastique (b)

2.2.5. Générateur photovoltaïque (GPV)

2.2.5.1 Constitution d'un module photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance, de quelques dizaines de centimètres carrés (150 cm^2) elle délivre au maximum quelques watts sous une très faible tension (de l'ordre de 0.6 à 0.8) [35]. Afin de fournir à la charge une tension et une puissance adéquates, plusieurs cellules PV doivent être connectées entre elles pour former ce qu'on appelle « un module ». Les modules peuvent être assemblés en série et/ou en parallèle pour former des panneaux schématisés par la figure (1.19), eux-mêmes interconnectés pour former un champ PV [31]. La plupart des panneaux photovoltaïques commerciaux sont constitués par des modules ou sous-réseaux de cellules connectés en série. Chacun de ces module est lui-même constitué d'un groupe de cellules connectées en série ou en parallèle. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel [30]. La puissance que peut fournir un module est fonction de sa surface, de sa température et de l'ensoleillement incident. Elle s'exprime en Watt-crête et représente la puissance délivrée dans les conditions normalisées de l'ensoleillement maximal STC (1000 W/m^2) et de température de référence (25°C).

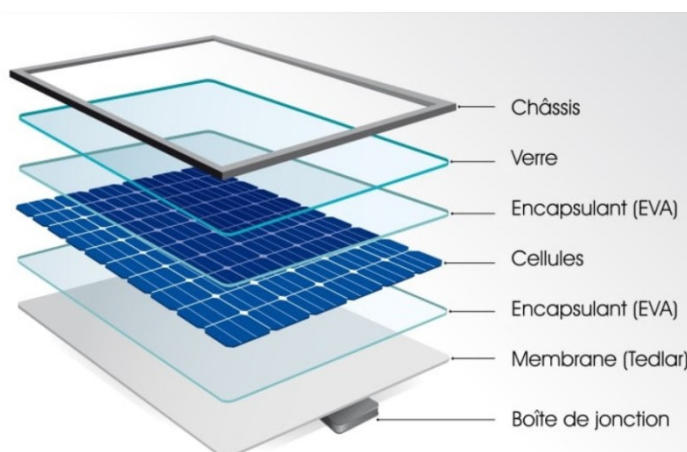


Figure 1.19 Composition d'un générateur photovoltaïque

2.2.5.2 Mise en série

Une association de n_s cellules en série (Figure 1.20) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. Selon l'équation (1.3).

$$V_{SCO(n_s)} = n_s \cdot V_{co} \tag{1.3}$$

$$I_{CC} = I_{SCC} \tag{1.4}$$

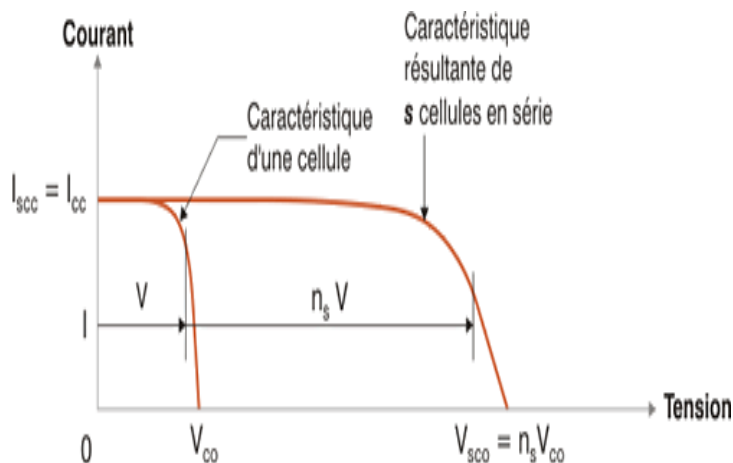


Figure 1.20 Caractéristique résultantes d'un arrangement de n_s cellules en série(a)

2.2.5.3 Mise en parallèle

L'association parallèle de n_p cellules est décrite par la figure (1.21). Les cellules partagent la même tension et la caractéristique résultant du groupement parallèle est obtenue par addition des courants élémentaires de chaque cellule. L'équation (1.5) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{PCC} = n_p \cdot I_{CC} \tag{1.5}$$

$$V_{PCO} = V_{CO} \quad (1.6)$$

Les deux types de regroupement sont souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités. Ainsi, pour n_s cellules en série, constituant des branches et n_p branches en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{PV} = n_s V_{cell} \cdot n_p I_{cell} \quad (1.7)$$

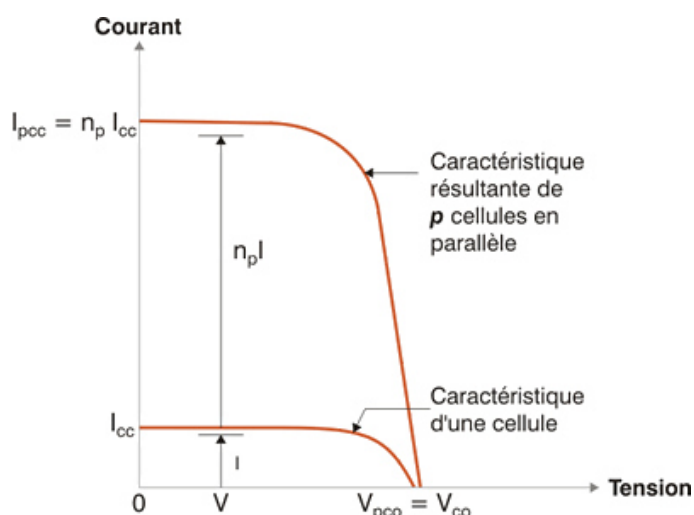


Figure 1.21 Caractéristique résultantes d'un arrangement de n_p cellules en parallèle

2.2.6 Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque

2.2.6.1 Les avantages de l'énergie photovoltaïque

La technologie photovoltaïque présente un impacte de qualités sur le plan écologique, puisque le silicium utilisé est abondant sur terre. Le procédé technologique de fabrication repose sur une technologie propre et non polluante dont le produit fini n'est pas aussi polluant et les panneaux sont dans la plus parts des cas Recyclable.

Le caractère modulaire des panneaux PV permet un montage simple et adaptable aux besoins énergétiques de chaque projet. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant des centaines watt à des dizaines de mégawatts, le système est adapté aux situations de toutes les régions et habitat isolé.

L'énergie PV est renouvelable, fiable et présente une simplicité de mise en œuvre. Le coût de fonctionnement et l'entretien sont voués à la diminution. Le GPV est fiable pour un long durée (pas moins de 25 ans). Le coût des cellules solaires tend à décroître grâce aux économies d'échelle induites par l'expansion du marché photovoltaïque et les avances technologiques. Les états favorisent l'expansion du photovoltaïque en encourageant les sociétés à travers des Allègement fiscal et prime à l'intégration au bâti.

2.2.6.2 Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque

La fabrication de certains modules PV requiert des investissements d'un coût élevé. Les générateurs PV ne sont compétitifs que pour les demandes d'énergie en régions isolées. La production d'électricité dépendant du niveau d'ensoleillement et devient nulle la nuit ce qui nécessite un stockage de l'électricité coûteux. La mise en œuvre nécessite aussi de grande surface pour pallier le faible rendement, elle est régie par des règles d'implantation strictes pour garantir un rendement optimal comme l'orientation, l'inclinaison et l'exposition solaire sans obstacle etc.

Les éléments de système photovoltaïque possèdent une durée de vie et nécessitent un entretien périodique pour un coût assez faible. Le coût de production reste stable mais toujours élevé, en raison des investissements coûteux liés à la recherche et au développement par la haute technologie.

2.3. Système de conversion de l'énergie éolienne

2.3.1 Historique

L'énergie éolienne est citée comme l'une des plus anciennes sources d'énergie après le bois. Par sa disponibilité, elle fut exploitée pour satisfaire les besoins énergétiques à l'époque, cette énergie propre fut utilisée pour la propulsion des navires, le fonctionnement des moulins à blé et les constructions d'irrigation pour le pompage d'eau.

L'utilisation de l'énergie éolienne a commencé en 3000 avant Jésus-Christ (J-C) environ par les phéniciens qui construisirent des bateaux propulsés grâce à la voile [37, 38]. En 1700 Avant (J-C) Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie en utilisant la puissance du vent. Les premiers moulins conçus pour mouliner du grain ou pomper de l'eau remontent au 400 avant (J-C) [39]. Au début du Moyen Âge, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition en Europe. On les emploie tout d'abord pour moulinier le grain et furent aussi exploités pour extraire l'huile des noix, scier du bois et pour la préparation des poudres de couleur entrant dans la composition des teintures et pour la fabrication du tabac [40, 43]. Dès le XIV^e siècle, les moulins à vent deviennent le principal apport d'énergie en Hollande et au Danemark où le nombre des moulins sont estimés à plus de 30000 sur 200000 moulins recensés dans toute l'Europe [40].

À l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent annoncent leur disparition progressive et c'est en 1802 que vint l'idée de transformer l'énergie éolienne en énergie électrique [38]. Lord Kelvin inventeur à essayer d'associer la génération de l'électricité au mouvement de l'éolien. Et c'est en 1850 que naît le principe de la dynamo et l'apparition des éoliennes modernes dites « les aérogénérateurs » [38, 41, 42].

En 1887 le premier moulin à vent pour produire de l'électricité fut installé en Ecosse et fournissait de l'électricité pour un chalet. Fin du 18ème et le début de 19ème siècle ont vu un essor grandissant pour les petites éoliennes à usages agricoles tels que le pompage et l'irrigation, ces dernières étant situées surtout dans les zones peu densément peuplées ou isolées et sans connexion au réseau de distribution [41]. En 1891 Poul la Cour, l'inventeur danois construisit sa première éolienne d'une puissance de 25 KW en se basant sur les principes de l'aérodynamique [42].

Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis pour les campagnes isolées [42]. Dans les années 60, environ 1 million d'aérogénérateurs étaient en service dans le monde. En 1973 la crise pétrolière a ravivé l'intérêt pour l'énergie éolienne et incité les gouvernements à financer des projets de recherche. Ces programmes ont stimulé le développement et la mise en œuvre de nouvelles conceptions d'éoliennes. Aux États-Unis des « fermes éoliennes » dites aussi « parcs éoliens » de 300KW à 1.5MW raccordés aux réseaux de distribution ont vu le jour [40]. Le nombre de machines installées n'a cessé d'augmenter avec une forte croissance à la fin des années 90 [42, 43].

2.3.2 Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne désigne l'énergie cinétique véhiculée par les masses d'air, elle se manifeste par la force exercée par le vent sur les pales d'une hélice. La turbine en tant que capteur mécanique récupère une partie de l'énergie cinétique du vent contenue dans la surface balayée par l'hélice et la transforme en énergie mécanique de rotation. Cette énergie mécanique peut être exploitée principalement de deux manières [28, 44]:

- 1- le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour abreuver le bétail).
- 2- l'éolienne est accouplée à un générateur électrique pour produire de l'électricité, le générateur fonctionne de manière autonome ou il est relié à un réseau électrique [41, 45].

L'énergie éolienne est une énergie intermittente et "renouvelable" caractérisée par sa distribution aléatoire spatiale et temporelle.

Son exploitation nécessite un dispositif de captage et de conversion plus communément appelé l'éolienne. C'est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent capté à travers les pales en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [46].

Le SCE (Système de Conversion Eolien) de la figure (1.22) est constitué d'un générateur électrique, entraîné par une turbine éolienne, un multiplicateur et d'un système de commande, d'un convertisseur statique et /ou d'un transformateur.

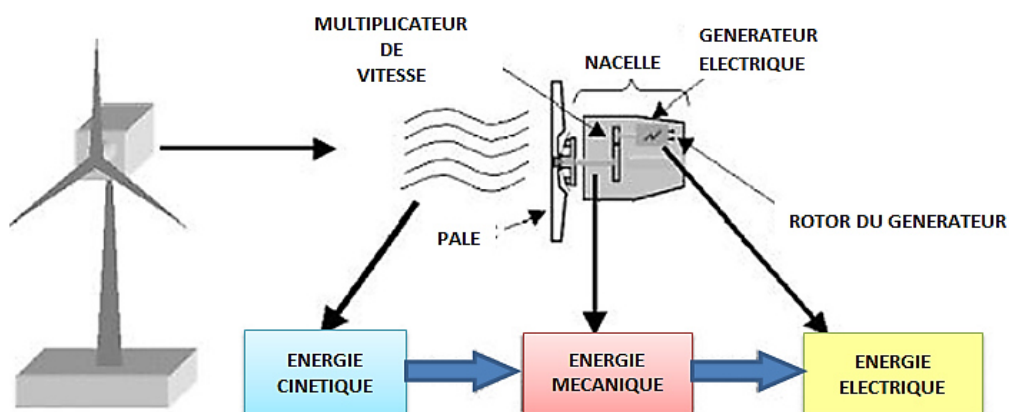


Figure 1.22 Système de Conversion de l'énergie cinétique du vent (SCE)

Le SCE doit être adapté au site et à ses besoins, Il faut étudier au préalable la faisabilité et la rentabilité du système.

L'énergie produite peut être soit consommée soit injectée dans le réseau. Cette dernière solution étant économiquement et techniquement beaucoup plus pertinente [47]. On distingue deux types d'emplacement d'éoliennes. Les éoliennes onshore (terme américain signifiant sur le sol), et les éoliennes offshore (en mer) [48].

2.3.3 Architecture d'une éolienne

De manière générale, une éolienne est constituée principalement de 4 parties distinctes : le rotor, la nacelle, le mât, la fondation (Figure 1.23).

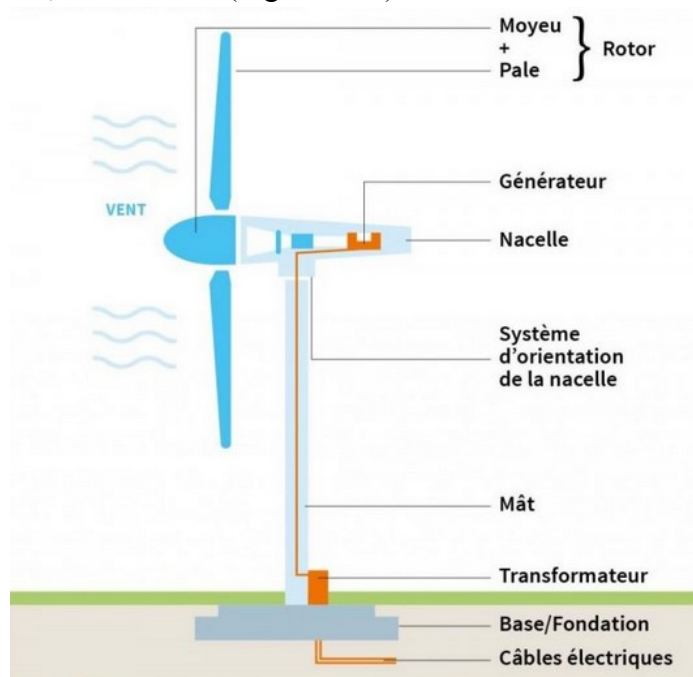


Figure 1.23 Détail des éléments d'une éolienne

2.3.3.1 Rotor

C'est la partie rotative de l'éolienne qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. C'est un ensemble composé des pales (en général 3) et du nez de l'éolienne solidaire à l'arbre primaire appelé le moyeu. Les pales sont constituées de matériaux composites à la fois légers et rigides, résistantes, elles mesurent actuellement entre 60 et 180 mètres de long et tournent à une vitesse de 12 à 15 tours par minute [48]. Les rotors à vitesse fixe sont souvent équipés d'un système d'orientation des pales qui permet à la génératrice de fonctionner presque au voisinage du synchronisme et d'être connecté directement au secteur sans dispositif d'alimentation électronique. Pour les rotors à vitesse variable, en revanche, le dispositif d'orientation des pales est simplifié et nécessite une interface électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge [49].

2.3.3.2 Nacelle

Montée au sommet du mât, son rôle est d'héberger la génératrice et ses périphériques, ainsi que tous les équipements automatisés de contrôle et d'asservissement de l'ensemble des fonctions de l'éolienne. La figure (1.24) présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants, Elle comprend les éléments suivants [42, 50]:

a. Arbre secondaire

Il comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor lors des opérations de maintenance et d'empêcher l'emballement de la machine.

b. Multiplicateur de vitesse

Il sert à augmenter la vitesse de rotation de l'arbre secondaire de la génératrice, pour certains générateurs électriques classiques, la faible vitesse de rotation de l'éolienne ne permet pas la génération de courant électrique dans de bonnes conditions. [42, 50].

c. La génératrice

Différents types de génératrices peuvent être rencontrés.

d. Le contrôleur

C'est un calculateur électronique chargé de surveiller et de gérer le fonctionnement de l'éolienne, il est capable d'initier le démarrage de la machine et de contrôler la variation de pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor-nacelle face au vent afin de maximiser la récupération d'énergie et de réduire les contraintes instables sur l'installation.

e. Le frein à disque

Il permet d'arrêter le système en cas de surcharge ou anomalie du système.

f. Dispositifs de refroidissement : ventilateurs, radiateurs d'eau, ou d'huile.

g. Le dispositif d'orientation de la nacelle

L'orientation est assurée par des moteurs électriques via une couronne dentée. Les éoliennes sont équipées d'un système d'orientation et de verrouillage une fois la position optimale est trouvée, cela évite une sollicitation constante des moteurs et permet également de bloquer l'éolienne lors des opérations de maintenance [42, 50].

h. L'anémomètre et la girouette

Ils sont situés à l'arrière de la nacelle, mesurant respectivement la vitesse du vent et détermine sa direction, ces informations (données) permettent au système de contrôle de démarrer l'éolienne lorsque la vitesse du vent dépasse environ 4 m/s et d'orienter la nacelle. Par protection le système de contrôle électronique arrête automatiquement l'éolienne si la vitesse du vent dépasse 25 m/s [42, 50].

i. La cabine de dispersion

La nacelle est abritée dans une enveloppe conçue en tant qu'une cage de Faraday. Le caisson doit être parfaitement étanche, accessible aux opérateurs et bien équipé en éléments de sécurité. En général, la structure de la nacelle est métallique et le capotage est en composites avec de la fibre de verre.

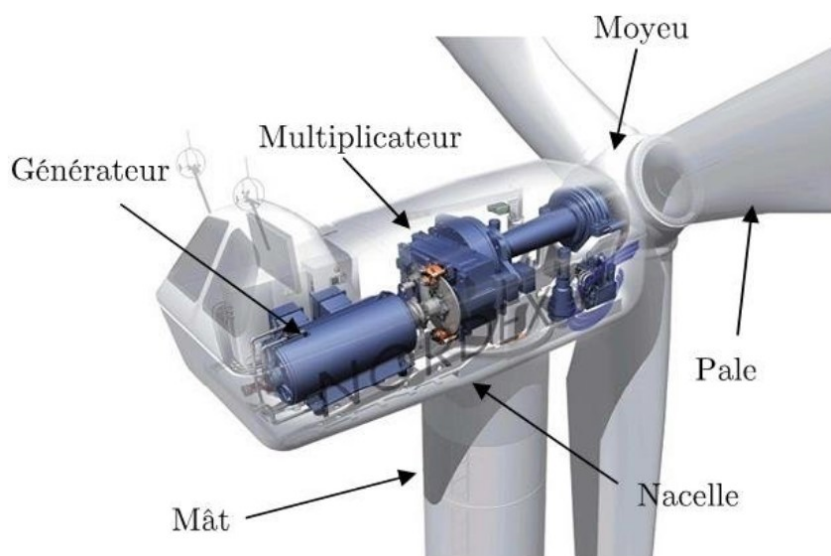


Figure 1.24 Constitution et principe de fonctionnement d'une éolienne

2.3.3.3 La Tour (Mât)

Son rôle est d'une part, supporter l'ensemble rotor et nacelle pour éviter que les pales touchent le sol d'autre part de positionner le rotor à une hauteur suffisante afin d'extraire au maximum le gradient de vent qui existe à proximité du sol améliorant ainsi le captage de l'énergie [49]. Selon la taille des turbines éoliennes on distingue : une tour autoportante, tubulaire, une tour en treillis ou une tour de béton massive. [50].

2.3.3.4 La fondation

Les éoliennes terrestres sont généralement soutenues par une fondation en dalle ou une fondation sur pieux. Les conditions du sol (solide ou mou) sur le site spécifique déterminent généralement si une fondation en dalle ou une fondation sur pieux est choisie.

Pour le système éolien offshore, une telle structure de fondation subira en plus des charges de l'éolienne des charges dues au courant, aux vagues et à la glace en raison de son placement dans un environnement marin.

2.3.4 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Quand le vent se lève, grâce à la centrale de mesures de vent et son orientation située à l'arrière de la nacelle, l'automate commande un mécanisme d'orientation qui permet de placer l'éolienne face au vent et les trois pales sont mises alors en mouvement par la seule force du vent lorsqu'il dépasse un seuil minimal de démarrage. Cette tripale à vitesse lent entraîne avec elles le moyeu, le multiplicateur, l'arbre rapide ou le rotor, et la génératrice.

Lorsque le vent est suffisant (4 m/s soit 14.5 km/h), le rotor tourne alors à sa vitesse nominale aux environs de 30 tr/min et selon le type de la génératrice le système commence à produire de l'énergie électrique, pour une vitesse de rotation nominale établies l'éolienne peut-être couplée au réseau électrique. Lorsque le vent augmente atteignant les paramètres optimale de l'éolienne celle-ci fournit sa puissance nominale.

Cette puissance est maintenue constante aux alentours de la vitesse nominale en contrôlant la portance exercé ses les pales en modifiant l'angle de calage des pales qui pivotent sur leurs roulements. Lorsque le vent dépasse 90 km/h, les pales sont mises en drapeau et leur portance devient quasiment nulle, le rotor tourne en roue libre et la génératrice est déconnectée du réseau et le système ne produit pas d'électricité [39].

En cas d'arrêt d'urgence, un frein à disque placé sur l'axe rapide permet d'isoler la machine en sécurité [39, 51]. Pour la plus part des éoliennes, la vitesse de rotation de l'hélice est de 12 à 15 tours/minute, à travers un multiplicateur elle est augmentée jusqu'à environ 1500 tours/minute, c'est la vitesse de l'arbre principal nécessaire au bon fonctionnement de la génératrice.

Des convertisseurs électroniques de puissance ajustent la fréquence du courant produit par l'éolienne à celle du réseau électrique auquel elle est raccordée (50 Hz). Généralement, l'alternateur produit une tension de l'ordre de 600 à 1000 volts à travers un transformateur de puissance intérieur et elle est élevée jusqu'à un niveau de 20 ou 30 KV. Pour les grandes centrales éoliennes de 10 à 15 MW de capacité, le niveau de tension de raccordement est généralement de 20 KV. Pour les centrales de capacité plus importante le niveau de tension de raccordement peut aller de 60 à 90

KV, voire même 225 KV [46]. La puissance d'une éolienne classique moyenne est de 1 à 1,5 MW, mais les éoliennes de la nouvelle génération atteignent 2 à 3 MW et des modèles de 5 MW sont d'ores et déjà testés et implantée par les constructeurs [46].

2.3.5 Classification des turbines éoliennes

Avec les développements récents et le besoin de fournir des puissances grandissantes au réseau, les constructeurs et les chercheurs mettent au point des éoliennes de plus en plus grandes et puissantes. Pour adapter au maximum la force du vent moyenne annuelle disponible à la demande de la puissance, on augmente la taille de l'hélice.

Les progrès de la science des matériaux ont permis la construction d'aubes en fibre plus solides et plus légères, ainsi que des conceptions améliorées de tours et de fondations permettant la construction d'appareils de plus en plus imposants. En 2010, les éoliennes de 3MW étaient la dernière nouveauté. Aujourd'hui, des appareils individuels de 3 et 10 MW sont en production commerciale. La figure (1.25) montre le développement de la croissance sur la taille des éoliennes en relation avec la puissance électrique délivrée au cours des dernières décennies [48].

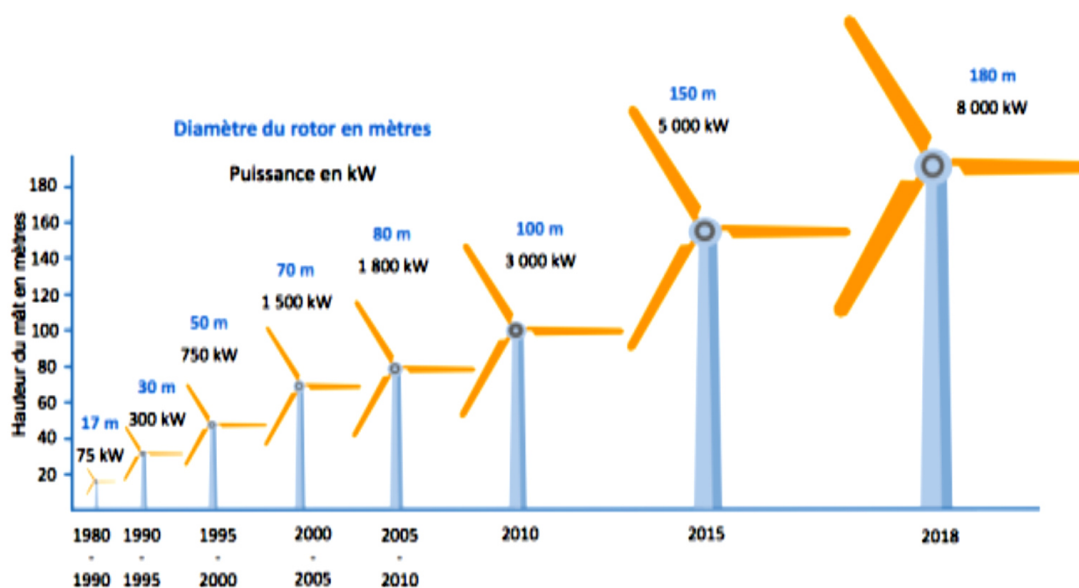


Figure 1.25 Evolution de la taille des éoliennes avec la puissance produite.

On définit différentes classes de taille d'éoliennes dont la puissance dépend essentiellement de la surface balayée par le rotor (diamètre du rotor). De plus on peut classer les générateurs éoliens selon différents critères [53]: selon le type du capteur (à axe horizontal ou vertical), type de génératrice, avec ou accouplement et le mode fonctionnement (vitesse fixe ou variable). Dans la table (1.6) les dénominations de taille et les ordres de grandeur de puissances associées sont exposées [52] :

Table 1. 3 Classification des turbines éoliennes.

Echelle	Diamètres de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	de 12 m à 45 m	de 40 KW à 1MW
Grande	de 46 m et Plus	1MWet Plus

2.3.6 Les différents types d'éoliennes.

Les éoliennes sont classées suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement trois types classiques de turbines éoliennes [42]:

- 1- Eolienne à axe vertical
- 2- Eolienne à axe horizontal
- 3- Eolienne spécifique

2.3.6.1 Eolienne à axe vertical

VAWT (Vertical Axis Wind Turbine), les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. L'axe de rotation est vertical et perpendiculaire à la direction du vent. Elles fonctionnent selon le principe des roues hydrauliques avec une direction du vent perpendiculaire à l'axe de rotation [54].

Une éolienne à axe vertical fonctionne et s'auto adapte facilement à toutes les directions du vent et ne nécessite pas de dispositif pour orienter la machine. L'arbre de ces éoliennes est soumis à des fortes contraintes mécaniques et pour certains types elles nécessitent une poussée auxiliaire pour démarrage. Il existe deux modèles : le type "Savonius" et le type "Darrieus" [40].

a. L'éolienne Savonius

Cette machine moins complexe dans sa fabrication porte le nom de son inventeur (l'ingénieur finlandais) brevetée en 1925 [50].

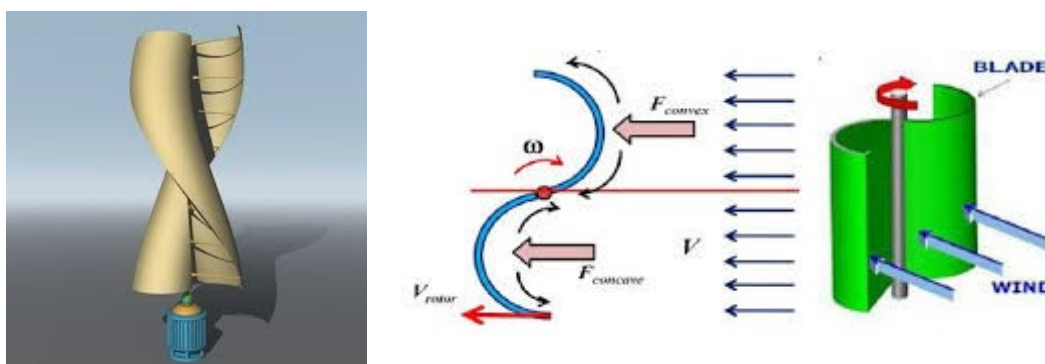


Figure 1.26 L'éolienne Savonius avec l'effet du vent

Sans système d'orientation, cette machine est sensible à la vitesse du vent (de l'ordre de 2 m/s) et Il comporte principalement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre (Figure 1.26). Son fonctionnement repose sur le principe de la trainée différentielle : les forces exercées par le vent de part et d'autre d'un corps creux sont d'intensité différente. Malgré ces avantages, cette éolienne ne développe pas de grandes puissances et a un faible rendement qui ne dépasse pas 50% la limite Betz.

b. Les éoliennes de Darrieus

Ce type d'éoliens a été breveté au début des années 1930 par l'ingénieur français Georges Darrieus [55]. Ces éoliennes peuvent développer plus de puissance. Son fonctionnement est basé sur son profil. Le rotor est composé de deux longues pales incurvées qui se rejoignent aux extrémités de l'axe. Leur fonctionnement est basé sur l'exploitation du profil de la pale qui placée dans un flux d'air à des angles différents est soumise à des forces de direction et d'intensité progressive [38], la figure (1.27) montre la résultante de ces forces générées. Le couple de démarrage de ce type d'éoliennes est très faible.

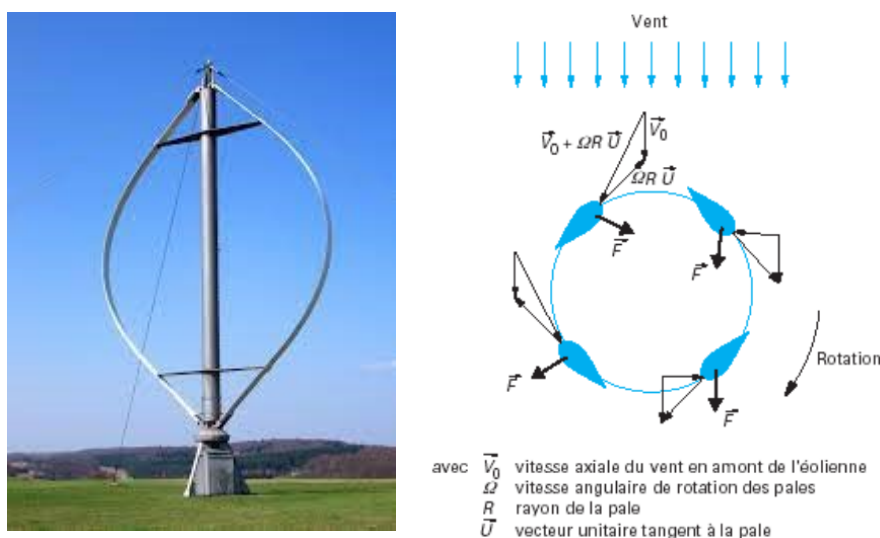


Figure 1.27 Les éoliennes de Darrieus

c. Avantages et inconvénients des aérogénérateurs à axe vertical

La conception verticale offre l'avantage d'une commande au sol ce qui facilite la maintenance et l'entretien [48]. Ce type d'éolien est auto orientable, le vent s'en charge d'orienter la structure dans n'importe quelle direction. Cependant, ils présentent les inconvénients telle que les vents sont faibles, turbulent près de sol à cause des reliefs. En plus certains VAWT nécessitent un dispositif de démarrage auxiliaire et occupent plus de terrain en fonction de la puissance désirée. Cela représente un inconvénient majeur pour une implantation sur un site agricole par exemple.

2.3.6.2 Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) ou à hélice sont actuellement les plus répandues, elles présentent un coût réduit vue leurs rendement élevé [48, 54]. Le nombre de pales varie entre 1 et 3, généralement le rotor tripale est le plus utilisé car il représente un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation de l'éolienne [38, 48]. Sur base du nombre de pales que compte l'hélice des éoliennes à axe horizontal on peut distinguer deux groupes: à rotation lente et à rotation rapide [46].

a. Rotation lents

Les éoliennes "multi-pales" à rotation lente se caractérisent par un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m, leurs couples de démarrage sont relativement élevés et proportionnels au nombre de pales et au diamètre [40, 44], ils ont un assez bon coefficient de puissance machine ($C_p = 0,3$). Cependant elles sont principalement utilisées pour le pompage d'eau [40, 54].

b. Rotation rapide

Les éoliennes rapides sont les plus utilisées dans la production d'électricité en raison de leur rendement et de leur poids. Ils ont un nombre de pales assez réduit qui varie en général entre 2 et 4 pales, fixes ou orientables. Elles présentent par contre un seuil de démarrage. Leurs vitesses de rotation sont beaucoup plus élevées et d'autant plus grandes que le nombre de pales est faible. L'allure de coefficient de puissance des éoliennes à rotation rapides présentent des valeurs élevées qui décroît lentement lorsque la vitesse augmente [40, 54]. Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal à rotation rapide :

c. Amont

La majorité des éoliennes à axe horizontale rapide et de grande puissance adoptent la configuration « amont » [48, 50] ou les pales de ces éoliennes devancent la nacelle exposée au vent (Figure 2.18). Ce type de structure présente un inconvénient majeur lorsqu'une des pales heurte la tour. En plus, la tour joue le rôle d'un élément perturbateur de l'écoulement de l'air sur les pales ce qui justifier l'utilisation d'une tripale, aussi l'éolienne doit être orientable afin que le rotor soit toujours tourné face au vent.

d. Aval

En aval le positionnement du rotor est derrière la nacelle, ces éoliennes sont auto orientables par le vent, les efforts de manœuvre sont moins importants ce qui leurs confèrent une meilleure stabilité [48, 50]. Ce type d'éoliennes offre un grand avantage car la configuration « aval

» élimine la possibilité que les pales touchent la tour, (Figure 1.28). Par contre des vibrations importantes naissent lorsque l'une des pales passe derrière le mat et subit des fortes variations lorsqu'elle quitte l'ombre de pylône ce qui augmente le risque de rupture de la pale et c'est la raison pour laquelle les éoliennes de ce type sont assez rare [40].

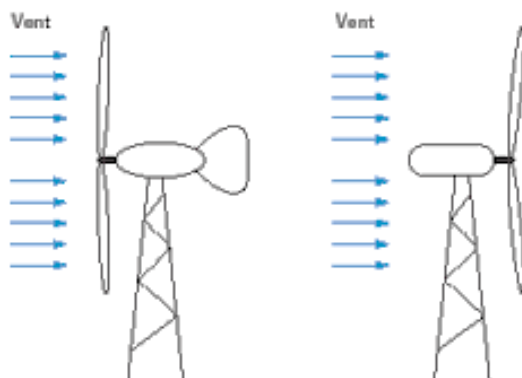


Figure 1.28 Configuration des éoliennes à axe horizontal (Amont, Aval)

e. Avantages et inconvénients des aérogénérateurs à axe horizontal

Les principaux avantages sont les suivants [48, 54, 56]: un rendement très important, ces éoliennes captent le vent en hauteur et loin du sol. Une emprise au sol est minimale avec une conception simple, robuste et nécessitant peu d'entretien, elles sont équipées d'un système d'orientation en fonction du vent. Pour les frais de fonctionnement et d'entretien sont faibles. Ces types d'éoliennes sont mieux adaptés au secteur rural. Par contre elles présentent un coût de construction très élevé avec des interventions difficiles au sommet de la tour, enfin le système est irrécupérable en cas d'accident majeur.

2.3.6.3 Eolienne spécifique

On assiste actuellement à une véritable course aux grands projets ambitieux internationaux (privés, publics ou en partenariat). La technologie éolienne repose sur la force du vent qui depuis la mise au point de cette source d'énergie renouvelable, le problème a toujours été de dompter les caprices du vent et d'améliorer au maximum le rendement des éoliennes malgré leurs intermittences, deux problèmes caractérisent l'éolienne :

- 1- l'éolienne ne peut pas fonctionner quand le vent est absent ou même s'il est trop faible
- 2- lorsque le vent devient trop puissant, il devient dangereux pour l'intégrité de la structure.

Dans le but de lisser la production d'énergie des éoliennes pour en augmenter le rendement et la fiabilité de nouvelles pistes d'innovation permettent de renforcer la structure des éoliennes et de capter plus de vent. Parmi les différentes pistes envisagées pour mettre au point l'éolienne de demain, plusieurs solutions dites éolienne terrestre et l'éolienne aérienne sont d'ores et déjà

exploités. Pour résoudre le premier problème une firme espagnole proposa une éolienne sans pales innovatrice. Elle proposa un mât à la forme légèrement conique de 2,75 mètres de hauteur (Figure 1.29) qui se met à osciller sous l'effet du vent.

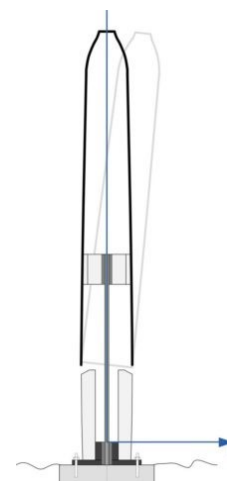


Figure 1.29 Eolienne à vibration [57]

À l'intérieur un alternateur et un système d'aimant vont générer de l'électricité dès que la tête du Vortex va se mettre à osciller de quelques degrés sous l'action du vent. Avec un courant d'air de 15 km/h, le Vortex produit 100 W et c'est environ 30% d'énergie en moins qu'une éolienne conventionnelle [57]. Comme deuxième solution, l'éolienne aéroportée (Figure 1.30) est capable d'aller chercher elle-même le vent en larguant les amarres.



Figure 1.30 l'éolienne aéroportée [58]

Avec ses allures de ballon dirigeable, cette éolienne aérienne est capable de voler à plusieurs centaines de mètres au-dessus du sol malgré ses dimensions imposantes. En allant chercher le vent en hauteur, là où il est plus puissant, elle affiche une capacité de production de 5 mégawatts ce qui est largement supérieur à la production d'une éolienne terrestre [58]. Dans le même axe, des recherches ont rendu public un projet d'éoliennes géantes offshore baptisé Aérogénérateur X

(Figure 1.31). Le design, révolutionnaire, reproduit la forme de la disamare des érables dont les graines jumelées en forme d'hélice peuvent être transportées par le vent sur des distances considérables.



Figure 1.31 Aérogénérateur X [59]

L'installation a une envergure de 275m et une puissance installée de 10 MW, soit presque trois fois plus qu'une éolienne offshore conventionnelle. Au lieu d'augmenter la taille des pales d'une éolienne à axe horizontal, l'idée est donc de concentrer le poids de la turbine à la base de la structure sur un axe horizontal. Cela permet de réduire le poids de moitié et facilite la maintenance. L'hélice tourne à la vitesse réduite de 3 tours par minute (comparé à 20 tours/minute pour une éolienne à axe horizontal) et ne dépend pas d'une direction particulière de vent pour fonctionner de manière optimale [59].

2.3.7 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

Contrairement aux énergies fossiles, l'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre. Elle n'a aucun impact néfaste et ne contribue pas au changement du climat comme les autres sources d'énergie. L'énergie éolienne ne présente aucun risque et ne produit pas de déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire.

Le mode d'exploitation des éoliennes et la possibilité de les arrêter à n'importe quel moment leur donne l'avantage d'avoir un bon rendement contrairement aux modes de fonctionnement continus de la plupart des centrales thermiques et nucléaires.

En ce qui concerne les inconvénients, la nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour les gérants des réseaux. En plus de l'espace occupé et le bruit causé par les éoliennes, le coût de l'énergie éolienne demeure élevé par rapport aux autres sources d'énergie classique.

2.6. Conclusion

A travers ce chapitre composé de deux parties, nous avons présenté un état de l'art sur la production électrique dans le cadre du contexte énergétique mondial. Pour valoriser le grand potentiel dont recèle le pays en termes des énergies renouvelables disponibles surtout l'éolienne et le photovoltaïque, nous avons exposé les dernières évolutions concernant le programme de développement des énergies renouvelables en Algérie « EnR », en présentant ses objectifs, ses avancées réalisées.

En deuxième partie, on a présenté des généralités sur les systèmes de conversion de l'énergie solaire et éolienne et mis en évidence les principales composantes de système de captage et de conversion de l'énergie solaire et éolienne respectivement. Le premier volet de l'étude du système de conversion de l'énergie solaire a été réservé au principe de la conversion photo-électrique, on a exposé le principe de l'effet photovoltaïque. Un bref historique sur l'évolution et le développement de la cellule est discuté suivi d'une étude sur sa constitution, son comportement et l'influence de ces paramètres internes et externes.

En deuxième volet, un bref historique de système éolien a été présenté suivi des différents types existant et leurs classifications. . Nous avons évoqué le principe de conversion mécanique et tous les éléments constitutifs d'une éolienne et leurs principes de fonctionnement. On a introduit en enfin les derniers progrès sur les éoliennes dites « spécifiques ».

En termes de ce chapitre, on a présenté quelques avantages et les inconvénients des systèmes de conversion et de production électrique.

Chapitre 2

**Modélisation des Systèmes de Conversion de
L'énergie Solaire et Eolien**

1. Introduction

La modélisation est un moyen qui permet de représenter par une forme mathématique un processus technologique, cette présentation permet d'étudier théoriquement le comportement des paramètres du processus afin d'optimiser son fonctionnement.

Le système générateur hybride est composé de modules photovoltaïques et d'aérogénérateurs, deux processus à réguler de nature différents [31]. À cet effet, la modélisation est nécessaire pour établir une relation entre l'énergie produite par le système hybride éolien-photovoltaïque d'une part et avec la charge de l'autre part. Ce chapitre consiste à la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque, la chaîne de conversion éolienne et les convertisseurs.

Pour la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque, une étude détaillée du modèle standard à une seule et à deux diodes d'une cellule solaire ont été présentée. L'analyse des paramètres de la cellule photovoltaïque est une étape nécessaire. L'étude des caractéristiques des paramètres d'influence intérieurs et extérieurs intervenants dans le rendement de la cellule et par conséquent les modules PV ont pris part de cette étude.

La connaissance du flux de vent d'un emplacement choisi est importante, il va permettre d'évaluer la ressource et le potentiel de production d'énergie de vent. La modélisation de la chaîne de conversion éolienne comprend deux volets distincts dont le premier est consacré à la modélisation du vent et ses limites d'exploitation alors que le deuxième est consacré à la modélisation du système de conversion éolien, une étude détaillée du modèle de la turbine et de la génératrice ont été présentées. Enfin de cette partie, la modélisation de l'ensemble des convertisseurs nécessaires pour le bon fonctionnement des systèmes de conversion photovoltaïque et éolienne ont été abordé.

2. Modélisation des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque

2.1. Introduction

La cellule photovoltaïque est représentée généralement par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés à partir de la caractéristique courant-tension en fonction de l'ensoleillement et de la température [35]. On rencontre dans la littérature plusieurs modèles mathématiques qui sont développés pour représenter au mieux le comportement fortement non linéaire des cellules photovoltaïques. Basés sur l'équation de diode bien connue de Schottky, ces modèles se différencient entre eux par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et du courant [60, 61]. Généralement, Les cellules solaires sont représentées à l'aide des modèles à diode unique [62], ou des modèle à deux diodes [62, 63] et même des modèle à trois diodes et plus [64].

2.2 Modèle d'une cellule photovoltaïque

2.2.1 Modèle de base d'une cellule photovoltaïque

Le modèle de base d'une cellule photovoltaïque est représenté par une jonction PN (Figure 2.1), lorsque l'on éclaire cette jonction PN, sous l'effet photovoltaïque on observe l'apparition d'une tension V_d aux bornes de la charge R_{ch} donnant naissance d'un courant I qui la traverse [35].

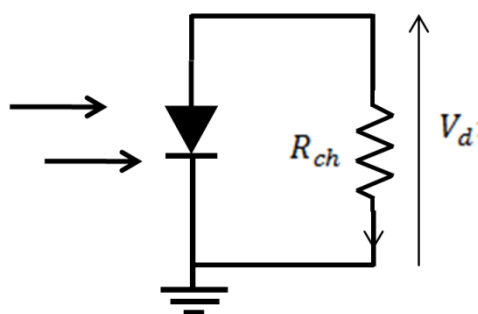


Figure 2.1 Circuit équivalent d'une cellule PV Model de base [2].

2.2.2 Modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode

Ce modèle comporte une diode et par conséquent une seule exponentielle dans son équation de la caractéristique courant- tension [35, 65].

Le circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire idéale (Figure 2.2) se compose d'une diode inversée en parallèle avec une source de courant. La source du courant produit un courant I_{ph} proportionnel à l'éclairement solaire G .

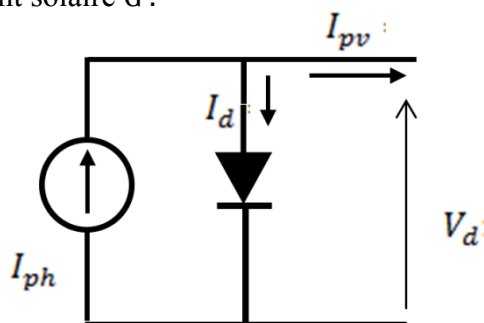


Figure 2.2 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle [35]

Ce modèle comprend trois paramètres inconnus : a , I_{ph} et I_s . Il est également appelé 1M3P (Mécanisme unique, trois paramètres) ou nom L3P (Lumped, 1 Mechanism model with 3 Parameters) [35, 66].

I_{ph} : photon-courant de la cellule proportionnelle à l'éclairement.

a : Le facteur d'idéalité de la jonction.

I_s : Courant de saturation inverse de la diode.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

I_d : Courant circulant dans la diode.

Ce courant I_d est donné par l'équation de la diode de Schottky [35, 67]:

$$I_d = I_s \left[e^{\left(\frac{V_d}{a \cdot V_t}\right)} - 1 \right] \quad (2.2)$$

Le courant débité équivaut à :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{V_d}{a \cdot V_t}\right)} - 1 \right] \quad (2.3)$$

Avec
$$V_t = \frac{KT}{q}$$

V_t : La tension thermique

K : La constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ Joules/Kelvin).

T : La température de la cellule en Kelvin.

q : La charge d'un électron $= 1,6 \cdot 10^{-19}$ C.

V_d : La tension aux bornes de la diode

Le courant photonique I_{ph} est donné par :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot [I_{ph_ref} + \mu_c \cdot (T_c - T_{c_ref})] \quad (2.4)$$

G et G_{ref} : Irradiation effective et de référence [W/m²].

T_c et T_{c_ref} : Température effective et de référence [K].

μ_c : Coefficient de température du photo-courant. Le courant de saturation de la diode dépend de la température son expression est donnée par [66] :

$$I_s = I_{s_ref} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{c_ref}}\right)^{3/a} \exp\left(\left(\frac{q \cdot E_{gap}}{a \cdot K}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_{c_ref}} - \frac{1}{T_c}\right)\right) \quad (2.5)$$

E_{gap} : Energie de Gap de la cellule. (Silicium cristallin: $E_{gap} = 1.12$ eV).

Ce modèle est théorique et ne reflète pas le comportement de la cellule photovoltaïque dans les conditions réelles.

D'autres modèles sont proposés qui prennent en compte les pertes de tension et les courants de fuites comme le modèle (L4P ou M4P) à quatre paramètres proposé par Townsend [68].

C'est un modèle ohmique qui tient compte de la résistivité du matériau et des pertes ohmiques (dites de tension) dues aux niveaux des contacts semi-conducteur/Métal.

Ce modèle implique les quatre paramètres inconnus suivants : a , I_{ph} , R_s et I_s . La figure (2.3) représente le circuit équivalent de la cellule :

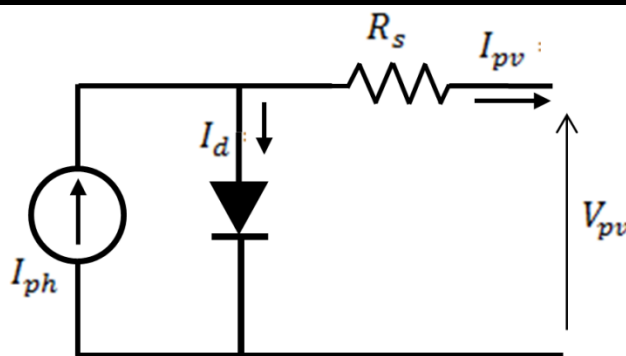


Figure 2.3 Schéma équivalent du modèle (L4P) à une exponentielle [35]

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{a V_t} \right)} - 1 \right] \quad (2.6)$$

L'inclusion d'une résistance en série dans le modèle implique l'utilisation d'une équation récurrente pour déterminer le courant de sortie en fonction de la tension de sortie. En outre l'existence des courants de fuites nécessite d'inclure une résistance R_{sh} en parallèle ce qui conduit à désigner un modèle à 5 paramètres L5P ou M5P (Lumped, 1 Mechanism 5 Parameters) [66, 68, 69]. C'est le modèle de référence sur lequel s'appuient les constructeurs en donnant les caractéristiques techniques de leurs cellules solaires, Ce modèle de la figure (2.4) tient compte des pertes en tension exprimée par la résistance série R_s et les pertes des fuites en courant exprimées par une résistance parallèle R_{sh} .

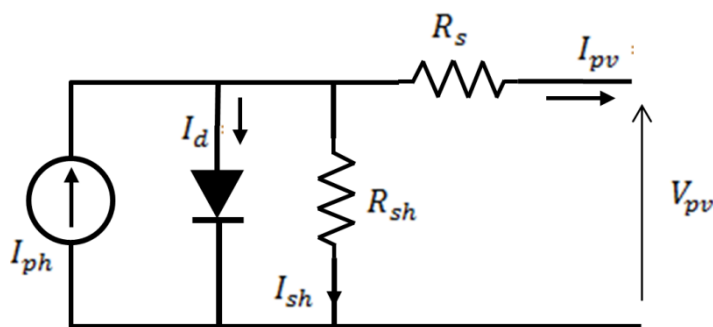


Figure 2.4 Schéma équivalent du modèle (L5P) à une exponentielle [35].

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.7)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [35, 67]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{a V_t} \right)} - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.8)$$

L'équation (3.8) est une équation complexe, il n'a pas une solution implicite pour la tension V_{pv} et le courant I_{pv} , sa résolution passe par une approche incrémental pour le tracé de la courbe de caractéristiques courant-tension et puissance-tension.

2.2.3 Modèle d'une cellule photovoltaïque à deux diodes

Les mesures en temps réel sur les cellules PV dans des conditions environnementales de fonctionnement montrent le besoin d'un modèle plus sophistiqué pour un meilleur ajustement de courbes ce qui s'est traduit par l'ajout au modèle précédant une diode additionnelle. Cette diode symbolise le phénomène de recombinaison des porteurs minoritaires en surface du matériau fortement dopée. Le fonctionnement d'une cellule solaire de forme 2M7P peut être modélisé selon le schéma électrique équivalent de la figure (2.5).

Ce schéma est décrit mathématiquement par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{d1} et I_{d2} , les facteurs de diode a_1 et a_2 et une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} , qui dépend de l'éclairement solaire [70]. La résistance série R_s représente le contact métal/semi-conducteur et la résistance parallèle R_{sh} traduit quant à elle, la présence d'un courant de fuite dans la cellule [70, 71]

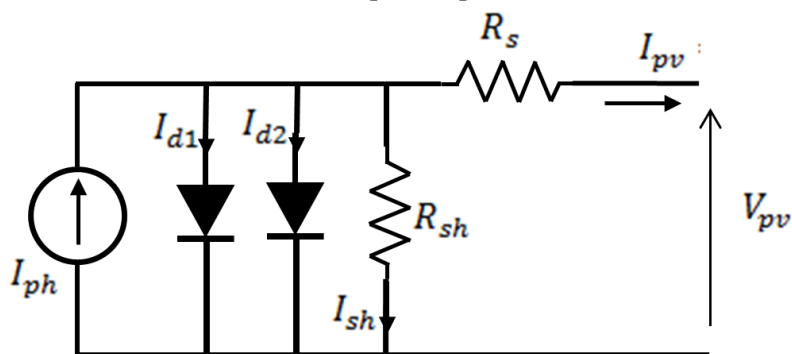


Figure 2.5 Schéma équivalent du modèle (2M7P) à deux exponentielles [35]

Le modèle à deux-diodes est représenté par une équation implicite du courant qui ne peut être résolue qu'à l'aide de méthodes itératives.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \tag{2-9}$$

Avec:

I_{d1} : Courant de diode 1

I_{d2} : Courant de diode 2

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation [70]:

$$I_{d1} = I_{s1} \left[e^{\left(\frac{V_d}{a_1 \cdot V_t}\right)} - 1 \right] \tag{2.10}$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left[e^{\left(\frac{V_d}{a_2 \cdot V_t}\right)} - 1 \right] \tag{2.11}$$

Avec I_{sh} : est le courant de la résistance de shunt donnée :

$$I_{sh} = \frac{(V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s)}{R_{sh}} = \frac{V_d}{R_{sh}} \tag{2.12}$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors exprimé par l'expression suivante [70,72] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{a_1 \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - I_{s2} \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{a_2 \cdot V_t} \right)} - 1 \right] + \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.13)$$

Si la résistance shunt est considérée infinie ($R_{sh} = \infty$), le nombre de paramètres à déterminer devient 6 et le nom du modèle se réduit à (2M6P : Lumped 2 Mechanism model with 6 Parameters) [35, 68, 69]. La cellule est représentée par le circuit électrique de la figure (2.6).

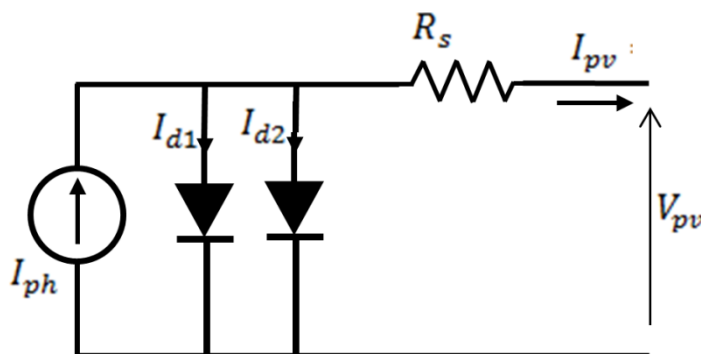


Figure 2.6 Schéma équivalent du modèle (2M6P) à deux exponentielles [35].

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (2.14)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [72] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{a_1 \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - I_{s2} \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{a_2 \cdot V_t} \right)} - 1 \right] \quad (2.15)$$

Le circuit équivalent de modèle à 5 paramètres (Figure 2.7) est obtenu en opérant une simplification au circuit du modèle à six paramètres et le nom du modèle devient (2M5P : Lumped 2 Mechanism model with 5 Parameters) [35, 68-70].

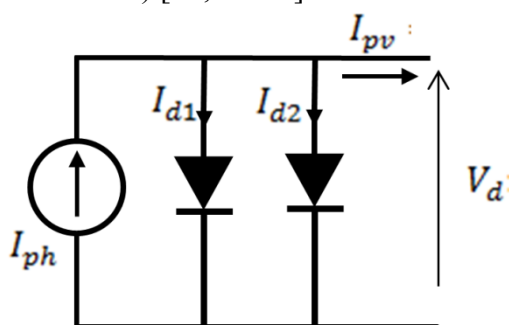


Figure 2.7 Schéma équivalent du modèle (2M5P) à deux exponentielles [35].

L'équation caractéristique est déduite directement à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (2.16)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [68] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left[e^{\left(\frac{V_{pv}}{a_1 \cdot V_t}\right)} - 1 \right] - I_{s2} \left[e^{\left(\frac{V_{pv}}{a_2 \cdot V_t}\right)} - 1 \right] \quad (2.17)$$

2.3 Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

L'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement. La caractéristique principale de la cellule solaire (I-V) du modèle(L5P) montre comment une cellule solaire répondra à la charge sous des conditions standard d'ensoleillement et de température (STC).

D'après la figure (2.8), il y a trois paramètres importants qui caractérisent cette courbe [35] :

Le point où la tension est égale à zéro et le courant est en maximum (courant de court-circuit).

Le point où le courant est égal à zéro et la tension est en maximum.

Le point de fonctionnement optimal auquel la cellule fournit sa puissance maximale.

Ces paramètres appelés (paramètres photovoltaïques) peuvent être déterminés à partir de la courbe courant/tension ou de l'équation caractéristique [35, 73].

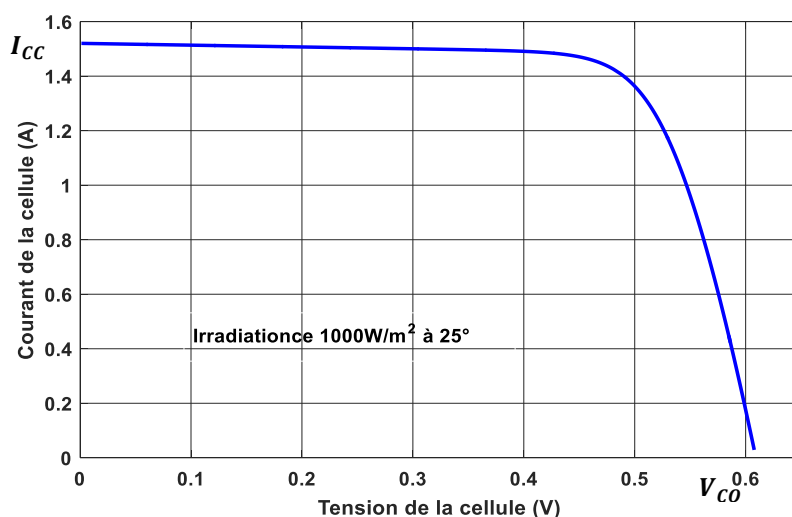


Figure 2.8 Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque.

2.3.1 Courant de court-circuit CC

C'est le courant maximal que la cellule peut fournir. Ce courant est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue par surface et fonction de la température [35, 74], ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} dans le cas où R_s faible et R_{sh} infinie :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{I_{cc} \cdot R_s}{a_1 \cdot V_t}\right)} - 1 \right] - \left(\frac{I_{cc} \cdot R_s}{R_{sh}}\right) \quad (2.18)$$

D'où l'équation (3.18) se réduit à l'équation suivante :

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right)} \quad (2.19)$$

2.3.2 Tension en circuit ouvert

C'est la tension aux bornes de la cellule à vide (charge infinie) ou c'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul.

Elle dépend de plus de la température que de l'éclairement de la cellule, elle est donnée par l'équation suivante [73] :

$$V_{co} = \frac{a.KT}{q} \log \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (2.20)$$

Pour une photopile au silicium, cette tension varie entre 0,55 et 0,6 (V).

2.3.3 Puissance optimal

La puissance utile maximale s'obtient en optimisant le produit de courant et tension $P = V \cdot I$ soit :

$$\frac{dP}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \quad (2.21)$$

Pour $P = P_{max}$

alors l'équation (3.21) se résume à $0 = I + V \cdot \frac{dI}{dV}$ dont la solution vérifie :

$$-\frac{dI}{dV} = \frac{I_m}{V_m} \quad (2.22)$$

La puissance optimale délivrée s'exprime en Watts crête, elle représente la puissance que peut fournir la cellule lorsqu'elle est fermée sur sa charge optimale, sous un éclairement de 1000W/m² et à une température de 25°C.

2.3.4 Facteur de forme FF

C'est un paramètre important souvent utilisé à partir de la caractéristique $I(V)$ pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV, on l'appelle aussi le facteur de remplissage ou (Fill factor FF).

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $V_{co} \cdot I_{cc}$ [74]. Le facteur de remplissage vaut généralement en 50 % et 82 % pour les cellules performantes. Il traduit l'influence des pertes des deux résistances parasites R_s, R_{sh} , ce facteur est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{MAX}}{V_{co} I_{cc}} = \frac{V_{opt} I_{opt}}{V_{co} I_{cc}} \quad (2.23)$$

2.3.5 Rendement énergétique maximum

C'est le rendement de conversion en puissance des cellules PV, Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = FF \cdot \frac{V_{co} I_{co}}{P_{in}} \quad (2.24)$$

2.4 Modélisation d'un générateur PV

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association d'un nombre de cellules en série. La mise en série et en parallèle des modules permet d'obtenir la tension et/ou le courant désiré, le générateur PV est caractérisé par un courant de court-circuit I_{cc} et la tension en circuit ouvert I_{cc} [14].

Il est représenté par la figure (2.9). Les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules de puissance crête définie par le constructeur dans les conditions standard d'ensoleillement et de température (STC) [49].

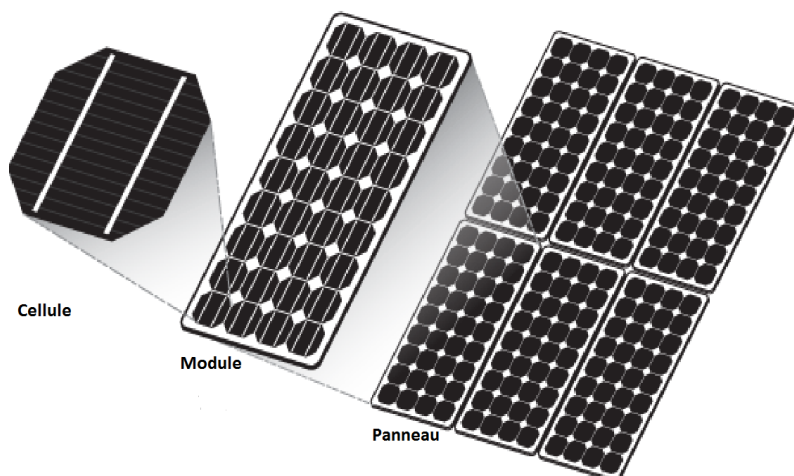


Figure 2.9 Constitution d'un générateur photovoltaïque [31].

Chaque module est une association (série/parallèle) de $n_s \cdot n_p$ cellules élémentaires ; n_s étant le nombre des cellules en série sur une branche et n_p le nombre de branches en parallèle. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le GPV.

Le Générateur PV est doté de deux types de protections classiques [14] :

1- Les diodes anti-retour qui empêchent les courants négatif, ce phénomène est courant lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, où lorsqu'une charge en connexion directe peut basculer en mode générateur cas d'une batterie.

2- les diodes by-pass qui peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène ou dans le cas d'un ombrage partielle du module. La figure (2.10) représente le schéma électrique équivalent du GPV définie par l'équation (2.25) :

$$\begin{aligned}
 I_{Gph} &= n_p \cdot I_{ph} & I_G &= n_p \cdot I_{PV} \\
 I_{Gd} &= (n_p - 1) \cdot I_d & I_{Gsh} &= n_p \cdot I_{Sh} \\
 V_{Gd} &= (n_s - 1) \cdot V_d & V_G &= n_s \cdot v_P \\
 R_{Gs} &= \frac{n_s}{n_p} \cdot R_s & R_{Gsh} &= \frac{n_s}{n_p} \cdot R_{sh}
 \end{aligned}
 \tag{2.25}$$

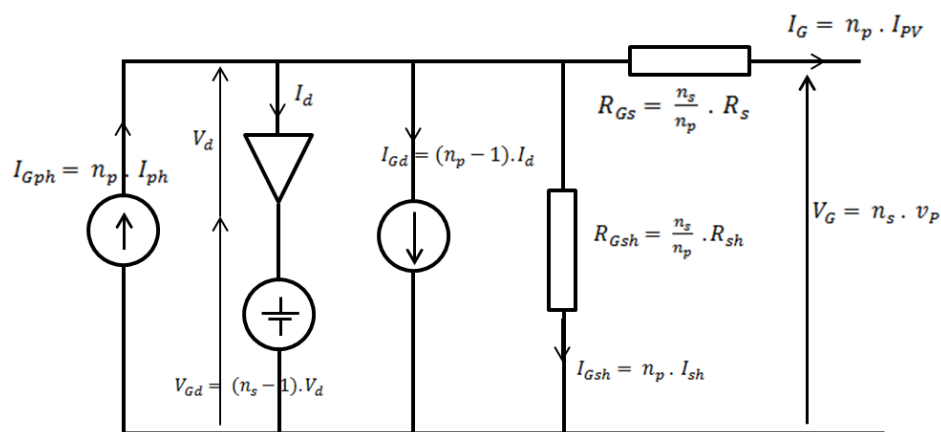


Figure 2.10 Schéma électrique équivalent d'un GPV, modèle à diode unique [14]

2.5 Simulation d'un module PV avec le modèle à une seule diode

Le module PV de marque KC200GT de la figure (2.11) à une seule diode est choisi et modélisé pour la simulation dans l'environnement Matlab Simulink (en annexe .B) [75]. Le module est constitué de 54 cellules solaires de silicium connectées en série et fournit une puissance nominale de 200.143W.

Les caractéristiques données par le constructeur dans des conditions standards (1000 W/m², Température de cellule: 25 °C) sont résumé dans la table suivant :

Table 2.1 Caractéristiques électriques du module KC200GT

Grandeurs	Valeurs
Puissance Maximale	200.134 W
Tension au MPP (Vmp)	26.3 V
Courant au MPP (Imp)	7.61 A
Tension de Circuit Ouvert (Vco)	32.9 V
Courant de Court-Circuit (Icc)	8.21 A
Coefficient de Température de (Vco)	-0.123 V/C ⁰
Coefficient de Température de (Icc)	0.00318 A/C ⁰
Nombre de cellules en série (Ns)	54
Nombres de cellules en parallèle (Np)	4

2.6 Caractéristiques d'un générateur PV

2.6.1. Caractéristique I(V)

La courbe de la caractéristique I(V) de GPV représente l'évolution du courant produit en fonction de la tension à ses bornes lorsque la charge varie de 0 à l'infini. La caractéristique I(V) du générateur PV de la figure (2.12) comporte trois zones importantes, ou il se comporte comme une source de courant (zone 1) ou de tension (zone 3).

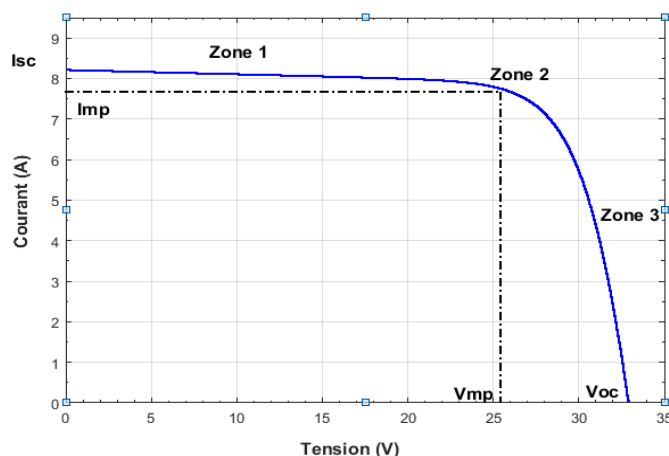


Figure 2.11 Caractéristique typique I-V du module solaire

2.6.2 La Caractéristique $P(V)$:

L'évolution de la puissance en fonction de tension représente la caractéristique $P(V)$, elle est illustrée dans la figure (2.13), La courbe $P(V)$ montre que la puissance délivrée par un module photovoltaïque augmente proportionnellement lorsque la tension augmente jusqu'à la valeur optimale et elle décroît jusqu'à $P = 0$ quand la tension est égale à la tension de circuit ouvert ou lorsque le système est court-circuité.

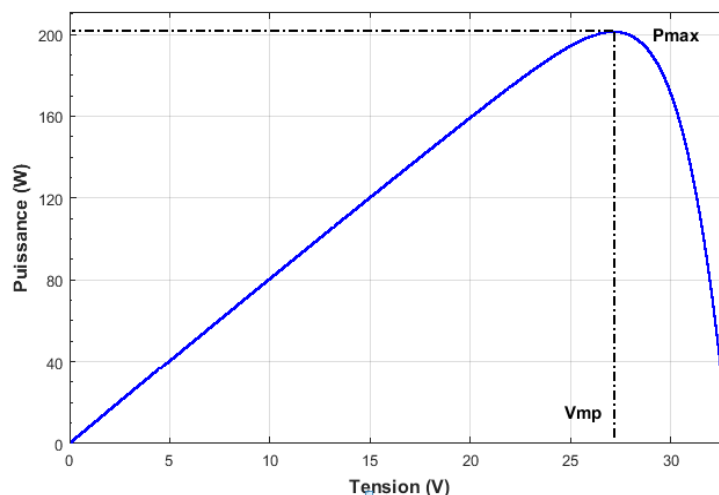


Figure 2.12 Caractéristique typique P-V d'un module solaire

2.7 Paramètres intervenant dans le rendement des modules PV

2.7.1 Effet de l'éclairement sur un module PV

La valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement, l'augmentation de l'ensoleillement se traduit par un déplacement de la caractéristique $I = f(V)$ suivant l'axe des courants selon la figure (2.14_a), l'accroissement du courant de court-circuit est plus important que la tension à circuit ouvert, l'équation (3.4) montre que le courant de court-circuit varie proportionnellement avec l'éclairement [76].

De même pour la caractéristique $P(V)$ montrée sur la figure (2.14_b), on observe que le niveau de la puissance maximale augmente avec l'augmentation de l'éclairement.

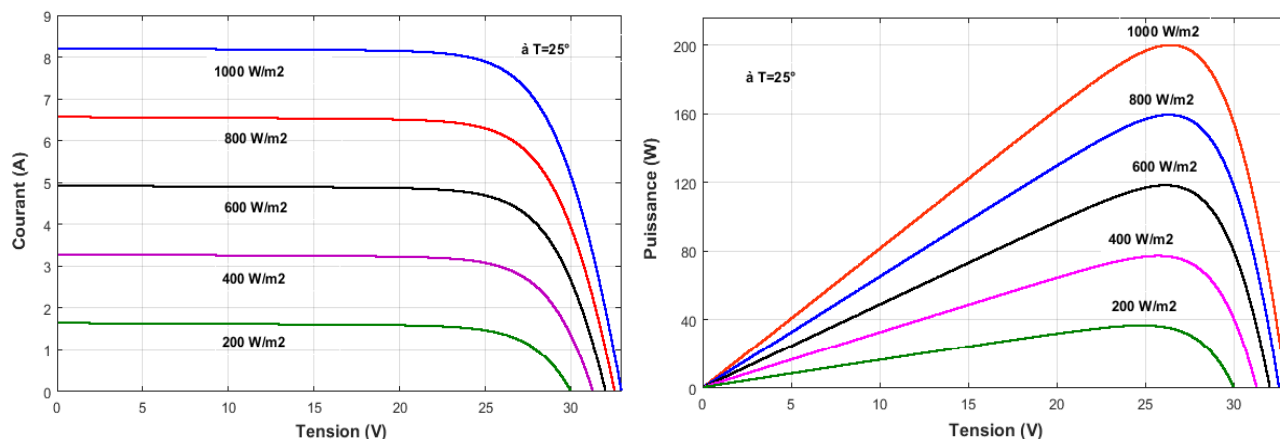


Figure 2.13 Influence de l'éclairement sur la caractéristique $a=I(V)$ et $b= P(V)$

2.7.2 Effet de la température sur un module PV

Le rendement d'une GPV dépend grandement de la température étant donné qu'une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique et se dissipe sous forme de chaleur. Généralement, la température d'une cellule est toujours plus élevée que la température ambiante [69, 76]. La figure (2.15_a) présente le tracé des courbes $I(V)$ pour différents niveaux de température et pour un éclairement de référence fixe égale à 1000 W/m².

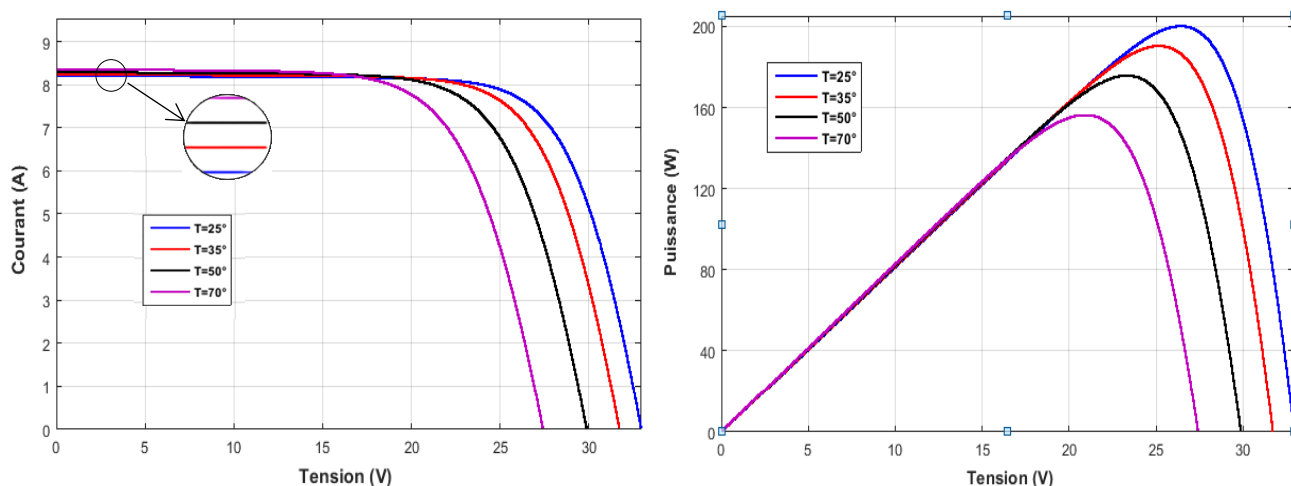


Figure 2.14 Influence de la température sur la caractéristique $a=I(V)$ et $b= P(V)$

Comme remarque, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente ce qui influe largement sur la puissance extraite, Pour le GPV choisi KC200GT, le coefficient de sensibilité du courant est d'environ 3.2 mA/°C alors que la tension diminue de 0.123V/°C, ce qui se traduit par la diminution de la puissance maximale disponible comme le montre la figure (2.15_b) [28].

2.7.3 Effet des résistances R_{sh} et R_s sur un module PV

Les performances d'un GPV sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible. La résistance série caractérise les pertes par effet joule de la résistance propre du semi-conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule.

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension du circuit ouvert, et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur du courant de court-circuit. L'augmentation de la résistance série se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance [69, 73].

La figure (2.16_a) montrent l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque. Cette influence est traduite par une diminution de la pente de la courbe dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension. La chute de tension correspondante est liée au courant généré par la cellule. La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structurales du matériau semi-conducteur et de l'épaisseur des régions N et P et de la zone de charge et d'espace (ZCE). Elle prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes d'une photopile. Généralement, la résistance shunt est très élevée [69, 73, 74]. La figure (2.16_b) montre l'influence de la résistance shunt sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque.

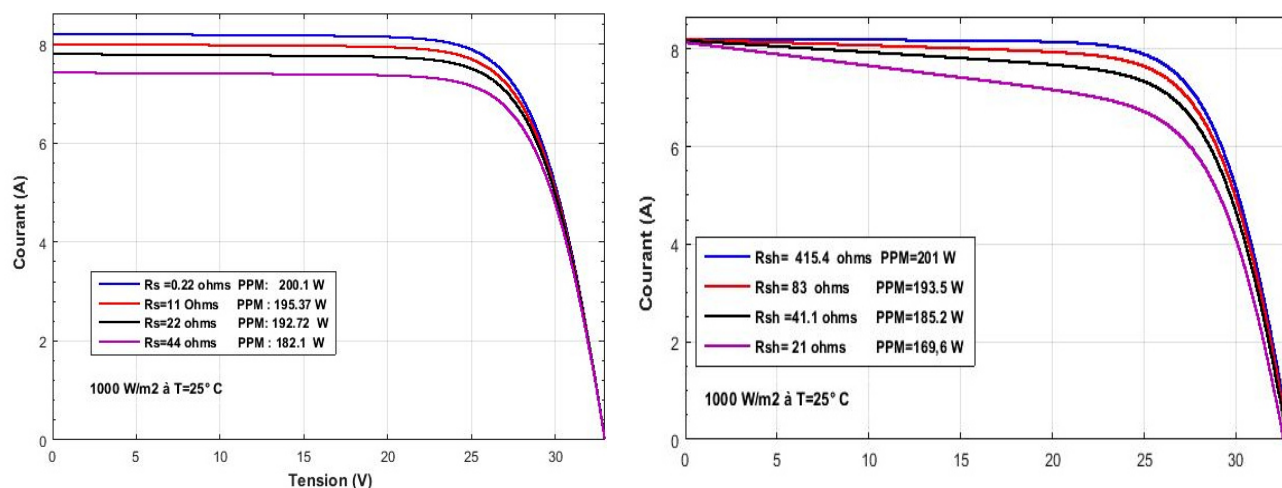


Figure 2.15 Influence de la résistance série (R_s) et parallèle (R_{sh}) sur la caractéristique $I(V)$

L'influence de la résistance parallèle (shunt) sur la caractéristique courant-tension se traduit par une légère diminution de la tension de circuit ouvert, et une augmentation de la pente de la courbe dans la zone (1) correspondant à un fonctionnement comme une source de courant. La puissance fournie par une cellule solaire varie avec sa résistance parallèle, plus cette résistance est élevée plus la puissance fournie est importante [69, 73].

3. Modélisation des systèmes de conversion d'énergie éolienne

3.1 Introduction

L'éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour l'extraction et maximisation de cette conversion énergétique. Pour parvenir à cet objectif, une éolienne doit comporter un système qui permet un contrôle mécanique (orientation des pâles de l'éolienne, orientation de la nacelle) et un système qui permet un contrôle électrique (machine électrique associée à l'électronique de commande) [26].

Dans ce deuxième volet, on s'intéresse essentiellement à la conversion de l'énergie éolienne en modélisant le vent en tant que source d'énergie, on définit ses limites permises de l'exploitation par le coefficient de puissance, la limite de BETZ.

La turbine éolienne en tant qu'un capteur est modélisée indépendamment puis en association avec la génératrice. Son modèle analytique est décrit ainsi que l'identification de ses différents paramètres qui régissent son fonctionnement comme le coefficient de puissance (C_p), l'angle de calage (β) et la vitesse spécifique du vent (λ).

3.2 La conversion de l'énergie éolienne

3.2.1 Modélisation du vent

La modélisation du vent est nécessaire pour un projet d'exploitation d'une ferme éolienne. Les paramètres statiques estimée ou mesurées du vent sont indispensables pour achever l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales varie au cube de la vitesse du vent [26].

De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés, selon A. Mirecki [38] le profil de vent correspond à des mesures issues de données réelles et estimées. La vitesse du vent est décomposée en deux composantes:

$$v(t) = v_{moy} + V(t) \quad (2.26)$$

Une composante turbulente du vent $V(t)$ est un processus aléatoire stationnaire. Une composante lente V_{moy} et c'est la moyenne de la vitesse du vent variant régulièrement sur de plus longues périodes d'un site donné. Un autre modèle du vent est représenté par une série de Fourier, il assimile la composante turbulente du vent $V(t)$ en un signal composé de plusieurs harmoniques, sa forme est donnée par l'équation 2.27 [38] :

$$v(t) = A + \sum_{n=1}^i a_n \sin(\omega_n \cdot t) \quad (2.27)$$

A : La valeur moyenne de la vitesse du vent.

a_n : Amplitude de l'harmonique de l'ordre n .

ω_n : Pulsation de l'harmonique de l'ordre n.

i : Le rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil de vent.

Pour notre étude, l'expression de la vitesse du vent adoptée est modélisée sa forme déterministe, d'une moyenne $V_{moy} = 12m/s$, elle est définie par l'équation (2.28):

$$v(t) = V_{moy} + 2 \sin(\omega t) - 1.75 \sin(3\omega t) + 1.5 \sin(5\omega t) - 1.25 \sin(10\omega t) + \sin(30\omega t) + 0.5 \sin(50\omega t) + 0.25 \sin(100\omega t) \quad (2.28)$$

La figure 2.17 représente le vent simulé avec une vitesse moyenne de 12 m/s.

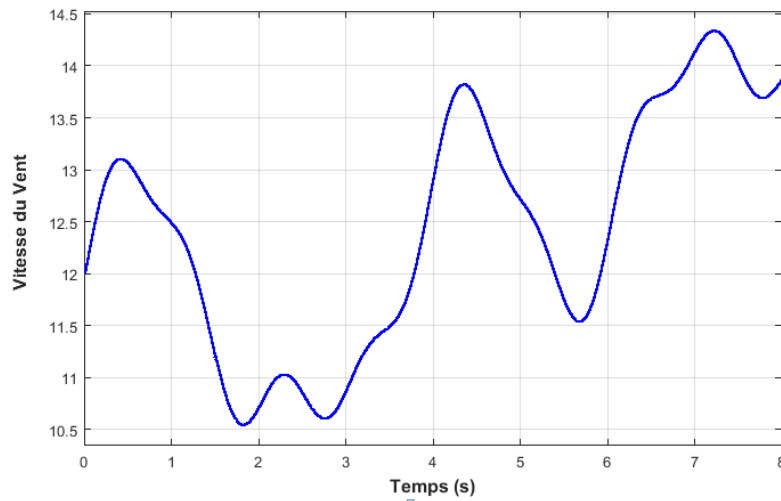


Figure 2.16 Profil du vent simulé pour une vitesse moyenne de 12 m/s.

3.2.2 Loi de Betz

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, une partie de l'énergie cinétique du vent disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice [38].

C'est en 1929 que Le physicien allemand Betz à démontrer que le maximum d'énergie récupérable par le rotor ne dépasse pas $16 / 27$ de l'énergie cinétique totale du vent, cette limite est appelé « limite de Betz » soit environ 59 % [47, 77].

La figure (2.18) représente un système éolien, une masse d'air m_0 et de vitesse V traversant la turbine de surface S , V_1 et V_2 les vitesses respectives en amont et en aval de la surface.

La variation d'énergie de la masse d'air m_0 traversant un ensemble hélice est égale à la différence de la quantité d'air en amont et en aval de l'hélice, L'équation de conservation de la quantité de mouvement est donnée [39] :

$$F = m_0 \cdot (V_1 - V_2) = \rho \cdot s \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \quad (2.29)$$

V : est la vitesse moyenne du vent au niveau de l'hélice, il est donnée par :

$$V = \frac{1}{2}(V_1 + V_2) \quad (2.30)$$

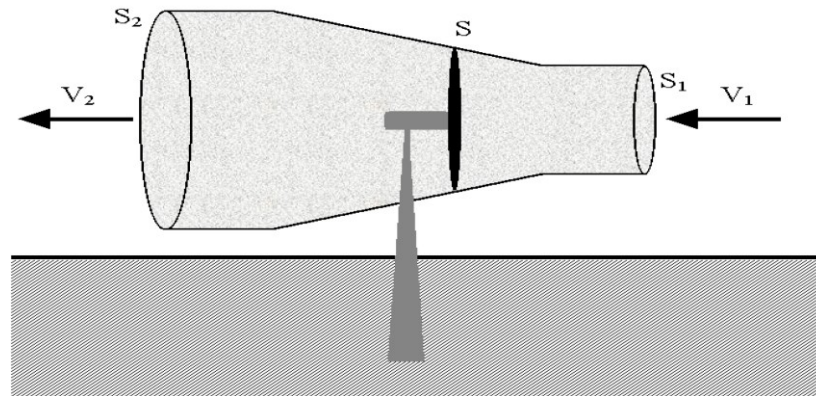


Figure 2.17 Tube de courant d'air autour d'une éolienne

ρ : Masse volumique de l'air (celle-ci est de 1.225 Kg/m³ en atmosphère normale).

L'équation de la puissance est définie, comme le produit d'une force par la vitesse, il vient :

$$P_m = F \cdot V = \rho \cdot s \cdot V^2 \cdot (V_1 - V_2) \quad (2.31)$$

La masse d'air en mouvement traversant ce tube en un second est donnée par le produit de la densité d'air, la surface et la vitesse moyenne [39] :

$$m_0 = \frac{1}{2} \rho \cdot s \cdot (V_1 + V_2) \quad (2.32)$$

En remplaçant m_0 par son expression dans (2.31), la puissance devient:

$$P_m = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot s \cdot (V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2) \quad (2.33)$$

Le maximum de puissance est récupéré par la turbine sous la condition:

$$\frac{dP}{dV_2} = 0 \quad (2.34)$$

Ainsi on trouve que la puissance est maximale lorsque la vitesse du vent en amont est trois fois plus grande que sa vitesse en aval telle que :

$$V_2 = \frac{1}{3} V_1 \quad (2.35)$$

En remplaçant V_2 dans l'équation (2.33) la puissance maximale qui peut être extraite est égale à :

$$P_{max} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot s \left[V_1^2 - \left(\frac{V_1}{3} \right)^2 \right] \cdot \left(V_1 + \frac{V_1}{3} \right) = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot s \cdot V_1^3 \quad (2.36)$$

en se référant à l'équation (2.36), on obtient :

$$P_{max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot s \cdot V_1^3 = \frac{1}{2} C_{pmax} \cdot \rho \cdot s \cdot V_1^3 \quad (2.37)$$

Avec $C_{pmax} = \frac{16}{27}$.

3.2.3 La vitesse spécifique ou normalisée (Tip-Speed-Ratio)

Le paramètre de rapidité (tip-speed ratio) est défini comme étant le rapport de la vitesse linéaire au bout de pales de l'éolienne ($\Omega_t \cdot R_t$ divisé par la vitesse instantanée du vent figure (2.19), ou tout simplement : la vitesse d'extrémité des pales sur la vitesse du vent donc l'expression de la vitesse normalisée est la suivante [78]:

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V} \quad (2.38)$$

V : Vitesse du vent (m/s).

Ω_t : Vitesse de rotation avant multiplicatrice (rd/s)

R_t : Rayon de la surface balayée(m).

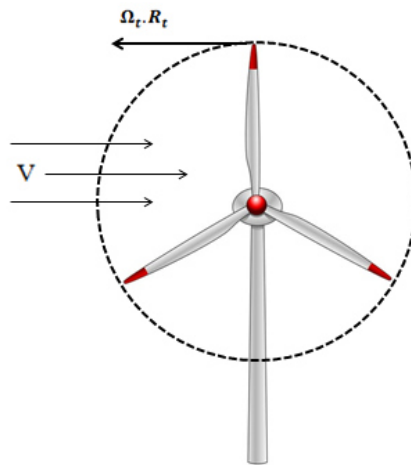


Figure 2.18 Vitesse du vent et vitesse d'extrémité des pales

La limite de Betz n'est en réalité jamais atteinte, ce coefficient de puissance permet de classer les différents types d'éoliennes exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent [39].

3.2.4 Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance C_p : mesure l'efficacité des éoliennes et c'est le rapport de la puissance électrique réelle produite par une éolienne divisée par la puissance éolienne totale s'écoulant dans les pales de la turbine à une vitesse de vent spécifique [42]. Le coefficient C_p d'une éolienne particulière dépend de la vitesse du vent, l'angle des pales de la turbine et sa vitesse de rotation. On définit le coefficient de puissance, le rapport entre la puissance extraite du vent P_m et la puissance totale théoriquement disponible P_{mt} , [77, 79, 80].

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \left(1 - \frac{V_2^2}{V_1^2} \right) \quad (2.39)$$

On définit le rendement aérodynamique $C_{p \max}$ comme étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p .

$$\eta = C_p \max = \frac{16}{27} \tag{2.40}$$

Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse de vent et de rotation nominale V_n et Ω_n [77, 79, 80].

D'après la figure (2.20), le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ se présente sous la forme d'une fonction non linéaire de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β et c'est le rendement aérodynamique de la turbine éolienne.

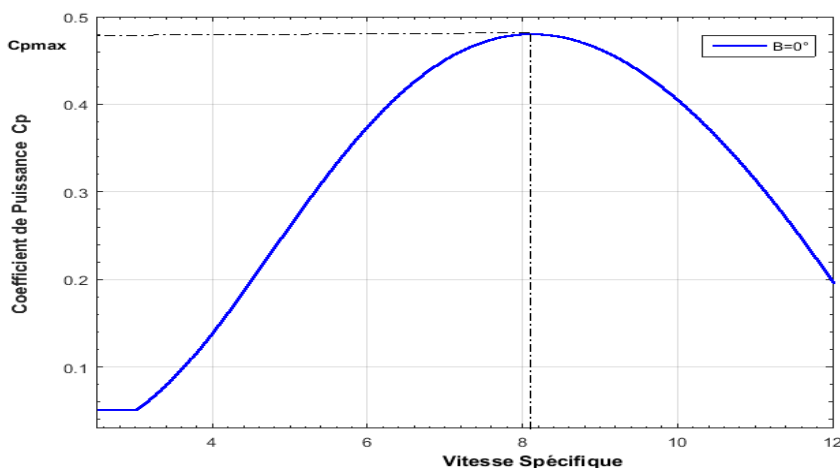


Figure 2.19 Tracé du coefficient de puissance $C_p(\lambda)$

Des courbes typiques pour différents aérogénérateurs sont présentées sur la figure (2.21). En générale, le coefficient de puissance augmente avec la vitesse normalisée, atteignant un maximum pour une certaine valeur de λ puis diminue même avec l'augmentation de la vitesse normalisée, de même sur l'ensemble des éoliennes, le coefficient de puissance se différencie par sa largeur qui s'aplatit ce qui confère à l'éolienne une certaine rapidité [43, 79].

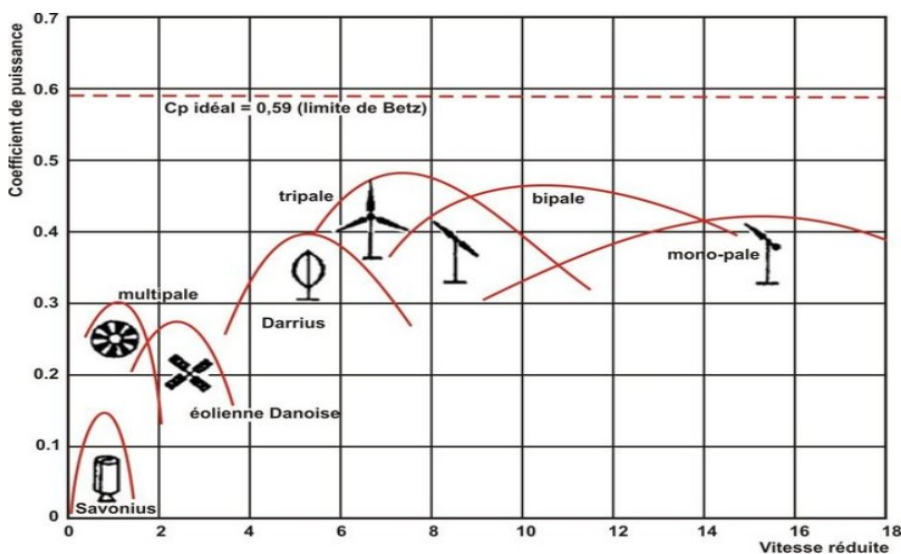


Figure 2.20 Coefficient de puissance/la vitesse réduite pour différents types de turbines

3.2.5 Le coefficient de couple

L'énergie cinétique captée par la turbine se transforme instantanément en puissance aérodynamique $P_{(aéro)}$ qui développe un couple moteur T_m faisant ainsi tourner le rotor à une vitesse Ω_t .

La puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer:

$$P_{m(aéro)} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{vent}^3 \quad (2.41)$$

Le couple exercé par le vent sur la turbine (ou le couple mécanique à la sortie de la turbine) est défini par l'équation suivante [43]:

$$C_{m(aéro)} = \frac{P_{m(aéro)}}{\Omega_t} = \frac{R \cdot P_{m(aéro)}}{\lambda \cdot V_{vent}} = (1/2 \cdot \lambda) \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot V_{vent}^2 \quad (2.42)$$

La valeur du coefficient de couple est déterminée par la formule suivante :

$$C_m = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda} = C_{m(aéro)} / \left(\frac{1}{2} \rho \cdot s \cdot R \cdot V_{vent}^2 \right) \quad (2.43)$$

D'où Le coefficient de couple C_m est le rapport du coefficient de puissance C_p sur le Le Tip Speed Ratio (TSR), Il permet d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement.

3.2.6 Production d'énergie mécanique

En tenant compte du rapport du multiplicateur de vitesse G , et à partir de l'équation (2.41), l'expression de la puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{vent}^3 \quad (2.44)$$

Cette expression permet d'établir un réseau de courbes (Figure 2.22) donnant cette puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent.

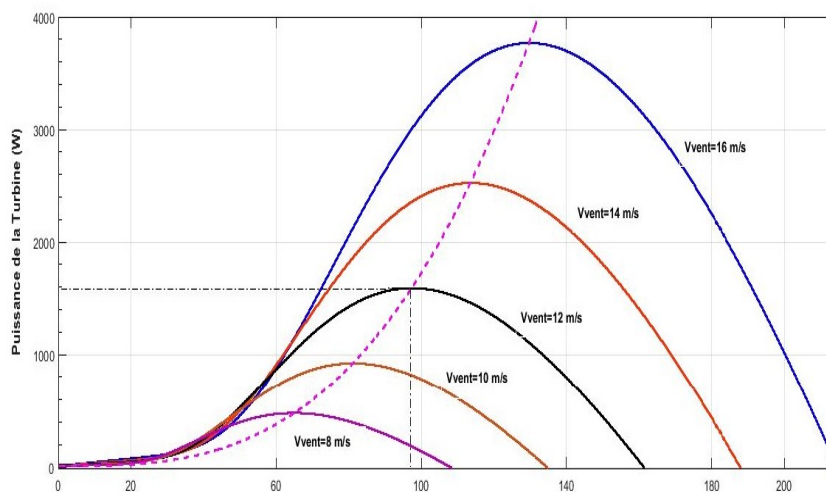


Figure 2.21 Puissances théoriques disponibles en fonction de la vitesse de vent

3.2.7 Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne

Il est nécessaire d'assurer la protection des aérogénérateurs contre les fortes intensités du vent. Les techniques de commande des systèmes de génération éoliens à vitesses variables sont basées sur des données aérodynamiques de la turbine telle que la puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent et la puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation de la turbine [77, 46]. Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale V_n . Pour des vitesses de vents supérieures à V_n , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure) de sorte que sa vitesse de rotation reste constante [46].

A partir d'une vitesse V_d de démarrage, la puissance produite croît rapidement en fonction de la vitesse du vent jusqu'à la vitesse nominale V_n , la puissance est maintenue constante entre V_n et la vitesse d'arrêt de la machine V_m . Selon la figure (2.23) ces vitesses définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent [46].

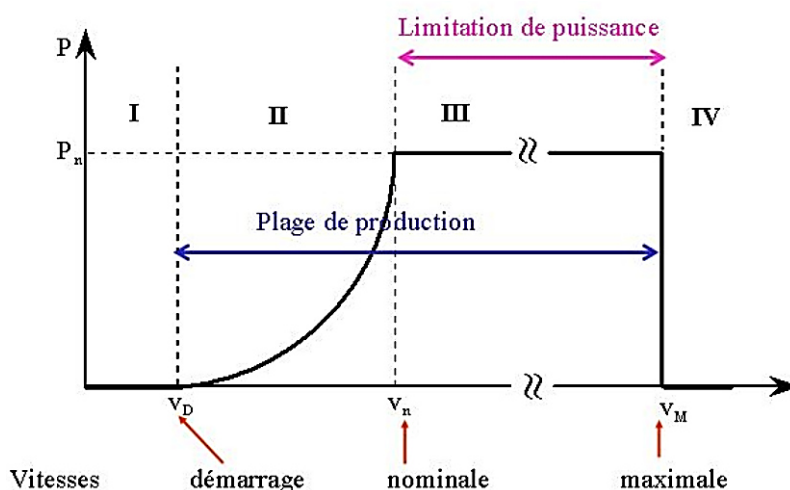


Figure 2.22 Diagramme de la puissance sur l'arbre en fonction de la vitesse de vent.

La zone I : c'est la zone de démarrage, la machine produit de l'énergie lorsque sa vitesse dépasse le seuil V_d .

La zone II : Lorsque la vitesse de la génératrice est comprise entre les vitesses V_d et V_n un algorithme de commande « MPPT » est appliqué, ce qui permet l'extraction de la puissance maximale du vent en maintenant l'angle de la pale à sa valeur minimale $\beta = 2^\circ$ afin d'obtenir un C_p optimale. Dans cette zone, la vitesse mécanique varie aux alentours de la vitesse nominale V_n .

La zone III : généralement dans cette zone la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation mécanique et la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominal P_{nom} .

La zone IV : une limitation de puissance est activée lorsque la puissance générée dépasse la puissance nominale P_n tolérée à l'aide d'un système d'orientation des pales.

Lorsque la vitesse du vent dépasse V_m , l'angle de calage des pales se fixe à 90° . Cette mise en drapeau met fin au fonctionnement de l'éolienne jusqu'à ce que la vitesse du vent devienne moins importante [46].

En zone 2, la vitesse de rotation est contrôlée en mode MPPT par le couple électromagnétique C_{em} alors qu'elle est contrôlée par le dispositif d'orientation des pales en zone 3 lorsqu'elle dépasse le seuil toléré V_n le dispositif d'orientation des pales est régit selon deux principes [43, 46, 77] :

1- Système PITCH ou à «calage variable », c'est un contrôle mécanique qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses et à partir de la vitesse maximale, la situation des pales change au mode « drapeau (angle égale à 90°) »

2- Système STALL ou à « décrochage aérodynamique », il est basé sur la forme des pales qui conduit à une perte de portance à partir d'une certaine vitesse de vent, la courbe de puissance maximale n'est pas plate et décroît rapidement. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales).

3.3 Modélisation de la Chaîne de conversion éolienne

3.3.1 Structure générale de la Chaîne de conversion éolienne

Les installations exploitant l'énergie éolienne comportent classiquement cinq parties [81] :

- 1- une turbine éolienne, avec ses annexes mécaniques (régulation, sécurité, réduction), qui exposée à un vent de vitesse V , tourne avec une vitesse ω et délivre un couple de moment T_m sur son arbre,
- 2- une génératrice électrique.
- 3- une charge (résistance, un organe de stockage d'énergie, un moteur, un réseau électrique).
- 4- un convertisseur adaptateur, placé entre le générateur électrique et la charge,
- 5- un système de commande et de régulation qui assure la conversion optimale

La figure (2.24), représente une structure élémentaire de conversion de l'énergie comprenant les éléments étudiés. On considère de ce qui suit que le système est isolé et alimente une charge isolé.

Le générateur éolien est composée d'une turbine couplée à une génératrice synchrone à aimants permanents à travers un multiplicateur et raccordée à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance.

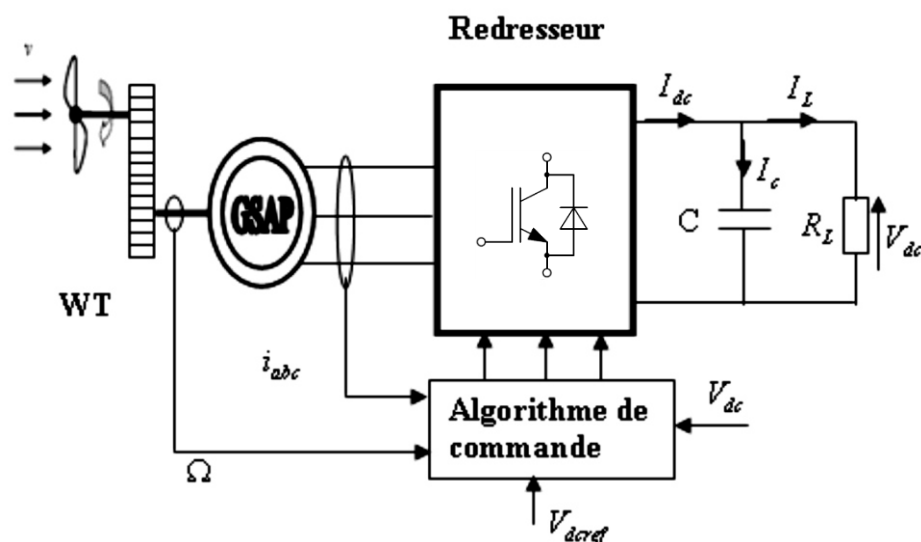


Figure 2.23 Structure du générateur éolien étudié [39]

3.3.2 Modélisation et Simulation de la turbine éolienne

Le système de conversion de l'énergie éolienne est un système complexe qui regroupe plusieurs domaines comme l'aérodynamique, mécanique et électrique [82, 83] qui sont nécessaires pour comprendre le comportement de la turbine.

3.3.2.1 Hypothèses de modélisation mécanique de la turbine

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes [46]:

La turbine de la figure (2.25) étudiée comprend trois pales identiques, caractérisées par un même coefficient d'inertie J_{pales} , d'élasticité K_b et de frottement d_b par rapport à l'aire.

Ces pales sont orientables de réponse β_b et présentent un coefficient de frottement par rapport au support f_{pales} . Chaque pale reçoit une force T_b , elle est fixée à un arbre d'entraînement caractérisé par une inertie J_h , élasticité K_h et un coefficient de frottement D_h par rapport au multiplicateur G . Le rotor possède une inertie J_g et un coefficient de frottement d_g transmet un couple C_g à la génératrice électrique.

En considérant que la force du vent est répartie uniformément sur toutes les pales, nous pouvons remplacer les pales par un même système mécanique. Celui-ci comprend la somme des caractéristiques mécaniques des trois pales.

- Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air d_b sont faibles et négligeables.
- Les pertes par frottement du rotor turbine sont considérées négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté génératrice dans le cas de la vitesse faible

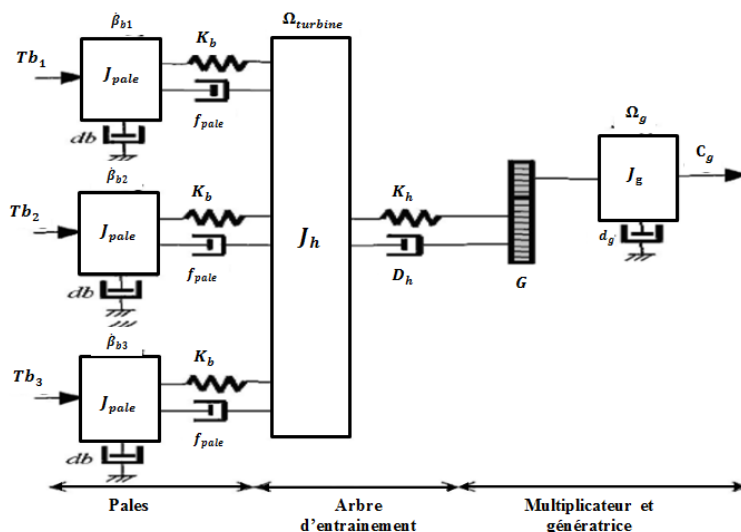


Figure 2.24 Modèle Mécanique simplifié de la turbine éolienne [31]

3.3.2.2 Modèle de la turbine éolienne

La turbine est un capteur aérodynamique, des modèles mathématiques simplificatrices sont souvent utilisées pour caractériser son fonctionnement. Selon les modèles, des expressions du coefficient de puissance ont été proposées par les constructeurs [38]. Pour ce qui est de suite pour l'étude du système éolienne, le coefficient de puissance C_p est donné par la relation suivante [84] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(\frac{1}{\lambda_i} C_2 - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot e^{\left(-\frac{C_5}{\lambda_i} \right)} + C_6 \cdot \lambda_i \quad (2.45)$$

Avec $C_1 = 0.5176$ $C_2 = 116$ $C_3 = 0.4$ $C_4 = 5$ $C_5 = 21$ $C_6 = 0.0068$

et $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}$

La figure (2.26) illustre la variation de coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ en fonction de la vitesse spécifique λ et pour différents angles de l'orientation de la pale β . Il est à son maximum $\beta = 0^\circ$ et $\lambda_0 = 8.1$

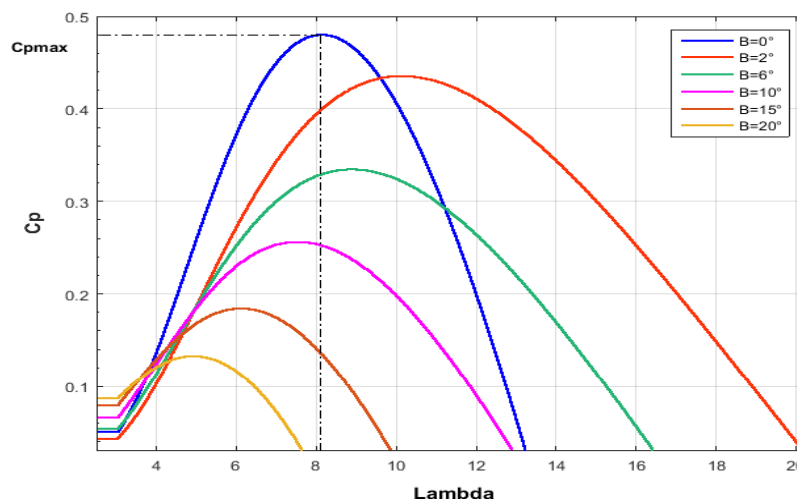


Figure 2.25 Tracé du coefficient aérodynamique $C_p(\lambda)$ en fonction du λ .

Au vu de la caractéristique de la figure (2.26), on peut remarquer que pour chaque vitesse de vent, il existe une vitesse de rotation optimale de la génératrice qui permet de récupérer une puissance maximale [46, 25].

Le schéma bloc de la turbine éolienne est représenté dans la figure (2.27). L'expression du couple aérodynamique à partir de coefficient de la puissance est donnée par:

$$C_q(\lambda, \beta) = \frac{1}{\lambda} C_p(\lambda, \beta) \tag{2.46}$$

D'où :

$$C_{aero} = \frac{1}{2} C_q(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^3 V^2 \tag{2.47}$$

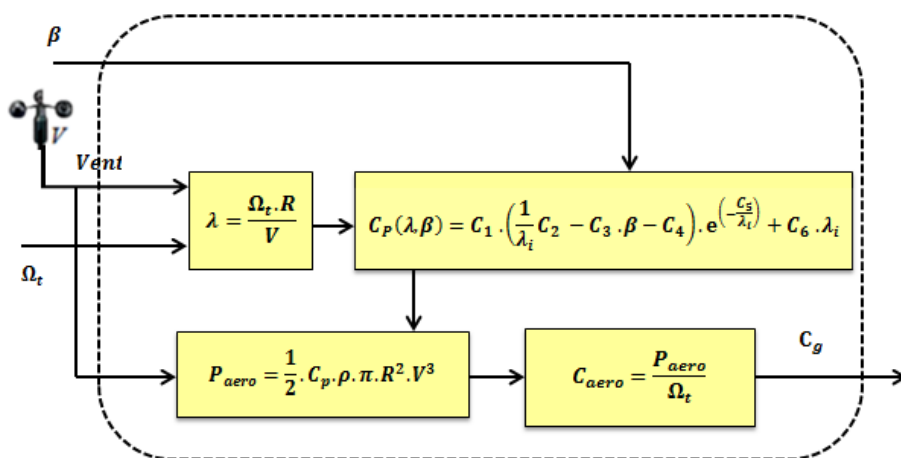


Figure 2.26 Schéma bloc de modèle de la turbine éolienne

3.3.2.3 Modèle du multiplicateur

C'est la boîte de vitesse du système, composé d'un multiplicateur parfaitement rigide, supposé idéal (Figure 2.28), il permet de convertir la vitesse réduite des pales en une vitesse élevée nécessaire pour la machine électrique selon le rapport de multiplication de transmission G :

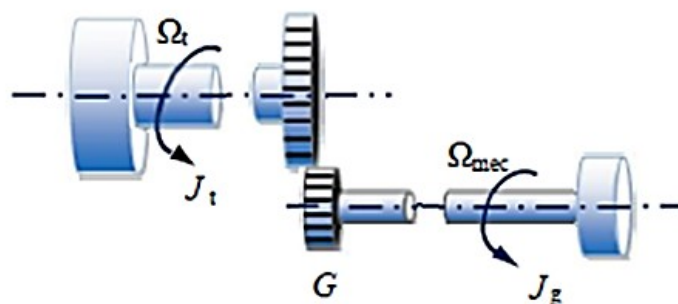


Figure 2.27 Dispositif d'accouplement et de réduction rigide

Il est mathématiquement modélisé par les équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_{aero}}{G} \tag{2.48}$$

$$\Omega_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \tag{2.49}$$

3.3.2.4 Equation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est amenée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie J_t et comprend la masse des pâles et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J la somme de l'inertie de la turbine amenée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice [46].

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \tag{2.50}$$

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse de rotation mécanique à partir du couple mécanique total $C_{méc}$ appliqué au rotor. [46, 85] :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \Sigma \text{ des Couples} = C_g - C_{em} - C_{vis} \tag{2.51}$$

Où J est l'inertie totale qui apparait sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple issu du multiplicateur C_g [46] :

$$C_{méc} = C_g - C_{em} - C_{vis} \tag{2.52}$$

Le couple résistant est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f :

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \tag{2.53}$$

Le schéma bloc de la figure (2.29) correspondant à la modélisation de la turbine couplée, Les entrées de la turbine sont la vitesse du vent V , l'angle d'orientation des pales β , et la vitesse de rotation de la turbine Ω_t [46].

Ce modèle montre que la vitesse de la turbine Ω_t peut être contrôlée par action sur deux entrées : l'angle de la pale β et le couple électromagnétique de la génératrice C_{em} . [46].

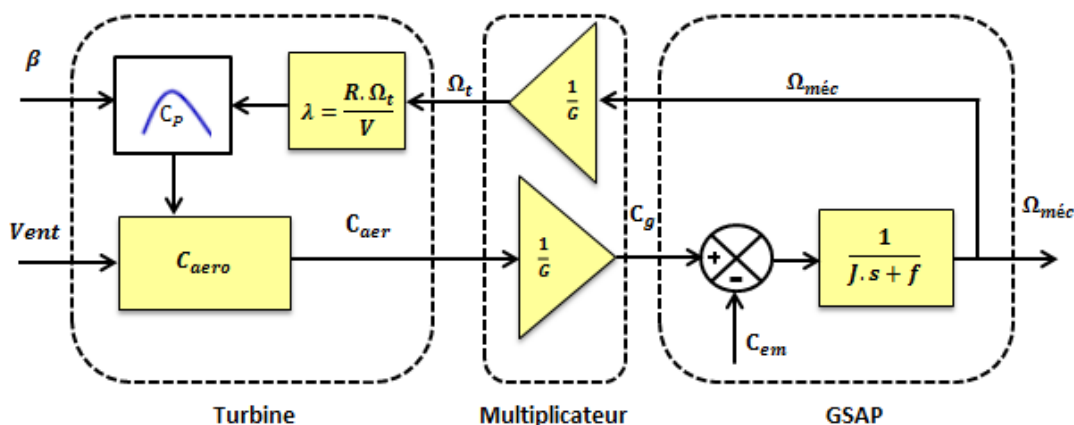


Figure 2.28 Modèle de convertisseur éolien

3.3.3 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents

3.3.3.1 Introduction

Les machines de type synchrone représentent aujourd'hui une partie importante du marché des convertisseurs électromécaniques d'énergie [46]. Les premières machines à aimants permanents ont été utilisées au début du 19^{ème} siècle, les progrès réalisés depuis plus d'un siècle ont contribué au développement de ces machines. L'utilisation d'aimants est aujourd'hui quasiment systématique pour les puissances inférieures à 10KW et s'entendent maintenant vers les fortes puissances (au-delà du MW). (Au-delà, le coût d'utilisation d'aimants devient souvent prohibitif). Seules quelques applications très spécifiques, comme par exemple la propulsion navale où les contraintes d'encombrement sont majeures, envisagent l'utilisation des aimants pour des fortes puissances (4,5MW à 120tr/min).

3.3.3.2 Description de la machine

La machine synchrone à aimants permanents (MSAP) comporte un stator et un rotor de constitution symétrique, le rotor est remplacé par un aimant permanent, ce qui présente l'avantage d'éliminer le système balais bague, les pertes rotoriques ainsi que la présence d'une source d'alimentation afin de fournir le courant d'excitation [85]. La figure (2.30) représente la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP), le stator est composé de trois enroulements identiques, triphasés (a, b, c) dont les axes sont distants entre eux d'un angle électrique égale à $(2\pi/3)$ et connectés en étoile à neutre isolé. L'excitation rotoriques est créée par des aimants au rotor [78].



Figure 2.29 Modèles de Générateur synchrone à aimant permanent (GSAP)

3.3.3.3 Modèle de la machine synchrone à aimants permanents

a. Équations de la machine synchrone dans le repère abc

Le modèle mathématique de la génératrice synchrone à aimants permanents représenté par la figure (2.31) nécessite l'adoption de certaines hypothèses simplificatrices. Ces simplifications proviennent des propriétés des machines à courants alternatifs [46, 86, 87].

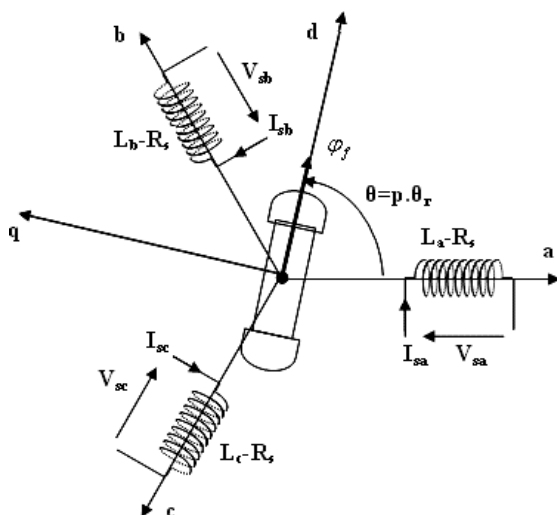


Figure 2.30 Représentation schématique de la MSAP [87]

- 1- La saturation du circuit magnétique est négligée.
- 2- La distribution sinusoïdale des *f.e.m* créés par les enroulements statorique.
- 3- L'effet d'encoche est négligé.
- 4- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.
- 5- L'hystérésis, l'effet de peau et les courants de Foucault sont aussi négligés.

La position du rotor est repérée par l'angle électrique :

$$\theta = \theta_0 + \omega . t \tag{2.54}$$

Avec $\omega = p . \Omega_t$:

θ_0 : Angle électrique initial ;

ω : Pulsation des grandeurs électriques ;

P : Nombre de paires de pôles.

Les équations électriques de la machine synchrone à aimants permanents dans le référentiel triphasé

$$\begin{cases} V_a = R_s . i_a + \frac{d\varphi_a}{dt} \\ V_b = R_s . i_b + \frac{d\varphi_b}{dt} \\ V_c = R_s . i_c + \frac{d\varphi_c}{dt} \end{cases} \tag{2.55}$$

- $[V_a \ V_b \ V_c]^t$: Vecteur tension des phases statoriques.
- $[i_a \ i_b \ i_c]^t$: Vecteur courant des phases statoriques.
- $[\varphi_a \ \varphi_b \ \varphi_c]^t$: Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques.
- R_s : Résistance des phases statoriques.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle.

En vertu de l'hypothèse d'une répartition spatiale sinusoïdale de l'induction, les équations magnétiques des flux induits par les aimants permanents dans les trois phases statoriques 'a, b, c' sont respectivement donnés par [87] :

$$\begin{cases} \varphi_{af} = M_{af} \cdot i_f = \varphi_{max} \cos \theta \\ \varphi_{bf} = M_{bf} \cdot i_f = \varphi_{max} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \varphi_{cf} = M_{cf} \cdot i_f = \varphi_{max} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \end{cases} \quad (2.56)$$

Le flux produit dans chaque enroulement statorique est la somme de quatre termes, l'expression du flux dans les phases 'a, b, c' est donnée par :

$$\begin{cases} \varphi_a = L_a \cdot i_a + M_{ab} \cdot i_b + M_{ac} \cdot i_c + M_{af} \cdot i_f \\ \varphi_b = L_b \cdot i_b + M_{ba} \cdot i_a + M_{bc} \cdot i_c + M_{bf} \cdot i_f \\ \varphi_c = L_c \cdot i_c + M_{ca} \cdot i_a + M_{cb} \cdot i_b + M_{cf} \cdot i_f \end{cases} \quad (2.57)$$

Pour un réseau symétrique on a : $L_a = L_b = L_c = L_s$ donc

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \varphi_f \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

b. Modèle de la machine synchrone dans le repère de PARK

La transformation de Park permet de réduire la complexité d'un système à travers un changement de variable. Elle permet le passage d'un système triphasé (abc) vers un système à trois axes orthogonaux (dq0), selon la figure (2.32). L'équation qui traduit ce passage est donnée par :

$$[X_{dq0}] = [P(\theta)][X_{abc}] \quad (2-59)$$

Où X représente le courant, la tension ou le flux.

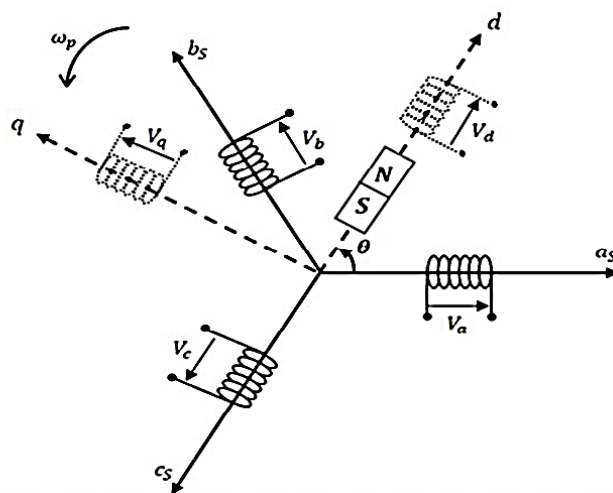


Figure 2.31 Passage du repère (abc) du stator au repère (dq0) de Park

Les deux matrices de Park pour le passage direct et inverse sont données par :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

$$P(\theta)^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

c. Equation des flux du système biphasé (d, q)

À partir des expressions des flux $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$ de l'équation 2.56, on obtient les équations de flux d'axes direct (d) et en quadratique (q) s'écrivent [87]:

$$\begin{cases} \varphi_d = L_d i_{ds} + \varphi_f \\ \varphi_q = L_q i_{qs} \end{cases} \quad (2.62)$$

Avec : L_d et L_q : sont les inductances propres des axes d et q respectivement ;

φ_f : Flux dû aux aimants

d. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q)

Le système d'équation (2.62) dans le système d, q après transformation s'écrit [87] :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + \frac{d\varphi_d}{dt} - \frac{d\theta}{dt} \cdot \varphi_q \\ V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \frac{d\varphi_q}{dt} + \frac{d\theta}{dt} \cdot \varphi_d \end{cases} \quad (2.63)$$

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + L_d \frac{di_{ds}}{dt} - \omega \cdot L_q i_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + L_q \frac{di_{qs}}{dt} + \omega \cdot (L_d i_{ds} + \varphi_f) \end{cases} \quad (2.64)$$

Si on inverse le sens des courants dans les repères de Park, le modèle du générateur synchrone à aimants permanents obtenu peut s'écrire sous la forme [87] :

$$\begin{cases} V_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - L_d \frac{di_{ds}}{dt} + \omega \cdot L_q i_{qs} \\ V_{qs} = -R_s \cdot i_{ds} - L_q \frac{di_{qs}}{dt} - \omega \cdot (L_d i_{ds} - \varphi_f) \end{cases} \quad (2.65)$$

e. 3.3.3.5 Expression de la puissance

La puissance électrique de la machine dans le repère (abc) est exprimée par [87, 88]:

$$p(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (2.66)$$

En remplaçant les courants et les tensions dans cette expression par leurs similaires dans le système (d, q) , on obtient l'expression de la puissance suivante :

$$p(t) = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (2.67)$$

en remplaçant v_d et v_q par leurs expressions on aura :

$$p(t) = \frac{3}{2} \left[\omega(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) - R_s(i_{ds}^2 + i_{qs}^2) - \left(i_{ds} \frac{d\varphi_{ds}}{dt} + i_{qs} \frac{d\varphi_{qs}}{dt} \right) \right] \quad (2.68)$$

tel que :

$$P_{em} = \frac{3}{2} \left[\omega(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) \right] \quad : \text{représente la puissance électromagnétique.}$$

$$p_j = \frac{3}{2} \left[R_s(i_{ds}^2 + i_{qs}^2) \right] \quad : \text{représente la puissance dissipée en pertes Joule dans le stator.}$$

$$p_v = \frac{3}{2} \left[\left(i_{ds} \frac{d\varphi_{ds}}{dt} + i_{qs} \frac{d\varphi_{qs}}{dt} \right) \right] \quad : \text{représente l'énergie magnétique emmagasiné dans le stator.}$$

f. Equation du Couple Électromagnétique

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle du stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [87]:

$$C_{em} = \frac{\partial W_e}{\partial \theta_{geo}} = P \frac{\partial W_e}{\partial \theta_e} \quad (2.69)$$

W_e : Énergie emmagasinée dans le circuit magnétique.

θ_{geo} : Écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator).

θ_e : Angle électrique.

p : Nombre de paires de pôles.

C_{em} : Couple électromagnétique

$$P_{em} = C_{em} \cdot \Omega_{méc} \quad (2.70)$$

Avec : $\omega = p \cdot \Omega_{méc}$

$$C_{em} = \frac{3}{2} \left[p \cdot (\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) \right] \quad (2.71)$$

En remplaçant de l'équation (2.62) et après affectation des opérations, on peut écrire :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \left[(L_q - L_d)(i_{ds} \cdot i_{qs}) + \varphi_f i_{qs} \right] \quad (2.72)$$

g. Equations Mécaniques

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$C_{mot} - C_{em} - C_f = J_{machine} \frac{d\Omega}{dt} \quad (2.73)$$

$$C_f = f \cdot \Omega \quad (2.74)$$

C_{mot} : Couple moteur appliqué sur le générateur.

C_f : Couple de frottement.

f : Coefficient de frottement visqueux.

$J_{machine}$: Moment d'inertie totale de la machine.

C_{em} : Le couple électromagnétique

4. Modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance

4.1 Introduction

Les convertisseurs sont des quadripôles (Figure 2.33) qui permettent de transformer la tension fournie pour des récepteurs fonctionnant en une tension connue en une autre tension de valeur désirée pour un transfert meilleur de la puissance [89, 90].

L'étude des convertisseurs sont nécessaires dans la mesure où ils sont fortement utilisés dans la plupart des systèmes de production d'énergie hybrides comme (éolien, Photovoltaïque ...).

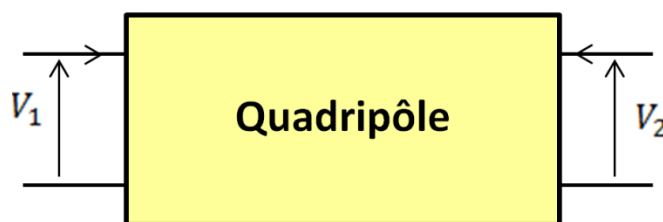


Figure 2.32 Schéma d'un quadripôle électrique

4.1.1 Les convertisseurs DC-DC (hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse [91].

L'utilisation du transformateur DC (convertisseur de puissance continu) avec rapport de transformation variable pour l'adaptation de charge a été le sujet de plusieurs publications et travaux scientifiques, Ces travaux démontrent qu'il suffit de faire varier le rapport de transformation pour trouver le point d'adaptation optimale entre la source et la charge [91, 92].

Le hacheur est composée de condensateurs, d'inductances et de commutateurs supposés idéales, la tension d'entrée est "hachée" par un dispositif électronique alternativement passant ou bloqué à une certaine fréquence.

Il en résulte une onde carrée de tension qu'il suffit de lisser pour obtenir à la fin une tension continue. Selon la structure, il peut être abaisseur ou élévateur de tension [91, 93].

Les convertisseurs DC-DC sont classés selon leurs topologies (isolées ou non isolée). Les topologies isolées emploient un transformateur d'isolement [91] alors que Les topologies non isolées ne comportent pas de transformateurs d'isolement. Ces dernières comportes trois types à savoir les convertisseurs abaisseurs (Buck), élévateurs (Boost), abaisseurs- élévateurs (Buck-Boost), ils sont fréquemment utilisés pour l'adaptation des panneaux solaires avec les différentes charges [93].

4.1.1. Hacheur Dévolteur

C'est un convertisseur direct DC-DC abaisseur, nommé aussi hacheur dévolteur ou hacheur série. Le schéma de principe est donné par la figure (2.34). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [91, 93].

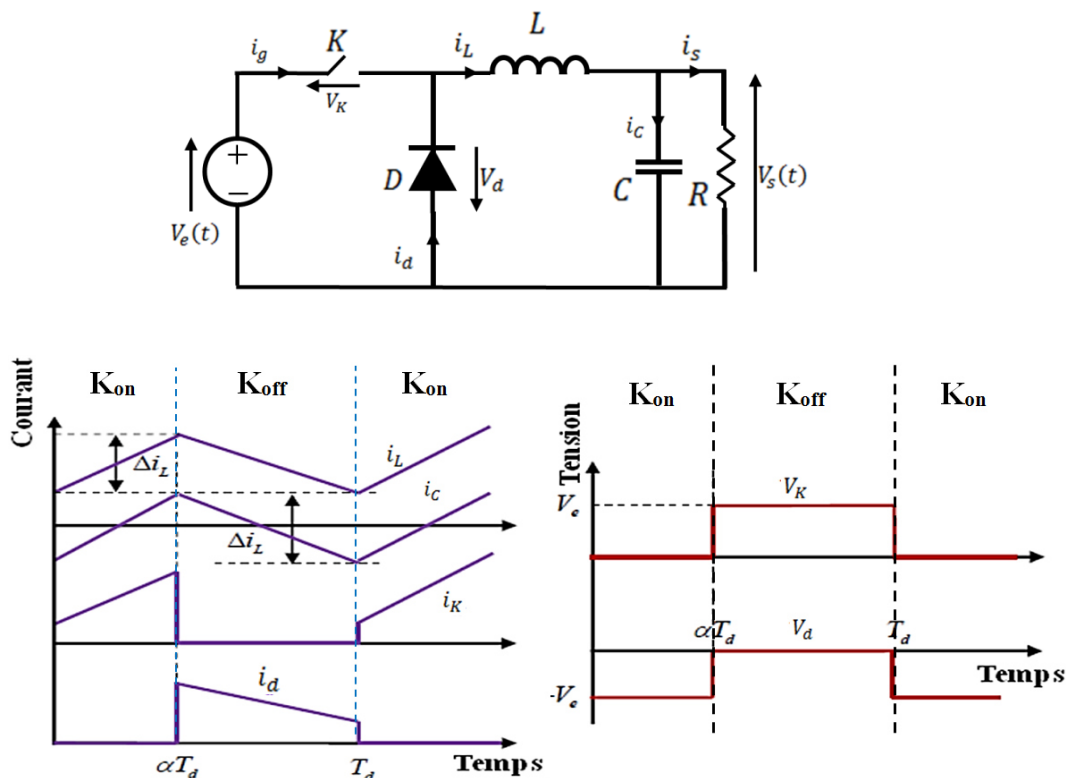


Figure 2.33 Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur

Pour modéliser le comportement réel du convertisseur il est nécessaire de connaître son modèle mathématique et son comportement sur toute la période de commutation $f = 1/T_e$.

Pour la première période αT_e :

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_e(t) - V_s(t) \tag{2.75}$$

Pour la deuxième période $(1 - \alpha)T_e$, les équations suivantes sont déduites :

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_s(t) \tag{2.76}$$

D'où on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière :

$$L \frac{dI_L(t)}{dt} = \alpha \cdot T_e (V_e(t) - V_s(t)) + (1 - \alpha) \cdot T_e \cdot (-V_s(t)) \tag{2.77}$$

Après arrangement, on obtient l'expression de la tension :

$$V_e(t) = \frac{1}{\alpha \cdot T_e} \left(L \frac{dI_L(t)}{dt} + V_s(t) \right) \tag{2.78}$$

La figure (3.35) représente la tension aux bornes de l'inductance avec un courant de forme triangulaire donné par les expressions suivantes [94, 95]:

Entre $0 < t < \alpha T$, interrupteur K est fermé et à $t = \alpha T$ le courant $I_L(t) = I_{L(max)}$ et son expression est donnée par :

$$\Delta I_L = I_{L(max)} - I_{L(min)} = \frac{(V_e(t) - V_s(t))}{L} \alpha T \tag{2.79}$$

De même entre $\alpha T < t < T$, interrupteur K est ouvert et à $t = T$ le courant $I_L(t) = I_{L(min)}$ et son expression est donnée par :

$$\Delta I_L = I_{L(max)} - I_{L(min)} = \frac{V_s(t)}{L} (T - \alpha T) \tag{2.80}$$

Les équations (2.79) et (2.80) permettent d'obtenir :

$$\begin{cases} \frac{(V_e(t) - V_s(t))}{L} \alpha T = \frac{V_s(t)}{L} (T - \alpha T) \\ V_s(t) = \alpha V_e(t) \end{cases} \tag{2.81}$$

4.1.2 Hacheur Survolteur

C'est un convertisseur DC/DC élévateur de tension, connu sous le nom de hacheur parallèle ou « Boost ». il délivre une tension de sortie continue plus élevée que la tension d'entrée, l'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (blocage et l'amorçage) [93, 96]. Le schéma de principe de base est celui de la figure (2.35). Son rôle est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [93].

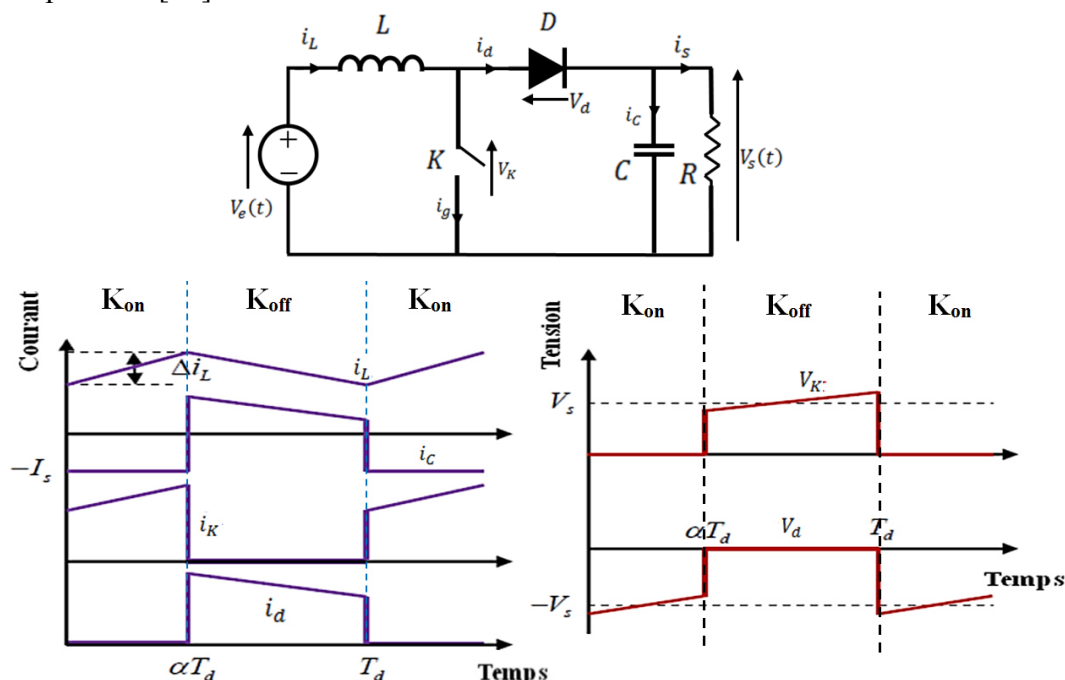


Figure 2.34 Schéma de principe d'un convertisseur Boost

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes Pour la première période $\alpha \cdot T_e$:

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_e(t) \quad (2.82)$$

Pour la deuxième période $(1 - \alpha) \cdot T_e$. Les équations suivantes sont déduites de la figure (3.36)

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_e(t) - V_s(t) \quad (2.83)$$

Comme pour le convertisseur dévolteur on obtient l'expression de la tension [93] :

$$V_e(t) = \frac{1}{T_e} L \frac{dI_L(t)}{dt} + (1 - \alpha) \cdot V_s(t) \quad (2.84)$$

La figure (3.36) représente la tension aux bornes de l'inductance avec un courant de forme triangulaire donné par les expressions suivantes [94, 95, 96]:

Entre $0 < t < \alpha T$, interrupteur K est fermé et à $t = \alpha T$ le courant $I_L(t) = I_{L(max)}$ et son expression est donnée par :

$$\Delta I_L = I_{L(max)} - I_{L(min)} = -\frac{V_e(t)}{L} \alpha T \quad (2.85)$$

De même entre $\alpha T < t < T$, interrupteur K est ouvert et à $t = T$ le courant $I_L(t) = I_{L(min)}$ et son expression est donnée par :

$$I_L(t) = \frac{V_e(t) - V_s(t)}{L} (T - \alpha T) + I_{L(max)} = I_{L(min)} \quad (2.86)$$

$$\Delta I_L = I_{L(max)} - I_{L(min)} = \frac{V_e(t) - V_s(t)}{L} (T - \alpha T) \quad (2.87)$$

Les équations (2.85) et (2.87) permettent d'obtenir :

$$\begin{cases} -\frac{V_e(t)}{L} \alpha T = \left(\frac{V_e(t) - V_s(t)}{L} \right) (T - \alpha T) \\ V_s = \frac{V_e(t)}{1 - \alpha} \end{cases} \quad (2.88)$$

4.1.3 Hacheur Dévolteur-Survolteur

C'est un convertisseur mixte qui combine les caractéristiques des deux premiers convertisseurs. Le hacheur dévolteur-survolteur peut travailler comme abaisseur ou élévateur de tension, ce qui permet de l'utiliser dans les différentes applications photovoltaïques [89, 96]. Le schéma de la figure (2.36) représente sa structure de base L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor, car le courant est toujours positif, Les états de commutation sont contrôlés avec une période constante et un rapport cyclique variable [96].

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes Pour la première période $\alpha \cdot T_e$.

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_e(t) \quad (2.89)$$

Pour la deuxième période $(1 - \alpha) \cdot T_e$ Les équations suivantes sont déduites de la figure 2.36 :

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_s(t) \quad (2.90)$$

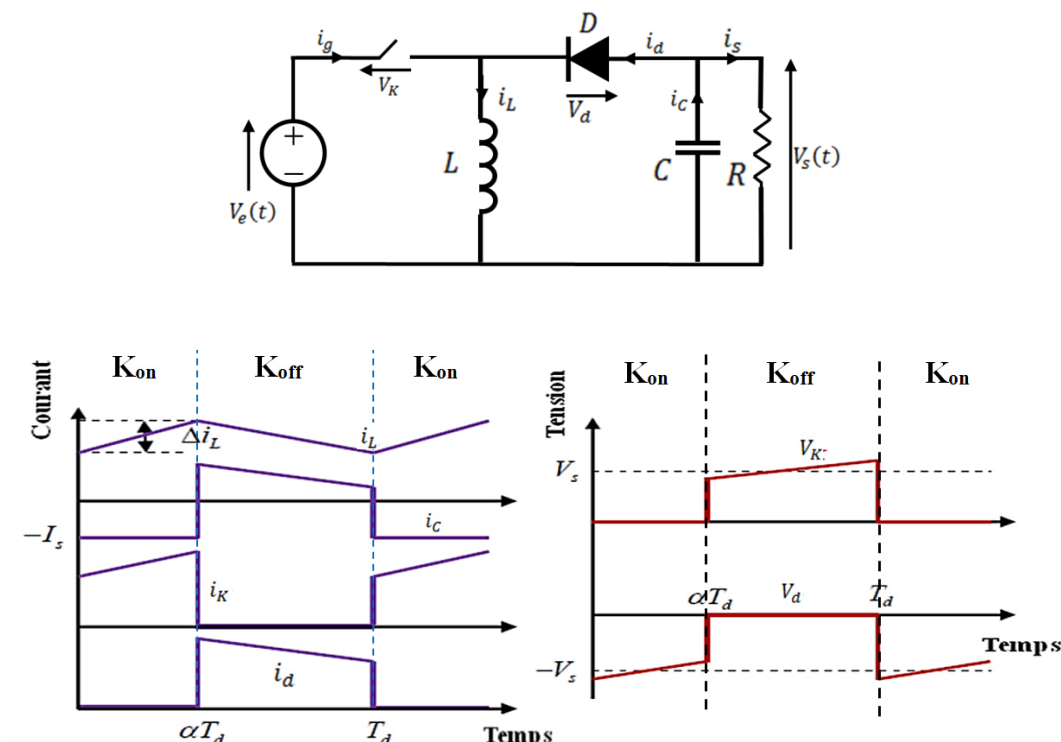


Figure 2.35 Convertisseur dévolteur-survolteur

Comme pour le convertisseur survolteur on obtient l'expression de la tension [94] :

$$V_L(t) = \frac{1}{\alpha T_e} \left(L \frac{di_L(t)}{dt} - (1 - \alpha) \cdot T_e \cdot V_s(t) \right) \tag{2.91}$$

La figure (3.37) représente la tension aux bornes de l'inductance avec un courant de forme triangulaire donné par les expressions suivantes :

Entre $0 < t < \alpha T$, interrupteur K est fermé et à $t = \alpha T$ le courant $I_L(t) = I_{L(max)}$ et son expression est donnée par :

$$\Delta I_L = I_{L(MAX)} - I_{L(MIN)} = \frac{V_e(t)}{L} \alpha T \tag{2.92}$$

De même entre $\alpha T < t < T$, interrupteur K est ouvert et à $t = T$ le courant $I_L(t) = I_{L(min)}$ et son expression est donnée par :

$$\Delta I_L = I_{L(max)} - I_{L(min)} = \frac{-V_s(t)}{L} (T - \alpha T) \tag{2.93}$$

Les équations (2.92) et (2.93) permettent d'obtenir :

$$\begin{cases} \frac{V_e(t)}{L} \alpha T = \frac{V_s(t) - V_e(t)}{L} (T - \alpha T) \\ V_s = -V_e(t) \times \frac{\alpha}{1 - \alpha} \end{cases} \tag{2.94}$$

Ainsi, la tension V_s du hacheur dévolteur-survolteur est [96] :

- inférieure à V_e pour α appartenant à l'intervalle $[0, 0.5]$ (mode de fonctionnement dévolteur)
- supérieure à V_e pour α appartenant à l'intervalle $[0.5, 1]$ (mode de fonctionnement survolteur)

4.2 Les redresseurs AC/DC

4.2.1 Les redresseurs à diodes (Pont de diodes PD3)

Les convertisseurs statiques commandés utilisés dans les chaînes de conversion d'énergie sont coûteux et pénalisant dans le cas de petite puissance, le pont à diodes s'avère une bonne solution économique. Les redresseurs à diodes, ou redresseurs non contrôlés sont irréversibles, leur conception est très simple et présentent une robustesse et une capacité de travailler à des fortes puissances [97].

Le redresseur triphasé à diodes supposées idéales est alimenté par une source de tension triphasée comme l'indique la figure (2.37), et débitant dans un bus DC. Chaque diode assure la conduction du courant pendant 1/3 de la période. Les courants de ligne en amont du redresseur à diodes sont déterminés à partir du courant continu en aval de celui-ci, qu'on a multiplié par les séquences de conduction de chaque phase.

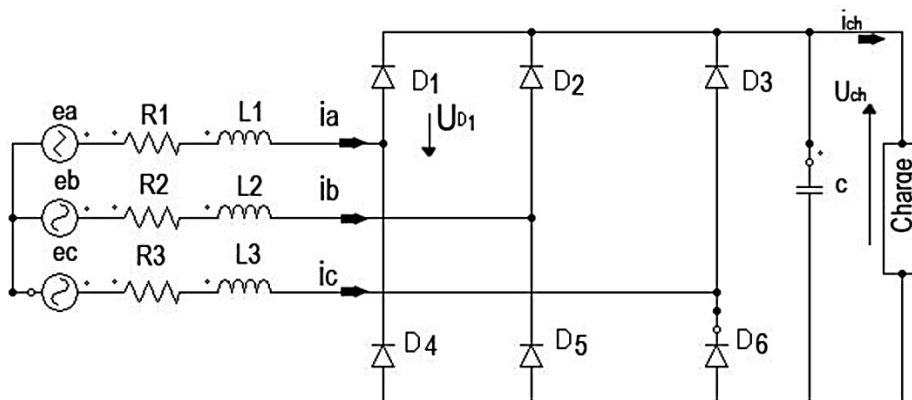


Figure 2.36 Schéma d'un pont de diodes

Si on néglige l'empiètement, la tension de sortie du redresseur sera définie comme suit [30] :

$$U_{red}(t) = \text{Max}[U_a(t), U_b(t), U_c(t)] - \text{Min}[U_a(t), U_b(t), U_c(t)] \quad (2.95)$$

$U_{red}(t)$: est la tension simple en sortie de la génératrice, en utilisant les variables complexes représentatives des grandeurs instantanées sinusoïdales, dans le cas d'un pont de diodes figure (2.38), lorsque le courant I est en phase avec la tension V elle s'écrit :

$$V = E - jL\omega I - RI \quad (2.96)$$

$\omega = 2\pi f$: est la vitesse de rotation du champ magnétique (pulsation électrique). L'amplitude de ce complexe vaut :

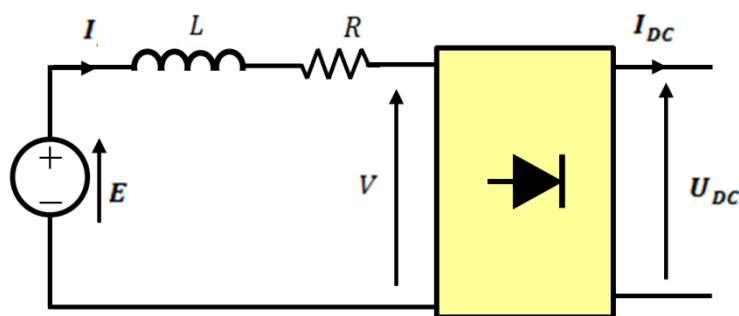


Figure 2.37 Schéma équivalent d'un redresseur par phase

$$V = \sqrt{E^2 - (L\omega I)^2} - RI \quad (2.97)$$

Dans le cas particulier où la machine alimente un pont redresseur à diodes, les relations entre les tensions d'entrée et de sortie d'une part, et les courants d'entrée et de sortie d'autre part, sont les suivantes [30] :

$$U_{DC} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_{moy} \quad (2.98)$$

et.

$$I_{DC} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} I_{moy} \quad (2.99)$$

Pour assurer la conduction continue du pont de diodes, il est nécessaire que la tension DC utilisée en aval du pont de diodes doive être inférieure à la valeur de la force électromotrice maximale composée de la génératrice, multipliée par le facteur $\pi/2$ [42].

4.2.2 Redresseur à Commande MLI

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs à MLI, sont constitués de semi-conducteurs commandés. Les interrupteurs peuvent être commutés, selon les besoins avec une fréquence assez élevée [98]. Afin de faciliter la modélisation, On considère que le redresseur est composé d'un ensemble d'interrupteurs idéaux: (pas d'empiètement) [97], le redresseur de tension fonctionne en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence désirée en utilisant une commande en boucle fermée figure (2.39) où la tension mesurée du bus continu U_{DC} est mesurée et comparée avec une référence U_{DC-ref} .

Le signal d'erreur produit de cette comparaison est employé pour commuter les six interrupteurs du redresseur à la fermeture et à l'ouverture. De cette façon, la puissance peut s'écouler dans les deux sens selon les conditions sur la tension du bus continu U_{DC} mesurée aux bornes du condensateur C [99].

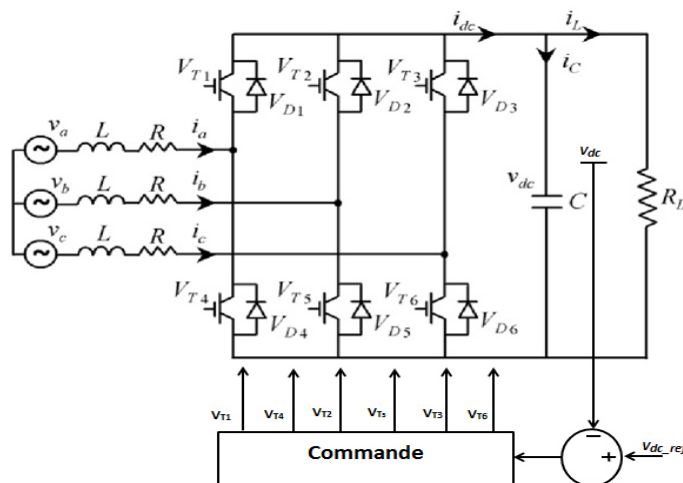


Figure 2.38 Topologies de base d'un redresseur de courant MLI [99]

Lorsque le condensateur (C) est déchargé, la tension à ces bornes est faible et le courant i_{ch} devient positif (fonctionnement redresseur). Le signal d'erreur demande au bloc de commande plus de puissance de la source alternative, de cette façon, un écoulement plus de courant de la source alternative vers le côté continu, et la tension de condensateur est récupérée jusqu'à la valeur désirée, inversement, quand i_{ch} devient négatif (fonctionnement onduleur), le condensateur C est surchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande de décharger le condensateur, et la puissance retourne à la source alternative [99]. La figure (2.40) illustre le schéma de principe redresseur MLI associé à une génératrice [100]. La fonction des interrupteurs est d'établir une liaison entre le côté alternatif et le bus continu; ces interrupteurs étant complémentaires, leur état est défini par la fonction suivante :

$$S = \begin{cases} +1, & \bar{S} = -1 \\ -1, & \bar{S} = +1 \end{cases} \quad \text{Pour : } S = a, b, c$$

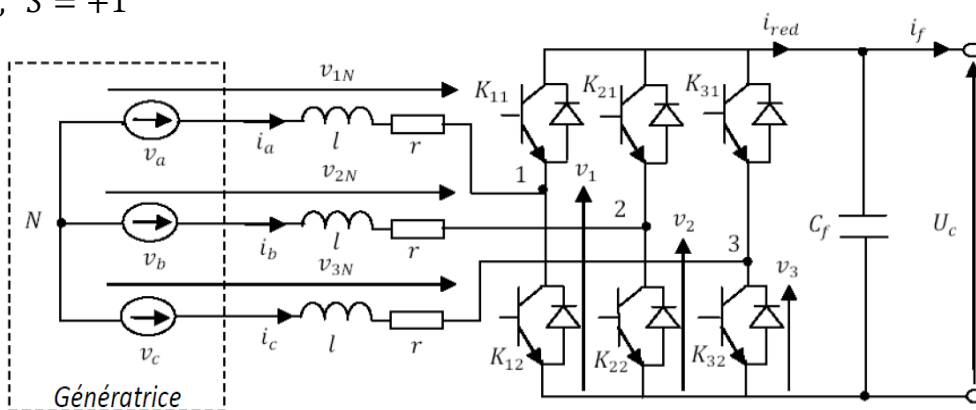


Figure 2.39 Convertisseur AC-DC triphasé

Les tensions de phase d'entrée et le courant de sortie peuvent être écrits en fonction de : S_j , U_{dc} et les courants d'entrée i_a, i_b, i_c . Les tensions d'entrée entre phases du redresseur MLI peuvent être décrites par :

$$\begin{cases} V_{ab} = (S_a - S_b) \cdot U_{DC} \\ V_{bc} = (S_a - S_b) \cdot U_{DC} \\ V_{ca} = (S_a - S_b) \cdot U_{DC} \end{cases} \quad (2.100)$$

Selon la table de commutation, les tensions d'entrée du redresseur sont données comme suit

$$\begin{cases} V_{sa} = \frac{2 \cdot S_a - (S_b - S_c)}{3} \cdot U_{DC} \\ V_{sb} = \frac{2 \cdot S_b - (S_a - S_c)}{3} \cdot U_{DC} \\ V_{sc} = \frac{2 \cdot S_c - (S_a - S_b)}{3} \cdot U_{DC} \end{cases} \quad (2.101)$$

Les équations de tension pour le système triphasé équilibré sans raccordement neutre peuvent être écrites ainsi :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + L_s \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.102)$$

Finalement, on déduit l'équation de couplage des cotés alternatif et continu: $I_C = I_{DC} - I_L$

$$C \frac{dU_{DC}}{dt} = (S_a i_{sa} + S_b i_{sb} + S_c i_{sc}) - I_L \quad (2.103)$$

4.3 Les convertisseurs DC-AC (onduleurs)

Un onduleur est un convertisseur statique qui permet la transformation de l'énergie de type continue, en une énergie alternative. Ils permettent d'imposer aux bornes de la machine (charge) des tensions d'amplitude et de fréquence réglable.

La forme de la tension de la sortie de l'onduleur doit être plus proche d'une sinusoïde avec un taux d'harmonique très faible.

Un onduleur de tension, monophasé ou triphasé figure (2.41) comprend des cellules de commutation. Chaque cellule est composée d'un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage et d'une diode antiparallèle [91].

L'onduleur triphasé est constitué de trois bras indépendants, comprend chacune deux interrupteurs de type (IGBT, MOSFET,...) et d'une diode montée en antiparallèle

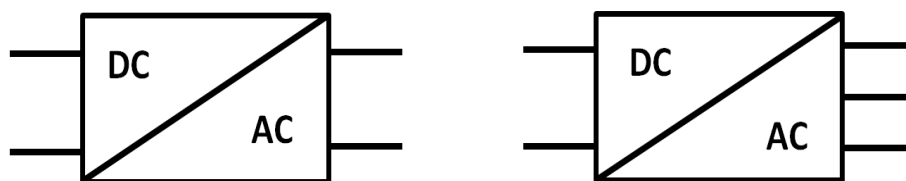


Figure 2.40 Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.

4.3.1 Structure et principe de fonctionnement de d'onduleur triphasé

Le fonctionnement de trois bras doit être complémentaire afin d'éviter de court-circuiter la source continue. Les interrupteurs bidirectionnels en courant, se compose soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle [99]. La figure (2.42) représente un onduleur de tension, on considère l'alimentation comme une source parfaite, supposée être constituée de deux générateurs de f.é.m. égale à $U_0/2$ connectés entre eux par un point noté n_0 . La machine a été modélisée à partir des tensions simples que nous notons V_{an} , V_{bn} et V_{cn} . L'onduleur est commandé à partir des grandeurs logiques, si T_i et T'_i sont des transistors (supposés être des interrupteurs idéaux), on a [83]:

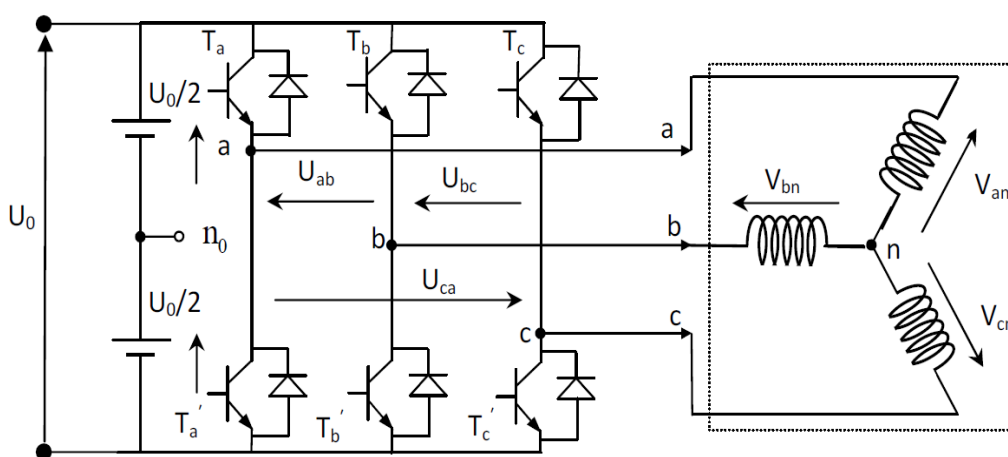


Figure 2.41 Schéma de l'onduleur triphasé

Si $S_i = 1$, alors T_i est fermée et T'_i est ouvert.

Si $S_i = 0$, alors T_i est ouvert et T'_i est fermée.

Les tensions simples des phases issues des tensions composées ont une somme nulle donc :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} U_o \begin{bmatrix} +2 & +1 & -1 \\ -1 & +2 & -1 \\ -1 & -1 & +2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \tag{2.104}$$

4.3.2 Les techniques de commande MLI

La modulation MLI est une technique fortement utilisée dans la transmission de l'information, elle consiste à moduler une onde porteuse triangulaire (issue d'un découpage à fréquence f_d par une onde modulante sinusoïdale (fréquence f_s beaucoup plus basse) [83]. Plusieurs méthodes sont utilisées pour commander les interrupteurs d'un onduleur par cette stratégie qui se présente par Plusieurs types de MLI pratiquement, dont on peut citer [83,101]. Les techniques de modulation sont nombreuses, les plus utilisées sont : la vectorielle et la modulation à bande d'hystérésis [102, 103], MLI à échantillonnage périodique, MLI à porteuse triangulaire.

5. Conclusion

A travers ce chapitre, nous avons présenté un aperçu général sur la modélisation de système d'énergie photovoltaïque et éolien, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les S.E.H ainsi que les différentes modélisations ont été abordées. Pour un système hybride (S.E.H) combinant ces deux systèmes de production d'énergie électrique de natures différentes, il est plus que nécessaire d'aborder l'étude des convertisseurs.

Ainsi, la modélisation permet d'établir une relation entre l'énergie produite par le système hybride éolien–photovoltaïque et la demande de l'utilisateur.

De la cellule photovoltaïque jusqu'à au générateur PVG, nous avons abordé la modélisation et le comportement du système photovoltaïque et de même avec ses limites permises de l'exploitation, le vent est modélisé suivi par une modélisation analytique de la turbine ou elle est décrit et modélisée en association avec la génératrice dans le cas du système éolien.

Pour maximiser l'utilisation du système hybride, la dernière partie est réservée au dimensionnement des composantes d'adaptation du S.E.H qui doivent tenir compte des variations de la charge et l'intermittence des ressources renouvelables disponibles de cela l'étude des convertisseurs est nécessaire à l'hybridation du système (SEH).

Chapitre 3

Commande des Systèmes de Conversion de L'Energie Photovoltaïque et Eolien

1. Introduction

Les sources d'énergie renouvelables présentent des irrégularités et des discontinuités dans le temps de ce fait les générateurs doivent être adaptés pour produire un maximum de puissance en exploitant au mieux l'énergie du soleil et celle disponible dans le vent. Pour atteindre cet objectif, de nombreux systèmes de commande sont développés pour maximiser la conversion d'énergie.

La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) permet de chercher le point de fonctionnement optimal des générateurs dont les caractéristiques sont non linéaires. Ces deux sources réagissent différemment et la stratégie de la recherche du point maximum optimale est spécifique pour chaque système. Pour cette raison, les commandes classiques connues et spécifiques pour le système PV et éolien seront étudiés séparément.

Ce chapitre, expose quelques architectures des chaînes de conversion photovoltaïque, éolien et les techniques MPPT associées, il est divisé en deux parties dont la première entame la commande des systèmes de conversion photovoltaïques et le problème d'adaptation qu'il pose, une partie de l'étude a été consacrée à l'amélioration des techniques de la recherche du point de puissance maximale MPPT classique.

Réservée à l'éolienne, la deuxième partie concerne l'étude des deux stratégies d'extraction de la MPP basé sur les contrôleurs de puissance indirecte (IPC Indirect Power Control) et les contrôleurs de puissance directe (DPC direct Power Control). Quelques méthodes sont étudiées et simulées, comme la technique utilisant le rapport de vitesse de pointe (TSR) avec ou sans asservissement de vitesse, la Technique MPPT à couple optimal (Optimale Torque OT) et à rétroaction du signal de puissance (Power signal feedback PSF).

2. Stratégie de commande des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque

2.1. Introduction

La production d'énergie électrique à partir de panneaux photovoltaïques (PV) est devenue très populaire par rapport à d'autres ressources renouvelables [104]. Cependant, l'énergie produite est irrégulière en raison de plusieurs paramètres, tels que la température, l'ensoleillement [105]. Malgré les avantages, le coût initial de la conversion et sa mise en œuvre est encore considéré comme élevé [106]. Afin d'extraire la puissance maximale d'un module PV, il est nécessaire d'utiliser un contrôleur. Dans la littérature, une large gamme de contrôleurs basés sur des algorithmes de poursuite ont été développés [107].

Le MPPT (maximum power point tracking) a donc pour rôle de convertir une énergie source d'un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue d'un autre niveau de tension (ou de courant) toute en assurant une adaptation entre la source et la charge pour un débit maximum de la puissance.

2.2 Critères d'évaluation d'une technique MPPT

Les paramètres de sélection sont essentiels pour choisir un meilleur contrôleur MPPT. Ces paramètres de sélection offrent uniquement un support de comparaison entre différentes méthodes MPPT. Cependant, il n'est pas évident de choisir le meilleur [31]

1- Implémentation c'est la facilité de mise en œuvre, la commande MPPT doit avoir un niveau de simplicité important pour favoriser un coût raisonnable.

2- Efficacité : L'efficacité est associée à la réponse et la simplicité de la technique MPPT.

3- Rapidité de réponse: La commande MPPT doit avoir une réponse rapide en s'assurant une meilleure adaptation face aux changements brusque des conditions climatiques.

4- Précision de suivi du MPP: le phénomène d'oscillation est courant dans la plus parts de méthodes MPPT ce qui diminue l'efficacité et le rendement de l'ensemble du système;

5- Stabilité et robustesse du système: c'est la faculté de piloter l'étage d'adaptation de telle sorte le point de fonctionnement du GPV doit être maintenu le plus près possible du MPP dans n'importe quelle condition météorologique.

6-Coût : Le coût des dispositifs MPPT dépend des caractéristiques du système, la complexité de l'implémentation et le nombre des capteurs utilisés.

2.3 Classification des commandes MPPT

Il existe deux critères importants de classification des commandes MPP dont on cite :

2.3.1. Classification selon la stratégie de poursuite

En général, le principe de suivi des algorithmes MPPT est différent d'une méthode à l'autre. Dans la littérature, les méthodes de suivi sont divisées en 4 groupes, la figure (3.1) illustre la classification générale des algorithmes MPPT.

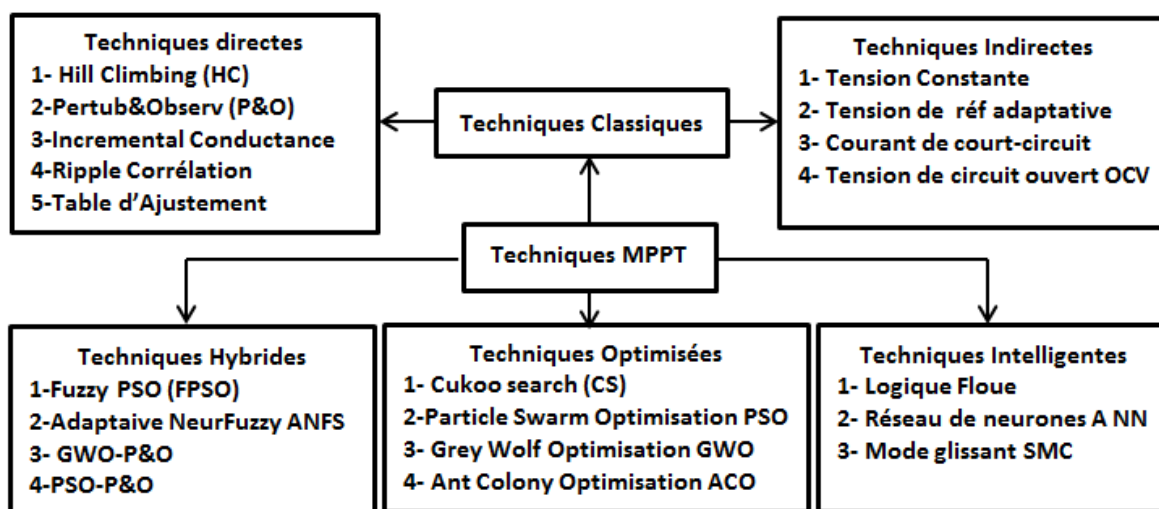


Figure 3.1 Classification générale de l'algorithme MPPT

2.3.2. Classification selon le type d'implémentation

2.3.2.1. Commande (contrôle) MPPT via les paramètres d'entrée

Il y a un certain nombre de commandes MPPT qui effectue une recherche du MPP selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV [108].

Dans cette configuration représentée par la figure (3.2), les entrées de l'étage de puissance V et I sont injectés à l'entrées du contrôleur, qui calcule la puissance continuellement et ajuste le paramètre de contrôle d jusqu'à ce que le panneau PV attient son MPP.

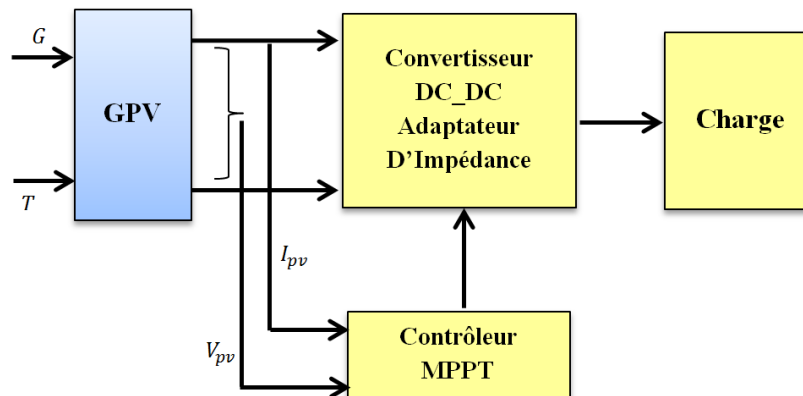


Figure 3.2 Contrôle du MPPT en utilisant les paramètres d'entrée.

2.3.2.2. Commande (contrôle) MPPT via les paramètres de sortie

Le contrôle du MPPT utilisant les paramètres de sortie des convertisseurs a été appliqué dans de nombreux travaux [109, 110].

Ce système utilise des capteurs à la sortie du convertisseur DC-DC comme paramètres mesurés, comme le montre la figure (3.3) cette configuration apporte un aspect important ou le rendement de convertisseur DC-DC est pris en compte.

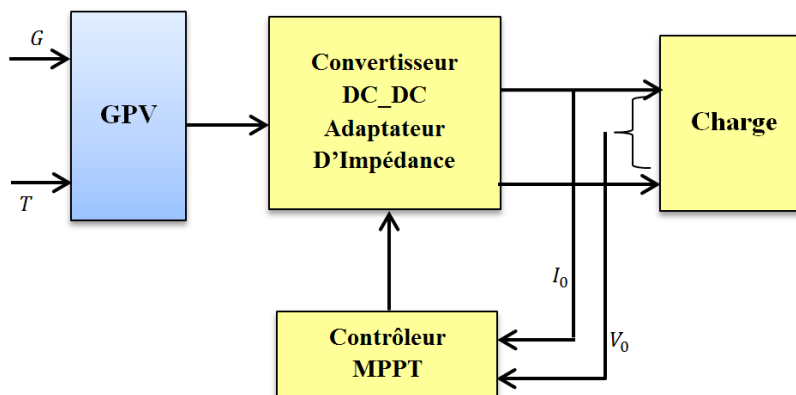


Figure 3.3 Contrôle du MPPT en utilisant les paramètres de sortie.

2.4. Problématique de la connexion GPV-charge

2.4.1 La connexion directe GPV-charge

Le système photovoltaïque peut travailler selon l'un des deux modes de fonctionnement : la connexion directe ou la connexion adaptée. La connexion directe sans commande électronique est simple, fiable et de faible coût mais elle ne garantit pas un transfert optimal de l'énergie du GPV vers la charge [30]. Cette configuration est illustrée à la figure 3.4, la diode anti-retour placée entre le GPV et la charge sert de protection de GPV lorsque la charge est une batterie qui pourrait débité dans le GPV.

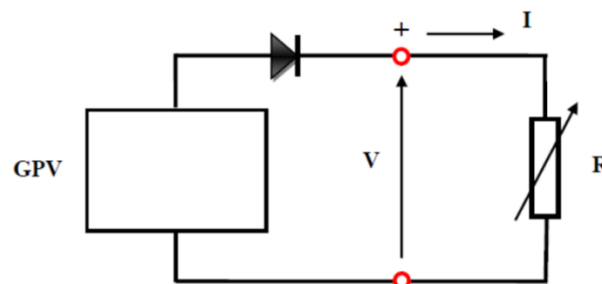


Figure 3.4 Connexion directe d'un GPV-charge

La figure 3.5, représente la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur PV. Le point d'intersection entre les caractéristiques $I(V)$ du générateur et celles des trois types de charges définissent trois modes de comportement de la charge : (B, type source de courant) et (C type source de tension) et (A type résistive $R = R_{opt}$.) [111].

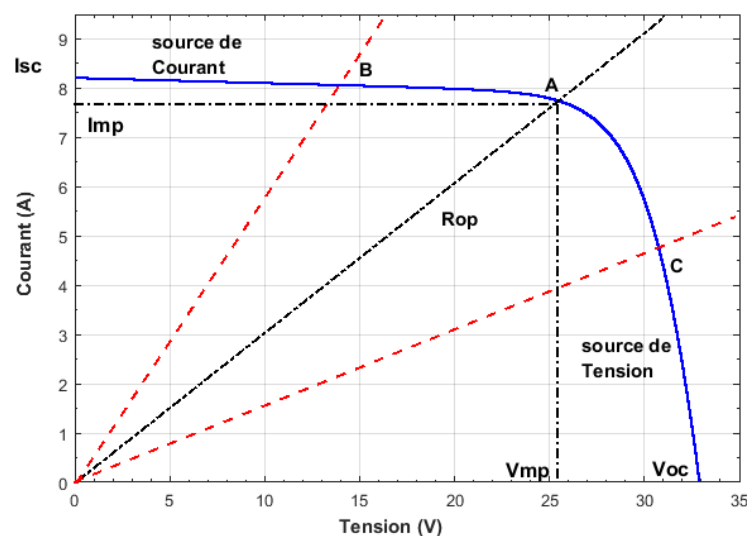


Figure 3.5 Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge

2.4.2 La connexion GPV-Charge via un étage d'adaptation

Un générateur PV présente une caractéristiques $I(V)$ non linéaire, dans des conditions standards de mesures, l'impédance différentielle $Z_d = \frac{dV}{dI}$ du GPV est toujours négative de part et

d'autre du MPP, l'intersection de la courbe du GPV avec la courbe de charge correspond au point MPP, cette valeur optimale vaut [49] :

$$Z_{d(opt)} = \frac{dV}{dI} = - \left(\frac{V}{I} \right)_{opt} \quad (3.1)$$

Alors, seule une charge dont la caractéristique passe par le point (V_{opt}, I_{opt}) permet d'extraire la puissance optimale. La valeur de cette charge à ce point vaut alors :

$$R_{opt} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} \quad (3.2)$$

L'utilisation optimale consiste alors à ce que la charge conserve à chaque instant sa valeur optimale R_{opt} lorsque les conditions varient. la technique adoptée consiste à utiliser un étage d'adaptation de résistance d'entrée variable entre le générateur PV et la charge comme décrit par la figure (3.6).

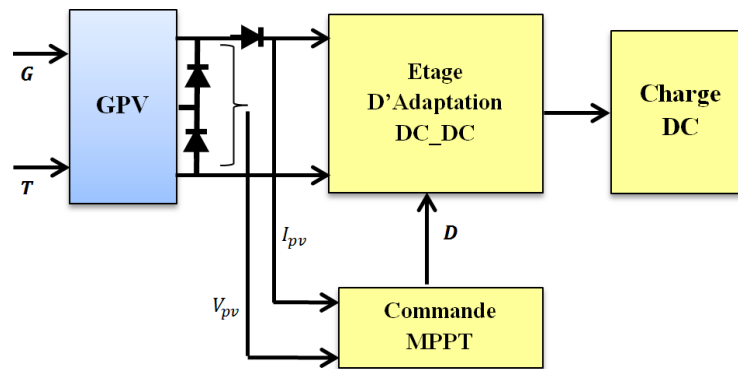


Figure 3.6 Générateur PV avec commande MPPT avec charge DC

2.5. Techniques de la recherche du point de puissance maximale MPP

2.5.1 Introduction

De nombreuses méthodes MPPT et ses variantes ont été proposées pour surmonter les inconvénients spécifiques de chaque poursuite. Les méthodes varient toutes en termes de complexité, de nombre de capteurs requis, de mise en œuvre numérique ou analogique, de vitesse de convergence, de capacité de suivi et de rentabilité [112, 113]. Cette partie résume les techniques MPPT les plus populaires utilisées.

Deux méthodes classiques sujet d'amélioration sont prises en considération lors de la mise en œuvre d'un système de recherche MPP. Il existe divers types de techniques MPPT utilisées pour faire fonctionner les modules PV à leur puissance maximale. Néanmoins, l'efficacité d'une technique particulière dépend de sa capacité à suivre les changements instantanés des conditions météorologiques. Ainsi, en fonction de la nature du suivi dans le cadre des MPPT, ces techniques sont classés comme suite [114, 115].

2.5.2 Les Techniques MPPT basées sur des relations de proportionnalité

2.5.2.1 Technique MPPT basée sur la tension constante (constante voltage CV)

Cette méthode est simple, rapide et facile à mettre en œuvre, mais sa précision est limitée. Afin que la puissance PV fonctionne à proximité de la MPP, la méthode de contrôle implique la comparaison de cette tension V_{pv} avec une tension de référence fixe équivalente connue. Le schéma de principe de la technique CV MPPT est présenté à la figure (3.7), dans cette méthode, les capteurs requis sont limités à un seul [116, 117].

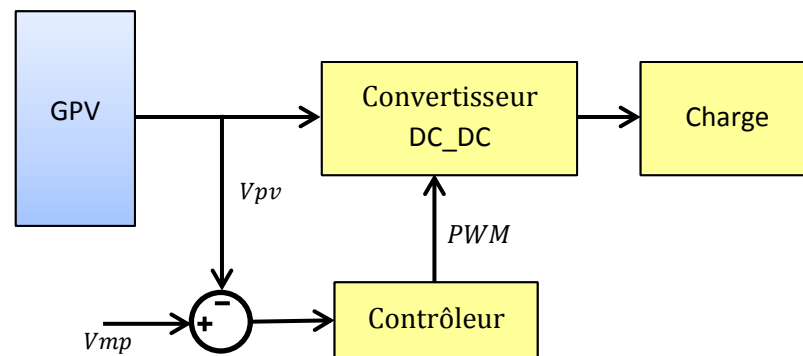


Figure 3.7 Schématique en block diagramme de la technique MPPT CV

2.5.2.2 Technique MPPT basée sur la tension adaptative (Adaptive Reference Voltage)

La méthode (ARV) tient compte des conditions climatiques, Elle mesure les niveaux de température T et de l'irradiation G grâce à deux capteurs, Le modèle est donné par la figure (3.8). L'erreur entre la tension de référence V_{mp} et la tension V_{pv} évaluée est compensée par un régulateur proportionnel-intégral (PI) qui génère le rapport cyclique d proportionnel à l'ajustement [118].

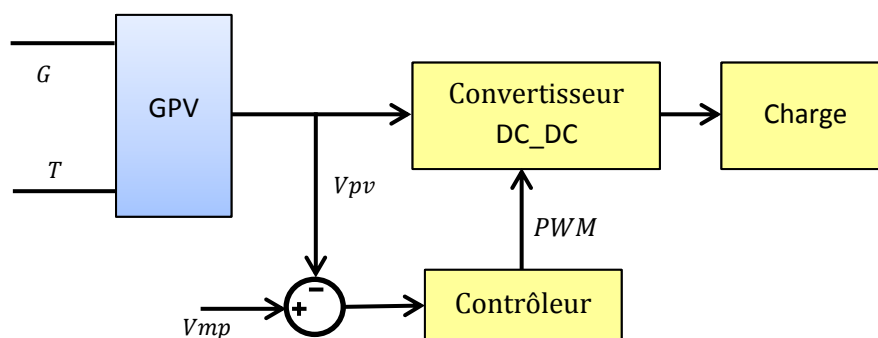


Figure 3.8 Schématique en block diagramme de la technique MPPT ARV

2.5.2.3 Courant de court-circuit MPPT (Short Circuit Current SCC)

Cette méthode utilise le courant du module PV pour déterminer le courant de fonctionnement optimal afin d'exploiter la puissance de sortie maximale [119]. Elle est basée sur la relation linéaire en première approche entre I_{mpp} et I_{sc} selon l'équation (3.3) :

$$I_{mpp} = K_i * I_{sc} \tag{3.3}$$

Avec K_i correspondant à un facteur de courant compris entre 0.78 et 0.92. L'équation (3.3) montre que le courant I_{mpp} peut être déterminé par une mesure de I_{sc} . Ce qui implique une perte de transfert de puissance due à la mise en court-circuit du GPV. D'où la mesure de courant entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques non négligeables au cours d'une journée. La mise en œuvre de cette technique (hors ligne) est illustrée dans la figure (3.9).

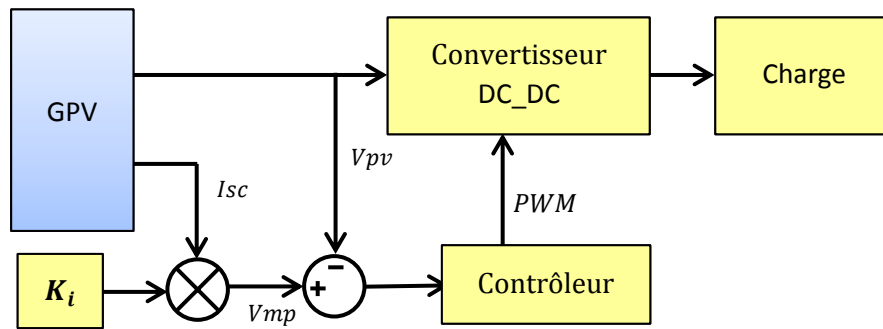


Figure 3.9 Block diagramme de la Méthode SCC.

2.5.2.4 Tension de circuit ouvert MPPT (Open Circuit Voltage OCV)

Cette technique OCV représentée par la figure (3.10) est très simple, elle consiste à comparer la tension du panneau V_{pv} avec une tension de référence optimale V_{mpp} [117, 119]. La tension de référence V_{mpp} est obtenue à partir de la connaissance de la relation linéaire existante entre V_{mpp} et V_{co} , elle est donnée par l'équation (3.4) :

$$V_{mpp} = K_v * V_{co} \tag{3.4}$$

La valeur k_v est comprise entre 0,7 et 0,8. L'inconvénient de cette méthode est la déconnexion régulière pour mesurer la tension V_{oc} impliquant une perte de transfert de puissance à chaque mesure. Plusieurs auteurs supposent que le coefficient K_v est constant pour un générateur donné ce qui n'est pas le cas puisque celui-ci varie en fonction de la température de fonctionnement [117].

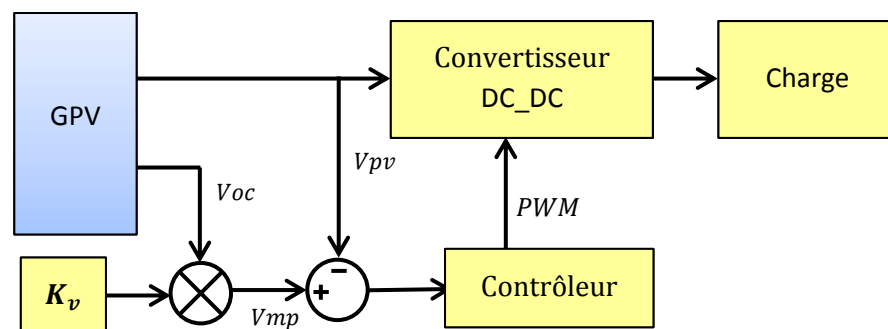


Figure 3.10 Block diagramme de la Méthode MPPT OCV

2.5.3 Les Techniques MPPT à algorithmes performants

2.5.3.1 Algorithme Hill Climbing Méthodes d'escalade (Hill Climbing HC)

La technique Hill Climbing (HC) est une méthode mathématique d'optimisation qui permet de suivre le point de fonctionnement le long d'une caractéristique en escalade pour atteindre le maximum de puissance du GPV en fonction de rapport cyclique du convertisseur. La perturbation est appliquée à travers le rapport cyclique D en l'incrémentant ou en le décrémentant jusqu'à avoir la dérivé soit nulle $\frac{dD}{dP} = 0$ [120].

La technique HC décrit par l'organigramme de la figure (3.11) comporte une seule boucle de régulation, elle utilise le rapport cyclique D comme variable de perturbation à travers une recherche aveugle. C'est la plus simple des techniques par sa mises en œuvre puisque elle comporte une seule boucle de retour sans nécessité des capteurs d'irradiation et de température.

La limite de cette technique réside dans le régime oscillatoire autour du MPP et dans L'incapacité de différencier le l'origine du changement de puissance, qu'il soit dû à un changement de l'irradiation G ou à une perturbation dû au rapport cyclique D .

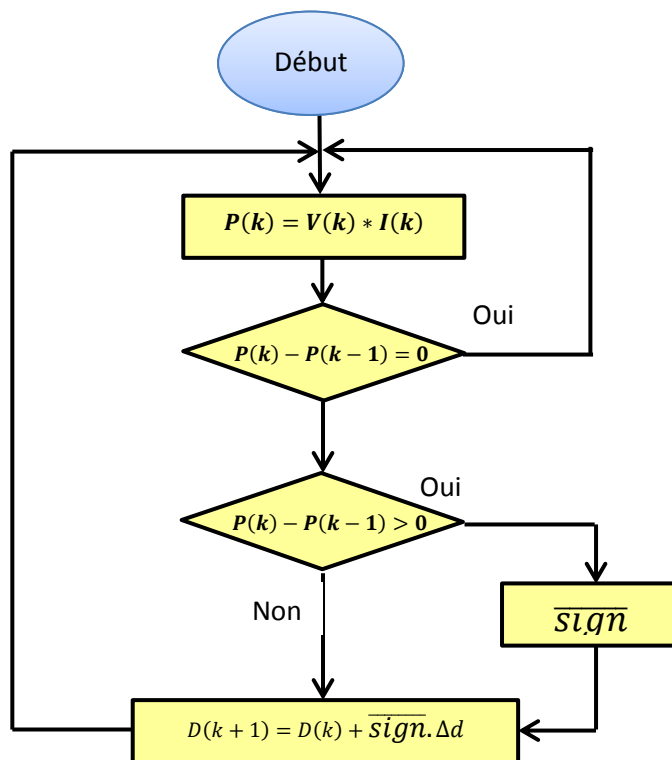


Figure 3.11 Organigramme de la Méthode HC

2.5.3.2 Algorithme de perturbation et observation

L'algorithme MPPT de perturbation et d'observation (P&O) est le plus populaire des algorithmes, il est facile à mettre en œuvre et à l'implémentation sur les microcontrôleurs [121].

Le diagramme de la méthode est donné par la figure (3.12). Un aperçu de l'état de l'art des différentes techniques de P&O a été présenté dans [112, 113].

La mise en œuvre de l'algorithme MPPT P&O est basée principalement sur la technique de perturbation directe du rapport cyclique du convertisseur utilisé [122, 123]. Le système est perturbé en augmentant ou en diminuant le rapport cyclique et on observe la puissance de sortie.

Si la puissance de sortie augmente par rapport à la puissance mesurée précédemment, la perturbation est favorisée et conserve la même direction, sinon si la puissance de sortie diminue par rapport à la puissance mesurée précédemment la perturbation est défavorisée et elle prend la direction opposée.

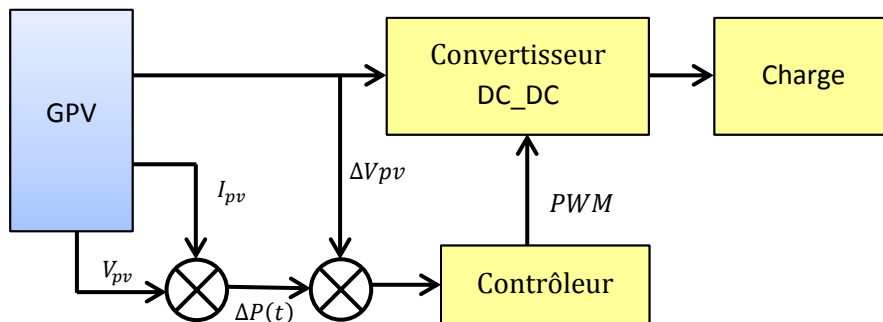


Figure 3.12 P&O conventionnel avec étape de perturbation fixe.

La boucle de recherche continue ses itérations jusqu'à ce que l'algorithme soit plus proche du point MPP, ces itérations engendrent alors des oscillants autour du MPP .

Pratiquement, il arrive que l'algorithme utilisé soit perdu lorsque la perturbation est due à un changement soudain et important de l'irradiation ce qui est considéré comme un inconvénient majeur de cet algorithme [124].

L'organigramme du principal algorithme P&O est présenté par la figure (3.13). À chaque cycle réel (k), la tension de sortie $V(k)_{PV}$ et le courant de sortie $I(k)_{PV}$ du système PV sont mesurés, puis la puissance de sortie $P(k)_{PV}$ est calculée. Cette puissance est comparée à la puissance calculée précédemment $P(k - 1)_{PV}$ au cycle ($k - 1$).

Pour rester proche de la MPP et diminuer les oscillations la taille du pas doit être petite cela affecter énormément la vitesse de réponse de l'algorithme et par conséquent provoque une perte d'énergie. Malgré l'avantage principal de cet algorithme et sa facilité d'implémentation, il montre un échec de suivi sous des changements rapides des conditions environnementales.

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \text{ MPP} \tag{3.5}$$

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0 \text{ à gauche de MPP} \tag{3.6}$$

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0 \text{ à droite de MPP} \tag{3.7}$$

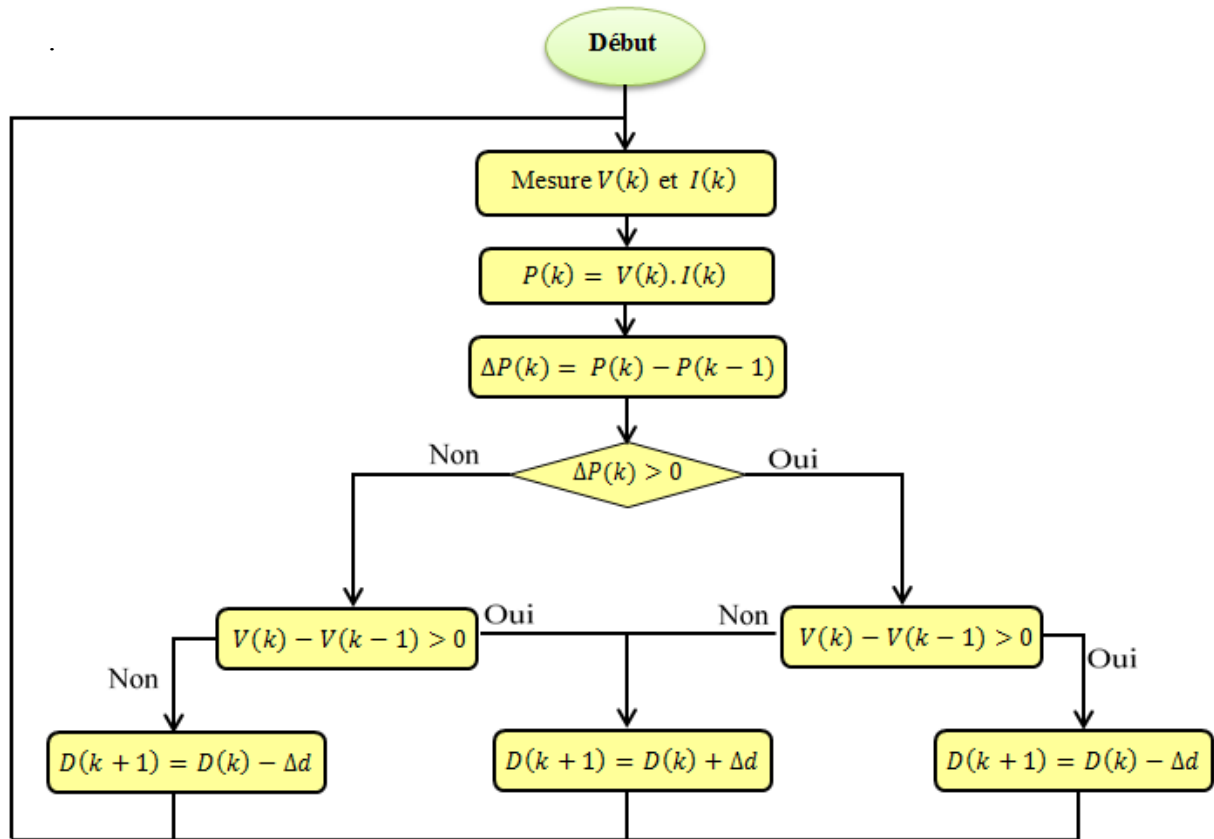


Figure 3.13 Organigramme de la méthode P&O conventionnel.

2.5.3.3 Algorithme de Conductance incrémentale (INC) MPPT

L'algorithme incrémental détecte le MPP en trouvant le pic de la courbe I-V basé sur l'équation (3.8), cet algorithme utilise les valeurs de la conductance I/V et sa variation incrémentale $\Delta I/\Delta V$.

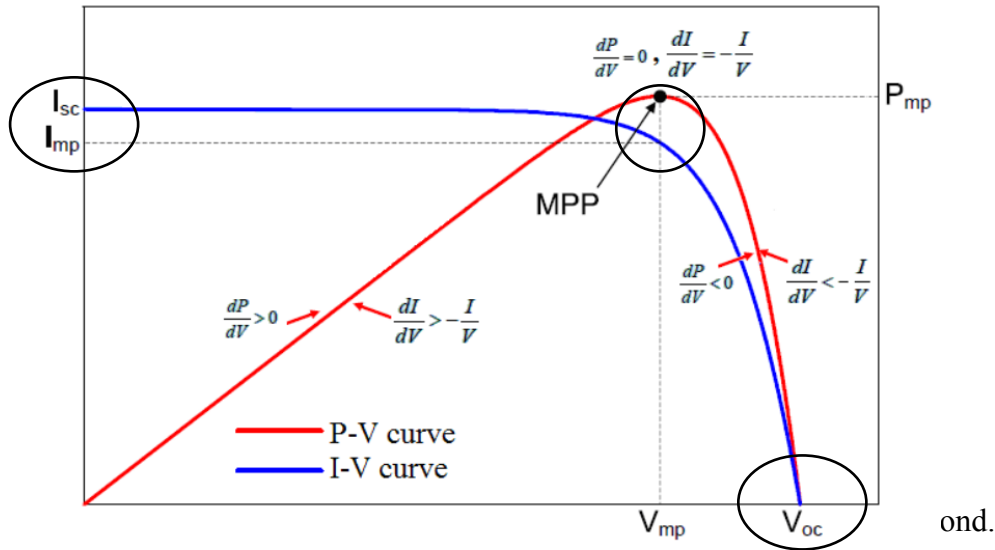
Cette technique est basée sur la variation de la conductance du GPV et son influence sur la position du point de fonctionnement. La conductance et la variation élémentaire de la conductance incrémental du module photovoltaïque sont définies respectivement par :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.8)$$

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.9)$$

Cette technique est semblable que celle utilisée par P&O pour atteindre la MPP, mais elle se base sur la relation unique de la courbe I-V (courbe courant-tension).

Cet approche comprend les estimations de courant et de tension de la cellule PV et mesure la dérivée du courant (dI) et de la tension (dV) de la cellule pour décider de la trajectoire du point de fonctionnement [125, 126]. La figure (3.14) présente la caractéristique de fonctionnement selon la méthode Inc_Cond.



Le MPP peut être atteint en comparant à chaque instant la valeur de la conductance $\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ avec celle de l'incrément de conductance ($\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}}$). La stratégie d'exécution d'INC à travers l'organigramme est présentée dans la figure (3.15). De nombreuses techniques de taille de pas adaptative sont introduites pour extraire le MPP sans oscillations. L'approche mathématique pour calculer la position de la MPP sur la courbe P-V est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V.I)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \tag{3.10}$$

Au point MPP, $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$ Telle que

$$\frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} = 0 \tag{3.11}$$

Si $\frac{dP}{dV} < 0$, le point MPP est à droite de la pente alors :

$$\frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} < 0, V \text{ augmente} \tag{3.12}$$

Sinon

$$\frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} > 0, V \text{ décroît} \tag{3.13}$$

Si $\frac{dP}{dV} > 0$, le point MPP est à gauche de la pente alors :

$$\frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} < 0, V \text{ décroît} \tag{3.14}$$

Sinon

$$\frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} > 0, V \text{ augmente} \tag{3.15}$$

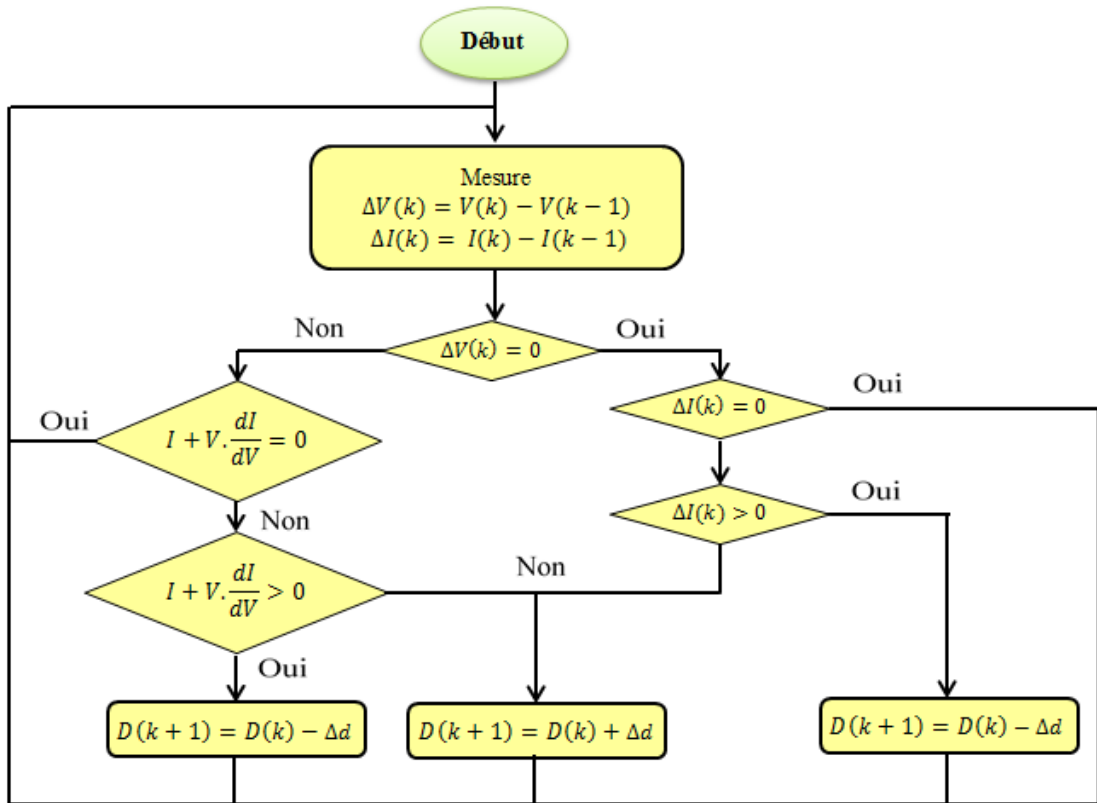


Figure 3.15 Organigramme de la méthode INC à pas de perturbation fixe

2.5.3.4 Contrôle de la corrélation d'ondulation (Ripple Corrélation Control RCC)

Cette technique utilise les ondulations à haute fréquence engendrées par le convertisseur statique dans les grandeurs mesurées du GPV (courant –tension et puissance) [127]. Le principe de la RCC (Ripple Corrélation Control) est basé sur la dérivé de puissance par apport au temps ($\dot{P} = dP/dt$) au lieu de (dP/dv) . Le point maximum est obtenu directement par la relation analytique du rapport cyclique $D(t)$ [128]:

$$D(t) = -K \int \dot{P} \cdot \dot{v} \cdot dt \tag{3.16}$$

où

$$D(t) = K \int \dot{P} \cdot \dot{i} \cdot dt \tag{3.17}$$

Dans cette technique, les valeurs de la tension et du courant PV sont détectées à l'aide de deux capteurs. La réponse dynamique dépend de la fréquence de hachage [128].

2.5.3.5 Méthode de la table de recherche (Look Up Table LUT)

La stratégie appelée LUT (Look Up Table) vise à réduire le temps de calcul de la recherche, toutes les données des valeurs requises sont stockées au préalable et récupérées dans une table ou mémoire statique [115]. Dans cette stratégie, les valeurs calculées de la tension et/ou du courant sont comparées avec les valeurs optimales précédemment stockées ce qui permet d'atteindre le point

MPP. La méthodologie est représentée dans la figure (3.16), dans cette technique, un régulateur de type PID modifie le rapport cyclique D du convertisseur DC-DC.

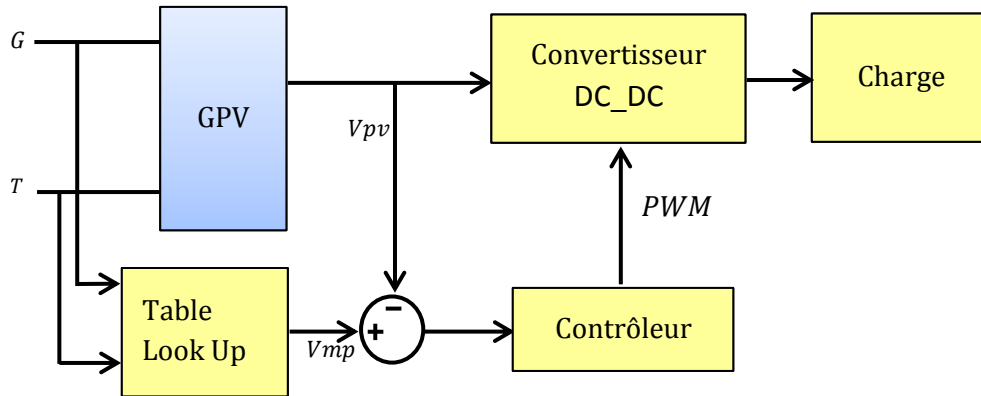


Figure 3.16 Block diagramme de méthode de la Table de recherche

2.5.4. Les Techniques intelligentes

2.5.4.1. Contrôleur à logique floue (FLC)

Les techniques intelligentes contribuent largement à l'amélioration de la poursuite notamment lorsque les conditions météorologiques changent de façon drastique. Les commandes basées sur la logique floue (Fuzzy Logic Control FLC) est une technique intelligente qui ne nécessite pas la modélisation mathématique du système, elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises. Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur E_r et le changement d'erreur ΔE_r et une variable de sortie ΔD (variation du rapport cyclique). La mise en œuvre de cette technique pour un système photovoltaïque solaire est représentée sur la figure (3.17)[129].

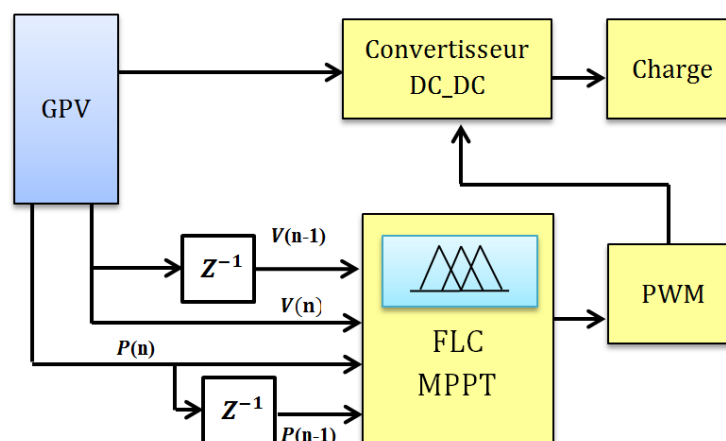


Figure 3.17 Block diagramme de la Méthode FLC

En général, la technique du flou comprend trois étapes, à savoir la fuzzification, la lecture de la table de vérité des règles (règles floues) et la défuzzification [129, 130]. Dans la fuzzification, les entrées des paramètres PV sont transformées en variables linguistiques, ou la quantité nette est

convertie en quantité floue (fuzzy set). Les règles "si" sont affectés aux variables linguistiques des paramètres relationnels d'entrée et de sortie en utilisant les connaissances humaines selon les besoins. Dans ce processus de calcule, on utilise principalement la fonction d'appartenance maximale, la méthode des centroïdes ou les méthodes de moyenne pondérée.

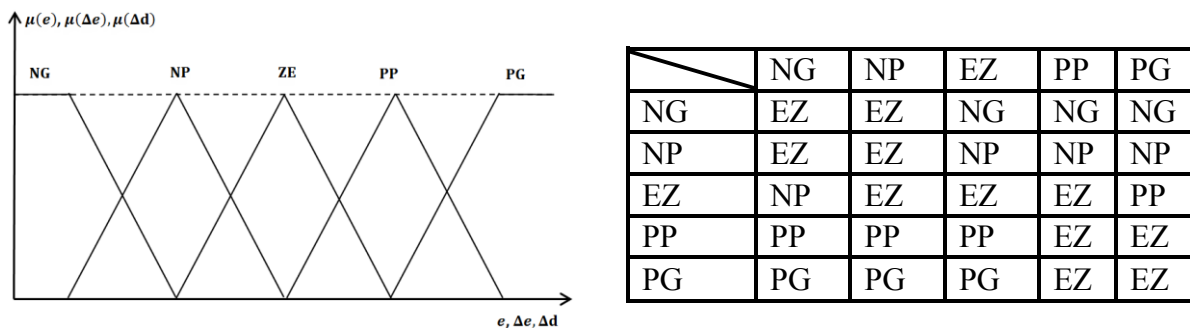
Dans la procédure de défuzzification, la sortie FLC passe d'une variable linguistique à une variable numérique, cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie Δd afin de pouvoir piloter le convertisseur de puissance pour atteindre le MPP. Le fonctionnement des FLC réside dans le changement continu du D dans le convertisseur à partir de l'information issue de la table de vérité dans le but de coïncider la puissance du panneau à la puissance maximale (P_{mpp}) désirée. Les entrées de contrôleur flou sont généralement l'erreur E et sa variation ΔE exprimée en :

$$E(n) = \frac{V_{pv(n)} * I_{pv(n)} - V_{pv(n-1)} * I_{pv(n-1)}}{V_{pv(n)} - V_{pv(n-1)}} \tag{3.18}$$

$$\Delta E(n) = E(n) - E(n - 1) \tag{3.19}$$

En fonction de leurs évolutions et d'une table de vérité établit comme indiquée dans la table 3.1, une valeur est attribuée au paramètre de sortie Δd . [29, 30]. L'ensembles flous et les fonctions d'appartenance utilisés pour la fuzzification des trois variables linguistiques $E(n)$, $\Delta E(n)$ et Δd

Table 3.1 Table de vérité pour une commande logique floue.



Avec EZ : Egal à Zéro

PP : Positif Petit NP : Négatif Petit

PG : Positif Grand NG : Négatif Grand

La mise en œuvre de la FLC au niveau des blocs est illustrée à la figure (3.18).

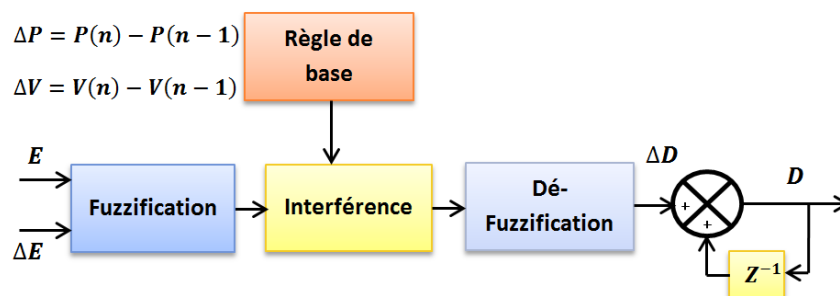


Figure 3.18 Block de contrôle de la technique basée sur la logique Floue

2.6. Contribution à l'amélioration des MPPT classiques

2.6.1 Introduction

La perturbation directe du système est la technique la plus utilisée, le système est perturbé en augmentant ou en diminuant le rapport cyclique puis on observe son effet sur la puissance de sortie de la source. Si la puissance de sortie est augmentée on conserve la même direction, sinon on prend la direction opposée. La boucle de recherche continue ses itérations jusqu'à ce que l'algorithme se rapproche du point MPP. Le point de fonctionnement optimal demeure oscillant autour du MPP. Parfois, l'algorithme utilisé est perdu lorsque la perturbation est due à un changement soudain de l'irradiation ; ceci peut être un inconvénient majeur de cet algorithme.

2.6.2 Amélioration de l'algorithme P&O par l'Approche Progressive

De nombreux travaux ont proposé plusieurs approches pour surmonter les problèmes cités [131-133]. Le « pas de perturbation » doit être choisi de manière appropriée puisque une faible valeur diminue la dynamique de recherche par contre une grande valeur provoque des oscillations excessives [118]. Pour améliorer les performances de l'algorithme P&O, on utilise un pas de perturbation variable et adaptatif [123, 133].

Dans le but de résoudre les deux premiers inconvénients une solution est proposée dans ce qui suit. La nouvelle contribution introduite permet d'améliorer les techniques MPPT classiques. Elle est basée sur la variation du pas de perturbation graduellement par une approche progressive (PP&O). De ce fait, deux approches ont été envisagées, la première approche est basée sur le choix judicieux de la valeur de la taille du « pas », où l'augmentation linéaire de la taille du pas est assurée afin d'augmenter la réponse. La deuxième approche permet d'améliorer la précision, elle est basée la réduction automatique de la taille de « pas » par division successif après chaque dépassement de la pente. Dans cette approche, la valeur initiale de la taille du pas augmente linéairement dans le cas d'un suivi du MPP dans la même direction selon la caractéristique $I = f(V)$, lors de dépassement, la dernière valeur du pas est réduite de moitié et la valeur obtenue servira comme valeur initiale pour redémarrer une nouvelle approche vers le MPP. Ainsi, la taille du pas change à chaque pente des deux côtés de la MPP et le rapport cyclique est conservé près de sa réelle valeur alors que la valeur de la variation du « pas » est infiniment réduite.

Une fois la MPP atteinte selon la précision souhaitée, la taille du pas final résultant est très faible et doit être réinitialisé si l'algorithme initie une nouvelle recherche ou détecte un dépassement du seuil. Pour cela on exploite le fait que le produit $signe d(I) * signe d(V)$ est positif. L'organigramme de l'algorithme PP&O progressif proposé est présenté à la figure (3.19) où p et n sont des entiers positifs qui augmentent d'une unité après chaque dépassement de la pente, de même la fonction "valeur de la taille du pas" évolue progressivement et linéairement à partir d'une valeur

initiale, elle double automatiquement en s'approchant de la MPP. La fonction génératrice de la "valeur du pas" de la caractéristique gauche est représentée par la fonction "t", tandis que pour celle de la droite est représentée par la fonction "s". Au début et selon le cas rencontré $n = 1$ or $p = 1$, où le suivi commence avec une valeur de pas initiale m_o , si le MPP est loin, alors cette valeur de pas est automatiquement doublée selon l'équation :

$$\begin{cases} t = t + m \\ \text{ou} \\ s = s + m \end{cases} \quad (3.20)$$

Dans le cas d'un premier dépassement de MPP, le diviseur entier p ou n est incrémenté et la fonction s ou t sont divisée par p ou n . Pour chaque processus de suivi en cours, la fonction génératrice de la valeur du pas est remise à zéro si un changement soudain est détecté. En somme, le « pas » est divisé par l'entier p ou n selon le nombre de pentes qui ont déjà été effectuées pour atteindre le MPP avec la précision souhaitée d_{th} ,

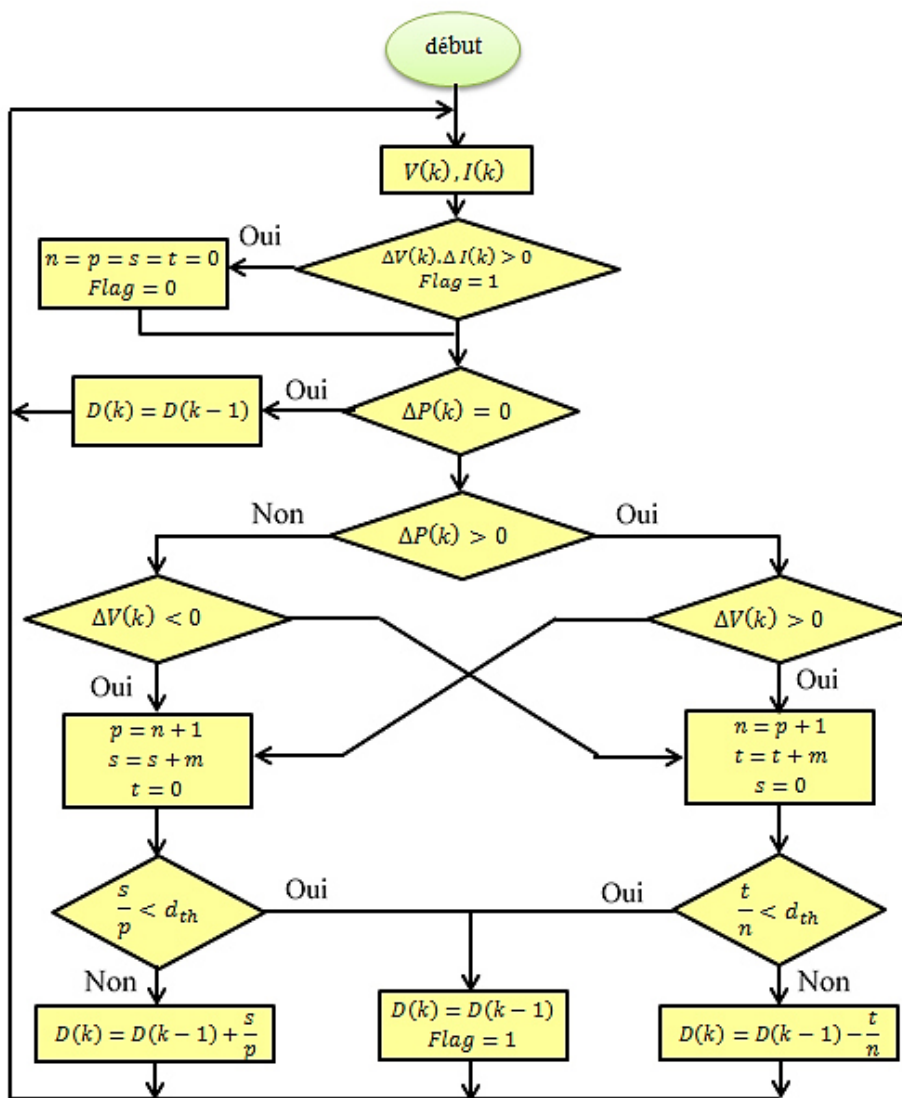


Figure 3.19 Organigramme de la méthode PP&O

2.6.3 Amélioration de l'algorithme INC par l'Approche Progressive (P_INC)

Les algorithmes classiques sont basés sur l'ajustement du rapport cyclique continuellement dans les deux directions autour des MPP, produisant des oscillations et créant un état instable [123], ce qui conduit à une perte de puissance du système. Ainsi, la vitesse de convergence est lente lorsque la taille de pas est petite et produit plus d'oscillations lorsqu'elle est grande, de nombreux chercheurs ont proposés plusieurs techniques pour optimiser le choix de la taille de pas [118, 134, 135]. Conformément aux études présentées dans [123, 135], l'améliorer des performances des algorithmes conventionnels en variant la taille de pas de perturbation est indispensables. Dans ce contexte, Rahman [136] et Fangrui [137] ont proposés le choix d'un pas de perturbation variable pour l'algorithme de conductance incrémentale ; cette méthode consiste à multiplier le pas fixe par la pente de la courbe PV, le rapport cyclique augmente ou diminue à mesure que l'on s'approche ou s'éloigne de la MPP. Cette technique a été développée ultérieurement par Soon. T, et Mekhilef S. [138]. Malgré cela, ces algorithmes à pas fixe ou variable sont incapables de détecter avec précision le changement soudain du niveau d'irradiation [134, 139]. D'autres techniques simples sont proposées dont l'une consiste à choisir plusieurs valeurs de pas tout au long de l'approche de MPP, l'approche progressive développée pour la méthode PP&O est ainsi introduite et incorporée dans l'algorithme Inc_Cond selon l'organigramme donné par la figure (3.20) :

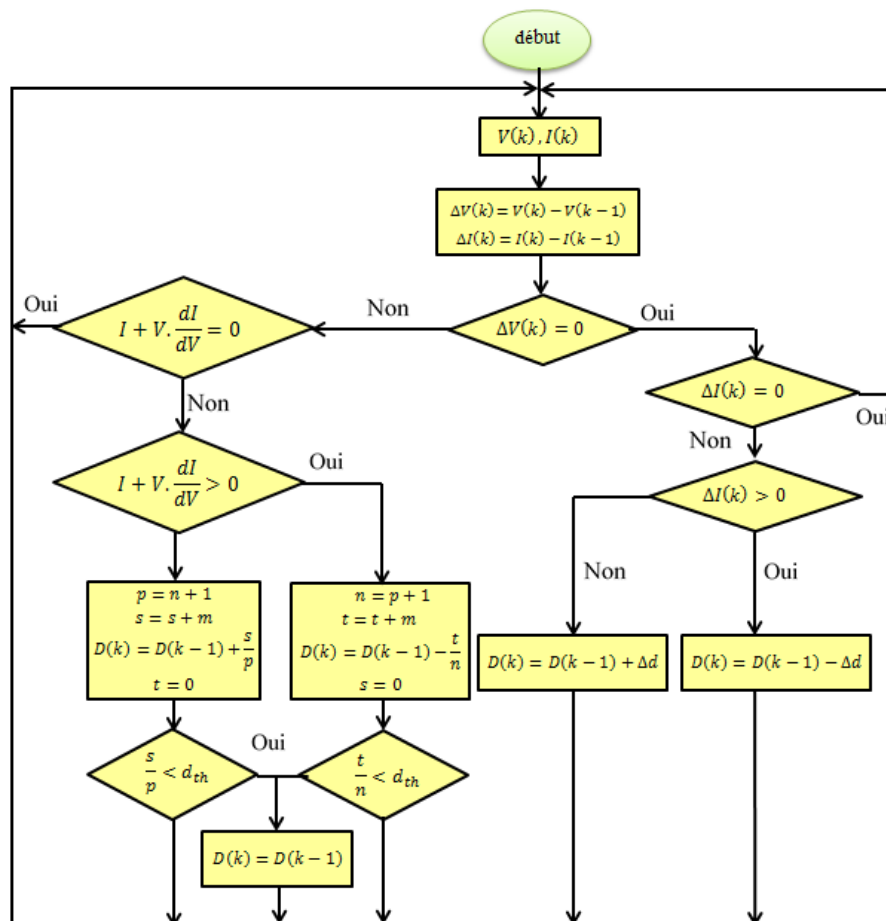


Figure 3.20 Organigramme de la méthode P_INC

La variation du rapport cyclique est une fonction linéaire de la taille du pas avec m comme valeur initiale. Selon l'organigramme, le PPM est achevé avec une précision imposée par la valeur limite d_{th} qui correspond au nombre de divisions successives effectuées pendant la recherche, d_{th} doit satisfaire les conditions imposées $d_{th} \leq \frac{s}{p}$ et $d_{th} \leq \frac{t}{n}$. Où p et n sont des entiers positifs de la division et qui augmentent après chaque dépassement de la pente à l'approche de MPP, m est le pas fixe initial et s et t représentent la pente du pas qui augmente linéairement.

Pour surmonter l'inconvénient de la mauvaise direction, un générateur basé sur l'équation (3.21) permet une remise à zéro du pas final afin de relancer une nouvelle recherche en cas où l'erreur de la puissance dépasse les limites imposées de précision.

$$sign d(I_{pv}) * sign d(V_{pv}) > 0 \tag{3.21}$$

2.7. Simulation et évaluation des algorithmes MPPT classique améliorés

2.7.1 Simulation et comparaison des algorithmes P&O et PP&O

Cette étude de simulation est basée sur la comparaison des deux algorithmes à température ambiante (25°), où deux cas de radiation solaire sont pris en compte, le premier est constant et l'autre est variable. D'autre part, l'algorithme proposé est testé pour différentes valeurs de la taille du pas de perturbation. La figure (3.21) montre le modèle de simulation du système PV avec un convertisseur DC-DC. Il se compose d'une inductance à résistance négligeable, d'un commutateur à semi-conducteurs contrôlé en puissance, d'une diode et d'un circuit de sortie RC. Les spécifications techniques suivantes de ces composants sont calculées pour un convertisseur élévateur:

$$R_{load} = 4 \cdot \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \tag{3.22}$$

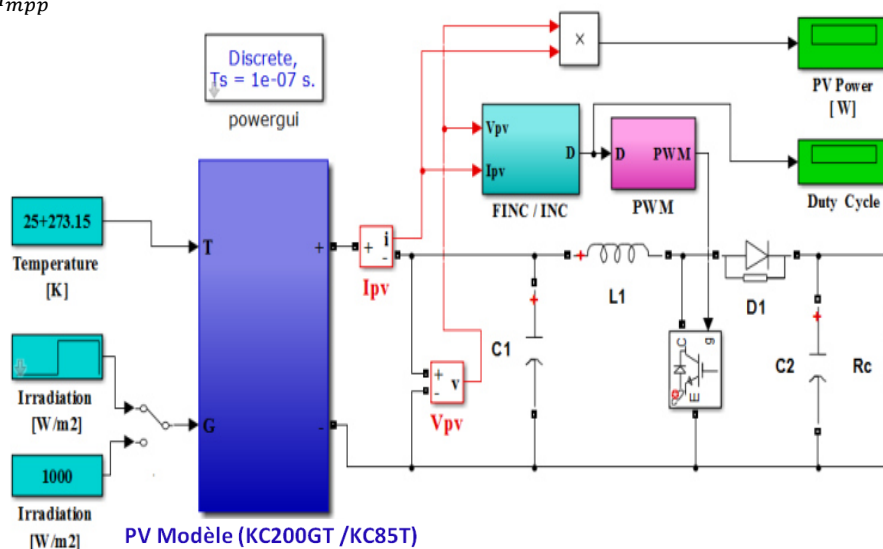


Figure 3.21 Configuration de système photovoltaïques (GPV et DC-DC Boost)

L'algorithme P&O modifié est implémenté sur un système composé d'un photovoltaïque de type KC200GT connecté à un convertisseur Boost DC-DC. Pour valider les résultats de la simulation, une comparaison est effectuée entre l'algorithme P&O classique et l'algorithme P&O modifié dans le cas d'une irradiation solaire simple et variable. Les paramètres adoptés pour le PVG et le convertisseur Boost sont résumés dans la table 3.2 et 3.3

Le critère de simulation choisi est lié aux principales caractéristiques de la performance telles que la vitesse de réponse, la stabilité du système, la dynamique du système et la détection des variations rapides. Sur la base des quatre valeurs de pas initiaux choisis, les résultats de comparaison obtenus pour les algorithmes PP&O et P&O conventionnel sont présentés dans la même figure deux par deux.

Table 3.2 Caractéristique électriques nominales de Panneau GPV KC200GT.

Parameters	Value
Maximum Power P_{max}	200.134 W
Voltage open Circuit V_{OC}	32.9 V
Voltage at Pmax (V_{MP})	26.3 V
Current Short Circuit I_{SC}	8.21 A
Current at Pmax (I_{MP})	7.61 A
Coefficient Temperature of V_{OC} K_v	-0.123 V/K
Coefficient Temperature of I_{SC} K_i	3.2×10^{-3} A/K

Table 3.3 Paramètre du convertisseur Boost

Element	symbol	value
Coupling Capacitor	C_1	0.470 mF
Inductance	L_1	0.1 mH
Output Capacitor	C_2	47 μ F
Load	R_c	13.8644 Ω
Switching frequency	f	10 kHz

Les résultats pour les valeurs de taille de pas fort $m_1 = 0.0015$ et $m_2 = 0.0020$ sont présentés dans la figure 3.22 (a). Les résultats pour les valeurs de taille plus faibles $m_3 = 0.0005$ et $m_4 = 0.0010$ sont présentés dans la figure 3.22(b).

Comme on peut le constater, pour les valeurs de pas initiales m_1 et m_2 , l'algorithme PP&O atteint la MPP en 9.5ms et 9ms respectivement alors que, pour les mêmes valeurs de pas l'algorithme P&O conventionnel atteint le MPP en 26,5 ms et 39,2 ms respectivement.

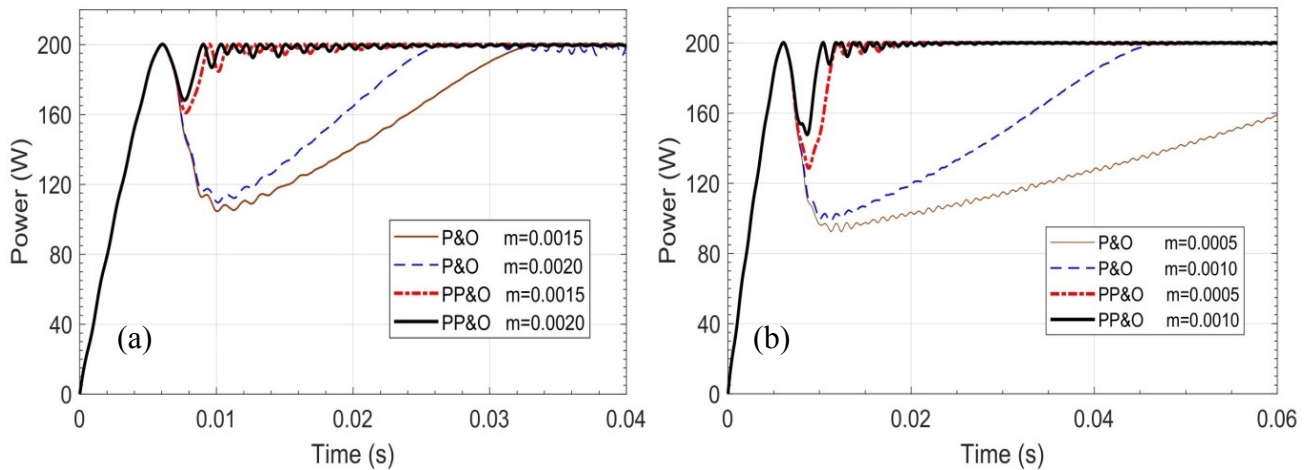


Figure 3.22 Comparaison en Puissance pour un pas initial grand (a) petit (b).

D'autre part, pour les valeurs de pas initiales m_3 et m_4 , l'algorithme PPO atteint le MPP dans les temps 10.36 ms. et 11.86 ms. Tandis que, pour les mêmes valeurs de taille de pas, l'algorithme conventionnel P&O atteint le MPP au bout de 46,8 ms et 87,5 ms respectivement, comme présenté dans la table 3.4, donc pour toutes les valeurs de pas, l'algorithme proposé (PP&O) est plus rapide que l'algorithme conventionnel (P&O) de 3 à 7 fois, Pour évaluer la précision, on étudie l'effet de la valeur du « pas » sur le rapport cyclique pour le contrôle du convertisseur élévateur pour les deux algorithmes, les conditions d'essai standard (STC) ($G_n = 1000 \text{ w/m}^2$ et $T_n = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) sont prises en compte où la charge est prise comme $R_{opt} = 4.R_{ch}$ De la même manière, les variations des cycles de fonctionnement en fonction du temps pour les deux algorithmes, le P&O et le PP&O sont présentés dans la même figure deux par deux pour les mêmes valeurs de taille en deux étapes.

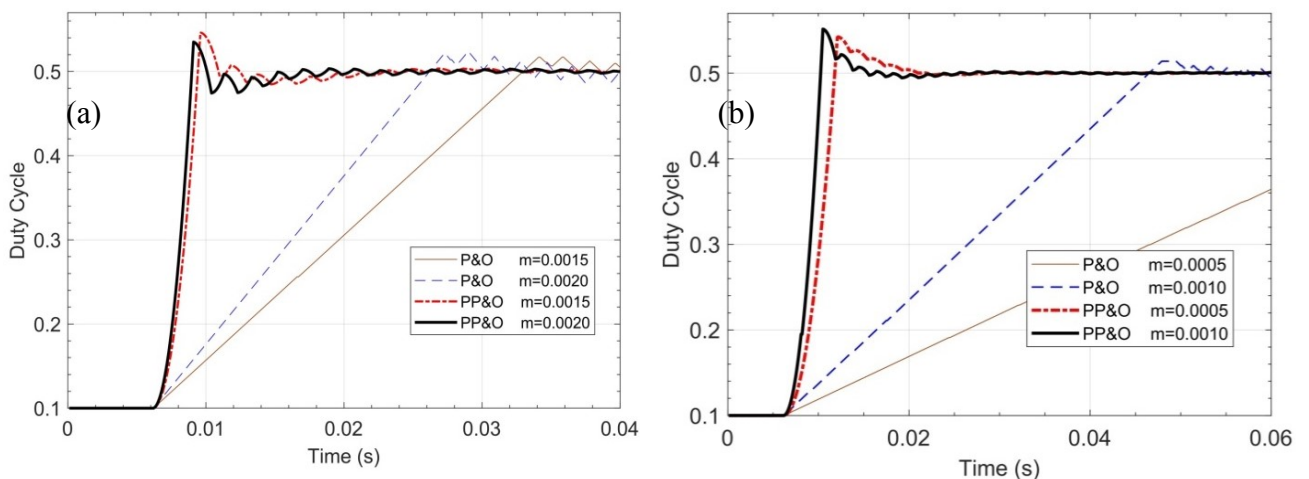


Figure 3.23 Comparaison de rapport cyclique pour un pas initial grand (a) petit (b)

La figure 3.23 (a et b) montre que pour les grandes valeurs initiales de la taille du pas $m_1 = 0,0020$ et $m_2 = 0.0015$, l'algorithme PPO progressif atteint la valeur requise du rapport cyclique en 9,0

ms et 9,4 ms, respectivement. Alors que, pour les mêmes valeurs de pas, l'algorithme P&O conventionnel atteint le rapport cyclique souhaité en 26,0 ms et 32,50 ms respectivement. Pour les petites valeurs de pas initiales $m_3 = 0.0010$ et $m_4 = 0.0005$ l'algorithme PPO progressif atteint la valeur requise du rapport cyclique en 10,3 ms et 11,8 ms respectivement, alors que pour les mêmes valeurs de pas, l'algorithme P&O conventionnel atteint la valeur du rapport cyclique en 46,1 ms et 87 ms respectivement. De la même façon, les performances de l'algorithme PP&O sont testées et comparées dans le cas d'un changement soudain de l'irradiation solaire. La variation de l'irradiation adoptée dans la présente simulation varie de 400 W / m^2 à 1000 W / m^2 au temps 0,1 sec et maintenue jusqu'à l'instant 0,2 sec où elle diminue à 400 W / m^2 .

Table 3.4 Performances des algorithmes P&O et PP&O pour irradiation constante.

Algorithme		Temps de poursuite de 0 to 1000 W / m^2		Ratio
		P&O (Pas Fixe)	PP&O (Pas Variable)	
Taille du Pas initial m_i	0.0005	87.40 ms	11.8 ms	7.36
	0.0010	46.8 ms	10.8 ms	4.51
	0.0015	32.9 ms	9.5 ms	3.45
	0.0020	26.5 ms	9.0 ms	2.94

Quatre valeurs de pas initiaux sont adoptées. Les figures 3.24 (a) et (b) montrent l'évolution rapide de la puissance produite et la variation du rapport cyclique obtenu.

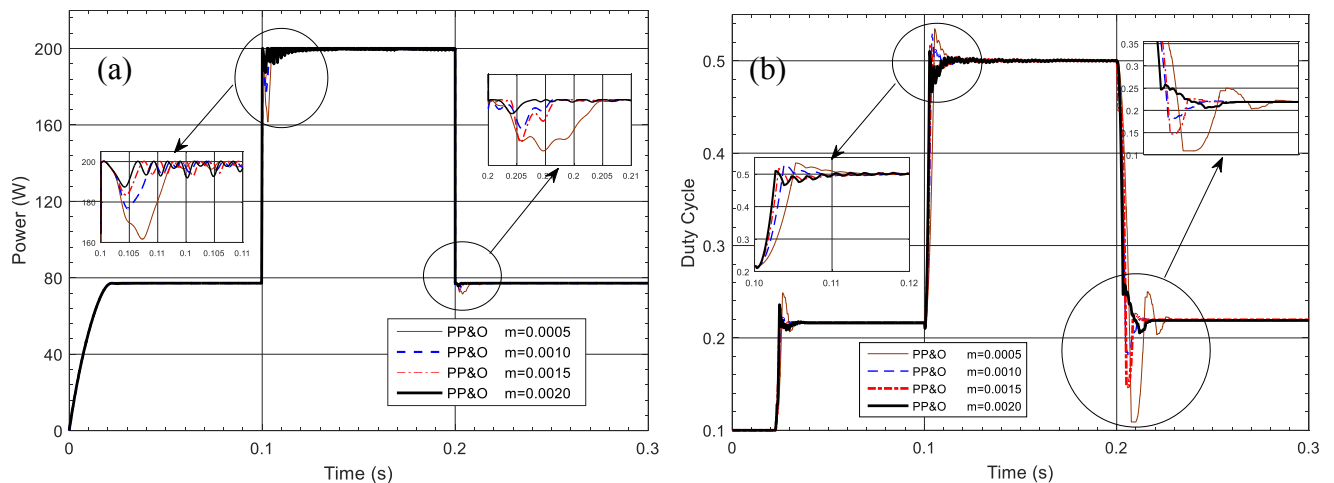


Figure 3.24 La puissance (a) le rapport cyclique (b) obtenus à l'irradiation variable.

Sur la base de ces résultats, on peut conclure que l'algorithme proposé assure bien la convergence vers la valeur MPP souhaitée, en outre, comme le montrent clairement les zones agrandies présentées dans la figure (3.24), les oscillations peuvent être réduites rapidement, mais il

est nécessaire d'assurer un choix optimal de la valeur de la taille de pas initiale. Les temps de réponse obtenus pour les deux algorithmes en fonction des 4 valeurs de pas initiaux sont présentés dans la table 3.5 :

Table 3.5 Performances des algorithmes PP&O et P&O lors de changements soudains de l'irradiation solaire.

Response time	Valeur de pas initial		Variation de profil d'irradiation	
	i	m_i	400 à 1000 W/m^2	1000 à 400 W/m^2
$t_{m_i, P\&O}$ (ms)	1	0.0020	15.2	15.1
	2	0.0015	19.2	19.6
	3	0.0010	28.3	29.7
	4	0.0005	58.2	58.1
$t_{m_i, PP\&O}$ (ms)	1	0.0020	2.9	3.2
	2	0.0015	3.1	4.3
	3	0.0010	3.7	4.7
	4	0.0005	5.3	6.6

Le rapport de vitesse est défini comme le rapport de temps de réponse entre les deux algorithmes comme suit :

$$r_{mi} = \frac{t_{m_i, P\&O}}{t_{m_i, PP\&O}} \quad (3.23)$$

Où: m_i est la i^{eme} valeur de la taille du pas initial, r_{mi} est le rapport correspondant à la taille du pas initial m_i , $t_{m_i, P\&O}$ et $t_{m_i, PP\&O}$ sont les temps de réponse correspondant à la taille du pas initial m_i , pour les algorithmes PP&O et P&O respectivement. Sur la base de ces résultats de simulation, on peut conclure que les performances de l'algorithme PP&O proposé sont plus élevées que celles de l'algorithme P&O conventionnel, où il est prouvé que pour une faible taille de pas, une très bonne convergence, une réponse rapide, et une réponse stable et précise peuvent être obtenues.

2.7.2 Simulation et comparaison des algorithmes INC et P_INC

L'algorithme de conductance incrémentale modifiée est implémenté. Pour valider les résultats de la simulation, on effectue une comparaison entre l'algorithme classique et modifiée pour le cas d'un rayonnement solaire simple et variable. Les paramètres de KC85T sont résumés en annexe .C dans la table 4.6. Les résultats de simulation pour les valeurs de taille $m_1 = 0.001$ et $m_2 = 0.0001$ sont présentés sur la figure 3.25 (a et b). Comme premier résultat, pour les valeurs initiales de taille de pas $m_1 = 0.001$ et $m_2 = 0.0001$, il est clair que l'algorithme FINC atteint le PPM en 6.5ms et 15.0ms respectivement.

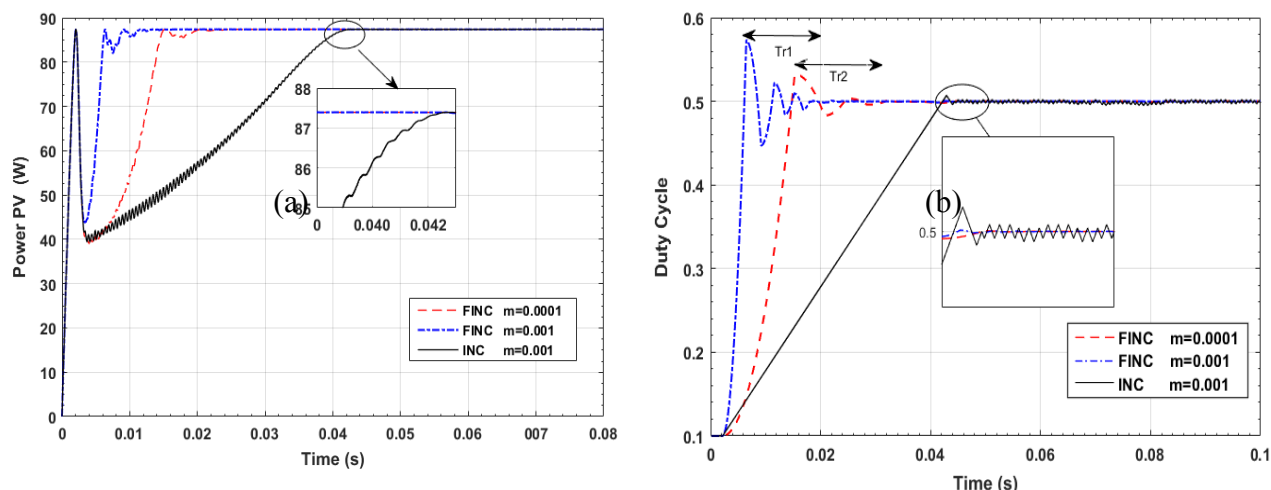


Figure 3.25 Puissance produite (a) et rapport cyclique(b) pour irradiation constante

Alors que, pour la valeur de pas $m_2 = 0.0001$, l'algorithme INC classique atteint le PPM en 42.5 ms d'où l'algorithme proposé (P_INC) est 2,6 à 6,3 fois plus rapide que l'algorithme classique (INC). De même pour le rapport cyclique de la figure 3.25 (b) les résultats de performance sont conservés. La table 3.6 résume le temps de réponse obtenu des algorithmes simulés lors d'une irradiation constante.

Table 3.6 Temps de réponse des algorithmes INC et FINC lors d'une irradiation constante

Algorithme		Temps de poursuite de 0 à 1000W/m ²	
		Puissance	Rapport cyclique
FINC	m=0.001	6.5 ms	6 ms
	m=0.0001	15 ms	14.5 ms
INC	m=0.001	42.5 ms	42 ms

Pour étudier le comportement dynamique de l'algorithme FINC proposé, deux valeurs de pas précédemment sélectionnées sont utilisées et pour montrer la vitesse de l'algorithme FINC, nous avons appliqué un changement soudain de l'irradiation de $400 W / m^2$ à $1000 W / m^2$ et de $1000 W / m^2$ à $400 W / m^2$ comme le montre la figure 3.26 (a et b). La figure. 3.26 (a et b) montrent l'évolution rapide de la puissance produite ainsi que la variation du rapport cyclique générée sous une variation soudaine et rapide de l'irradiation. D'après, la figure 3.26 (a et b), nous pouvons déduire que pour une valeur initiale du pas $m_1 = 0,001$ et $m_2 = 0,0001$. L'algorithme proposé met un temps égal à 3,5ms et 6,5ms respectivement pour passer d'une puissance de 400 W/m² à 1000 W/m² et presque le même temps pour passer d'une puissance de 1000 W/m² à 400 W/m². Les résultats sont résumés dans la table (3.7)

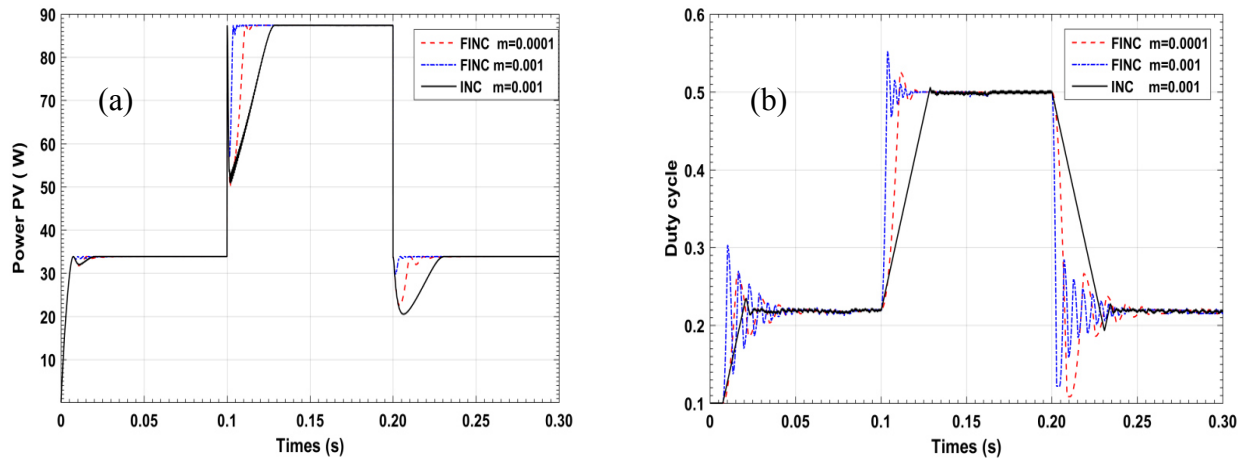


Figure 3.26 Comparaison puissance (a) rapport cyclique (b) lors d'une irradiation variable

Sur la base des résultats obtenus, nous pouvons conclure que la technique apportée à l'algorithme a bien amélioré ses performances tels que la réponse rapide, la convergence vers la valeur PPM avec la précision souhaitée et un amortissement considérable des oscillations.

Table 3.7 Performances des algorithmes INC et P_INC lors d'une irradiation variable

Temps de réponse		Variation du profil d'irradiation	
		400→1000 W/m ²	1000→ 400W/m ²
FINC	m=0.001	3.5 ms	3.2 ms
	m=0.0001	6.5 ms	6.1 ms
INC	m=0.001	25 ms	25 ms

L'objectif principal de l'algorithme proposé est d'améliorer la performance et l'efficacité de recherche MPP de l'algorithme conventionnel. Cette approche est basée sur une variation progressive de la taille du pas qui fournit au système une capacité d'approche MPP plus rapide par rapport à l'algorithme conventionnel. L'algorithme proposé a été simulé, analysé et comparé à l'algorithme conventionnel pour différents cas d'irradiation solaire et pour différentes valeurs de la taille du pas de perturbation.

A travers les résultats finaux de la simulation, il est confirmé que l'algorithme proposé présente de très bonnes performances. Les algorithmes PP&O et FINC proposés sont des solutions pratiques prometteuses en particulier pour les régions à forte variation d'irradiation et répétitive au cours de la journée. La technique proposée peut être appliquée pour améliorer d'autres algorithmes de contrôle de système qui nécessitent des réponses rapides. Selon que le phénomène est rapide ou lent, une approche intelligente est nécessaire pour choisir les valeurs adéquates pour le fonctionnement optimal de cet algorithme. Cette technique de faible capacité de calcul est facile à implémenter pour les microcontrôleurs.

3. Stratégie de commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne

3.1 Introduction

La chaîne de conversion éolienne est composée d'une turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone à aimant permanent, associée à un redresseur débitant sur une charge.. La courbe de puissance non linéaire des éoliennes, nécessite une adaptation de la charge mécanique afin d'assurer un bon prélèvement énergétique, on parle ainsi de maximisation de la puissance de l'aérogénérateur [140]. En fonction de la maximisation de la puissance capturée, les algorithmes MPPT sont classés en deux grandes catégories figure (3.27).

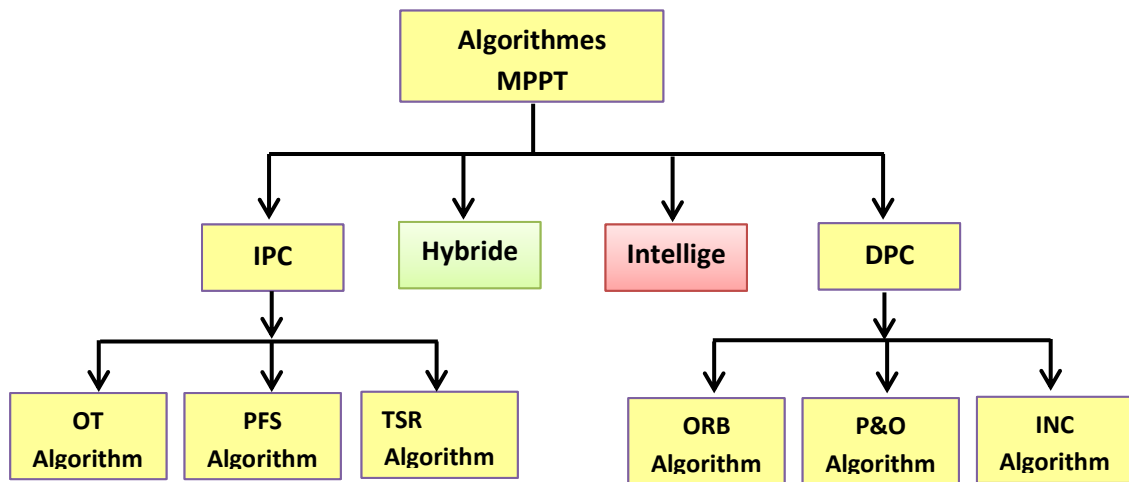


Figure 3.27 Classification des Algorithmes MPPT

Les contrôleurs de puissance indirecte IPC (Indirect Power Control) maximise la puissance éolienne mécanique capturée (P_{wind}), il comprend différents types d'algorithmes dont l'algorithme (TSR) basé sur le rapport de vitesse de pointe [140, 141]. L'algorithme à rétroaction du signal de puissance (PSF) [142, 43] et OTC [43, 143 144]. Les algorithmes DPC (direct Power Control) maximise directement la puissance électrique P_e , ils sont basés sur la technique d'escalade (Hill Climbing search HCS), comme perturbe et observe, incrémental conductance (INC) et la relation optimale (ORB optimum relation based), La technique perturber et observe (P&O) est INC sont largement utilisé en raison de leurs simplicités [43, 140, 143, 144]. En plus l'algorithme (P&O) et (INC) modifiés à pas adaptatif permet d'améliorer les performances des algorithmes traditionnels [145, 146, 147].

L'algorithme ORB (optimum relation based) nécessite la connaissance des paramètres du système et de la courbe optimale [147, 164]. Outre les algorithmes mentionnés ci-dessus, l'algorithme MPPT adaptatif et hybride présente tous les avantages du MPPT, plusieurs travaux suggèrent, l'utilisation de techniques intelligentes comme la logique floue et les réseaux neuronaux ou en association avec d'autres méthodes.

Dans cette 2^{ème} partie, on présente quelques stratégies d'extraction de la puissance optimale d'une turbine éolienne et passer en revue quelques algorithmes usuels. Cette partie décrit les algorithmes MPPT basés respectivement sur les techniques IPC, DPC.

3.2. Algorithme MPPT basé sur contrôleurs de puissance indirecte IPC

3.2.1 Algorithme MPPT basé sur le rapport de vitesse de pointe (TSR)

Dans l'algorithme de contrôle du TSR, la vitesse de vent est connue, elle est nécessaire pour maintenir le TSR à une valeur optimale λ_{opt} à laquelle la puissance extraite est maximisée ceci en régulant la vitesse de rotation du générateur [140, 144, 148]. Le schéma fonctionnel de la figure (3.28) montre un système de conversion d'énergie éolien (WECS en anglais) avec un contrôle TSR. A partir de l'équation (2.38), la vitesse de rotation optimale est déterminée par la formule suivante comme suit :

$$\Omega_{opt} = \lambda_{opt} \cdot \frac{V_{wind}}{R} \quad (3.24)$$

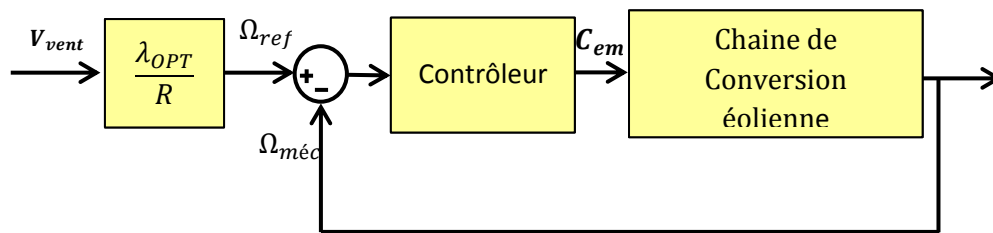


Figure 3.28 Diagramme de l'Algorithme MPPT basé sur le rapport de vitesse (TSR)

Dans ce schéma, la vitesse de rotation optimale est comparée à la valeur réelle et transmise au contrôleur qui régule la vitesse de la génératrice. À son régime le couple électromagnétique généré par la machine est égal à sa valeur de référence quel que soit la puissance générée [50, 148].

$$C_{em} = C_{em_ref} \quad (3.25)$$

$$C_{em_ref} = \left(K_i + \frac{K_p}{s} \right) (\Omega_{mec_ref} - \Omega_{mec}) \quad (3.26)$$

$$\Omega_{mec_ref} = G * \Omega_{tur_ref} \quad (3.27)$$

Ω_{mec_ref} : vitesse mécanique de référence

Selon l'équation (2.38), la vitesse de rotation de la turbine est égal à :

$$\Omega_{tur_ref} = \lambda \cdot \frac{V_{vent}}{R} \quad (3.28)$$

La vitesse de référence de la turbine peut être obtenue à partir de la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} qui correspond à la valeur de coefficient de puissance maximale C_{p_max} . Elle s'exprime par la relation suivante :

$$\Omega_{tur_ref} = (\lambda_{c_p_max} \cdot V_{vent}) / R \tag{3.29}$$

Dans ce cas l'asservissement de la vitesse est assuré par un régulateur intégral proportionnel, ce dernier est insérer dans le schéma bloc du modèle de la turbine dont le but est de contrôler la vitesse mécanique. Le schéma est représenté dans la figure (3.29).

Sur la base du schéma de commande, le couple électromagnétique de référence est obtenu grâce à l'action d'un contrôleur de type PI, qui agit sur l'écart entre la vitesse de référence et la vitesse de rotation. La fonction de transfert décrivant cette action est donnée par :

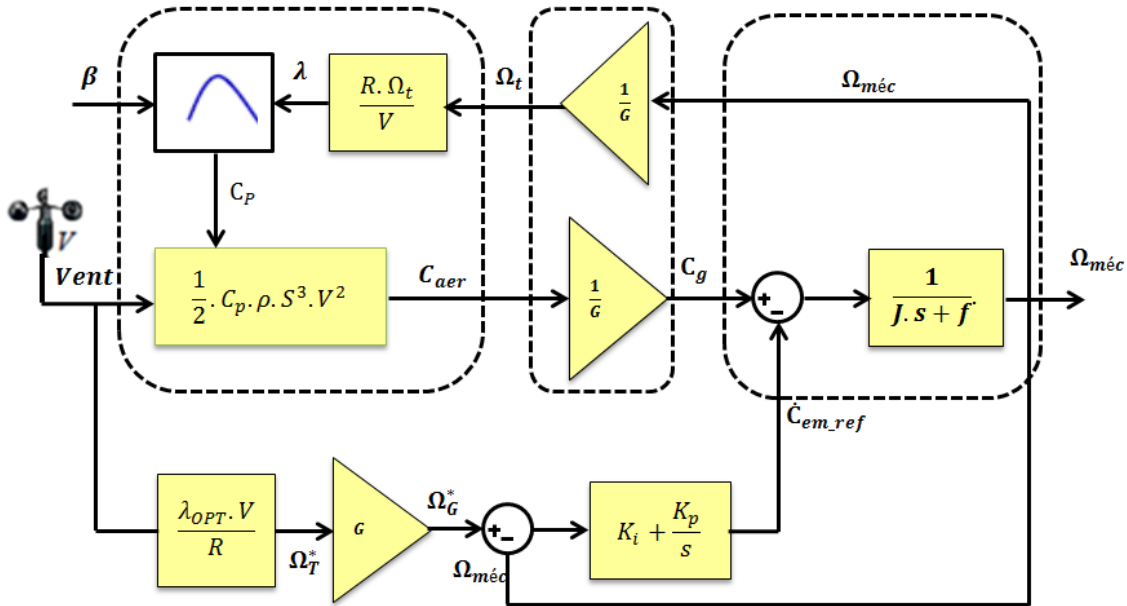


Figure 3.29 Schémas bloc avec asservissement de la vitesse mécanique

$$C_{em_ref}(s) = \left(K_i + \frac{K_p}{s} \right) (\Omega_{tur_ref}(s) - \Omega_{méc}(s)) \tag{3.30}$$

K_i : Le gain intégral

K_p : Le gain proportionnel

Si on isole la partie du schéma de commande de la boucle de régulation de la vitesse on obtient le schéma de la figure (3.30) [50, 149].

Le choix de la pulsation propre Ω_n et du facteur d'amortissement ξ sont donnés en annexe .C.

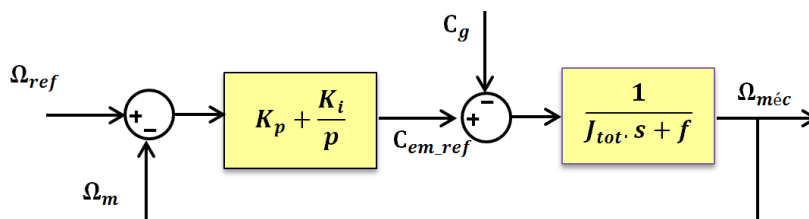


Figure 3.30 Régulation de la vitesse de rotation de la Génératrice

3.2.2 Algorithme MPPT basé sur Couple Optimal (OTC)

La stratégie de contrôle précédente est basée sur la mesure de la vitesse. Une autre méthode permet de maximiser la puissance sans connaître la vitesse (ou contrôle indirect de la vitesse) est proposée [148, 149, 150]. Elle est basée sur l'hypothèse que la vitesse du vent, et par conséquent la vitesse de rotation de la turbine varient très peu en régime permanent, ceci nous conduit à déduire que le couple mécanique exercé sur l'arbre est considéré nul $T_{méc} = 0$. Le couple de frottements peut être négligé. Le comportement dynamique de la turbine est décrit donc par l'équation statique :

$$C_{méc} = C_g - C_{em} - C_f = C_g - C_{em} \quad (3.31)$$

L'équation (3.31) donne au régime stationnaire :

$$C_{em} = C_g = \frac{T_{aéro}}{G} \quad (3.32)$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé par estimation du couple aérodynamique :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{aéro}}{G} \quad (3.33)$$

Le couple aérodynamique estimé est déterminé par l'expression :

$$C_{aér_estimé} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{V_{estimé}^3}{\Omega_{turbine-estimé}} \quad (3.34)$$

$\Omega_{turbine-estimé}$: La vitesse estimée de la turbine, connaissant la mesure de la vitesse mécanique.

$$\Omega_{turbine-estimé} = \frac{\Omega_{méc}}{G} \quad (3.35)$$

$$V_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine_estimé} \cdot R}{\lambda} \quad (3.36)$$

La puissance extraite est maximale pour $\lambda = \lambda_{opt}$ et la valeur du couple électromagnétique de référence est alors ajustée à sa valeur adéquate, les équations (3.34) à (3.36), donne l'expression globale du couple électromagnétique de référence :

$$C_{em_ref} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \frac{\Omega_{méc}^2}{G^3} \quad (3.37)$$

En mettant :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \frac{1}{G^3} \quad (3.38)$$

L'expression (3.37) peut s'écrire sous la forme :

$$C_{em_ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{méc}^2 \quad (3.39)$$

L'algorithme MPPT contrôlé à l'aide de la vitesse de rotation mesurée dans l'étape K, détermine le couple de référence dans l'étape K+1 de la façon montrée sur la figure (3.31). Le couple du générateur est contrôlé pour obtenir une courbe de référence de couple optimale en fonction de la puissance maximale de l'éolienne à une vitesse de vent donnée [142, 151].

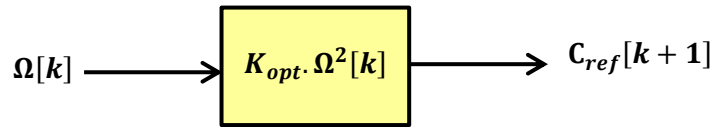


Figure 3.31 Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation

Selon la figure (3.32), si le rotor fonctionne à λ_{opt} , il fonctionnera également à $C_p = C_{p,max}$. L'expression du couple optimal est un couple de référence pour le contrôleur MPPT. Ainsi, l'expression du couple mécanique optimal de la turbine peut être écrite comme suit :

$$C_m^{opt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{C_p^{max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \Omega_m^2 = K_{opt} \cdot \Omega_m^2 \tag{3.40}$$

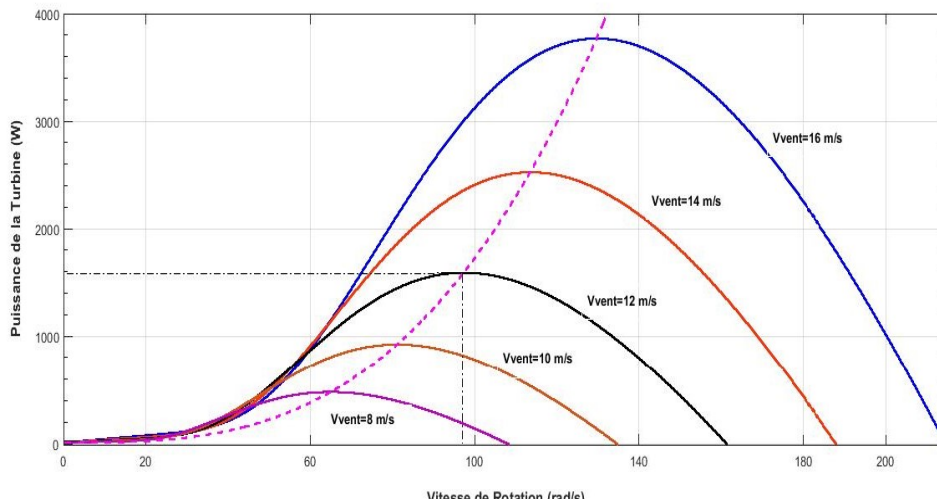


Figure 3.32 Caractéristiques de couple en fonction de la vitesse de vents

Le schéma fonctionnel de la figure (3.33) montre un système WECS avec une commande OTC [45, 142, 152, 153].

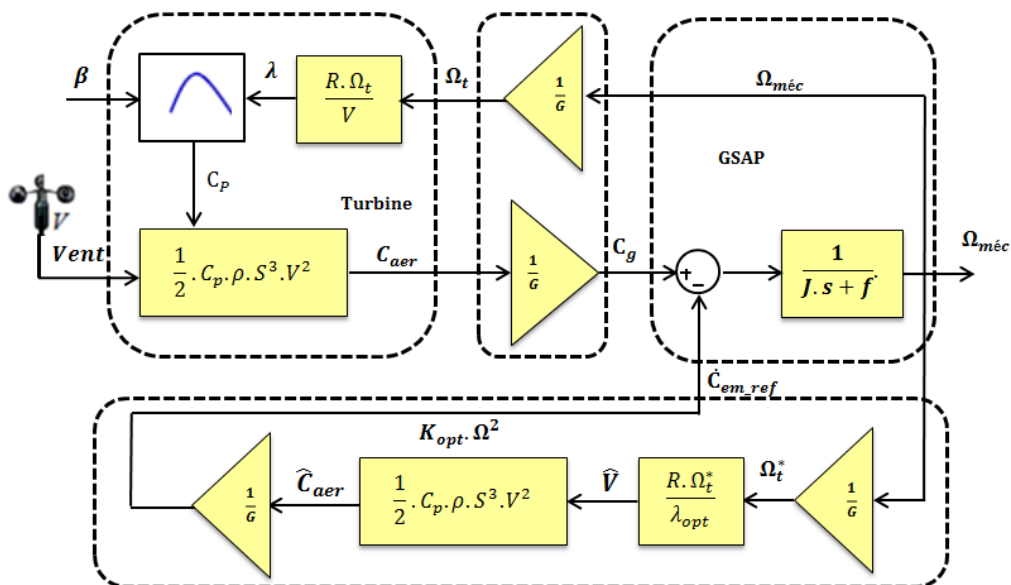


Figure 3.33 Schéma Block de l'Algorithme MPPT basé sur Couple Optimal (OTC)

3.2.3 Algorithme MPPT à rétroaction du signal de puissance

Cet algorithme (Power signal feedback PSF) nécessite la connaissance de la courbe de puissance maximale de l'éolienne. En effet, les courbes de puissance maximale peuvent être obtenues par simulations ou de tests expérimentaux sur des éoliennes individuelles [81].

La figure (3.34) montre le schéma fonctionnel d'un WECS avec une commande PSF [42, 81]. Dans cette méthode, la puissance optimale P_{opt} est générée en utilisant une courbe puissance-vitesse obtenue au préalable [146, 154].

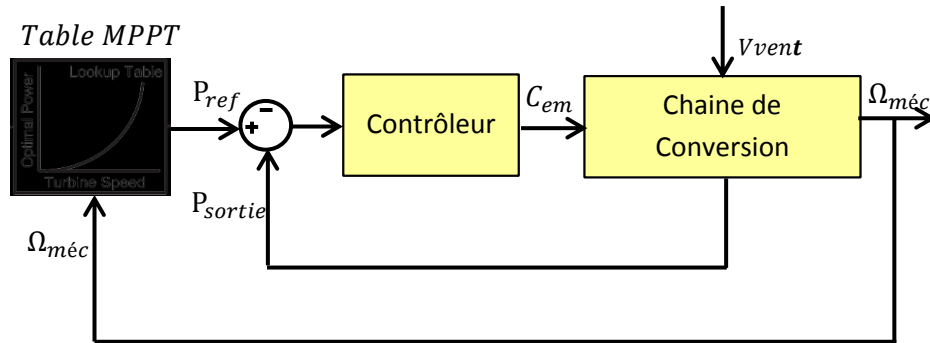


Figure 3.34 Diagramme Algorithme MPPT à rétroaction du signal de puissance (PSF)

3.2.4 Algorithme MPPT basé sur la recherche par Escalade

L'algorithme (Hill Climb Search HCS) à taille de pas fixe ou adaptative [155, 156] effectue le suivi du MPP sur la courbe de puissance en incrémentant ou en décrémentant la référence de vitesse Ω_{ref} , avec une valeur fixe $\Delta\Omega_{fixed}$ ou une valeur adaptative $\Delta\Omega_{adapt}$ respectivement, comme la montre la figure (3.3_a) et la figure (3.3_b). La valeur de $\Delta\Omega_{adapt}$ diminue lorsque la puissance de sortie est plus proche de la MPP réduisant ainsi les oscillations autour de ce point [157].

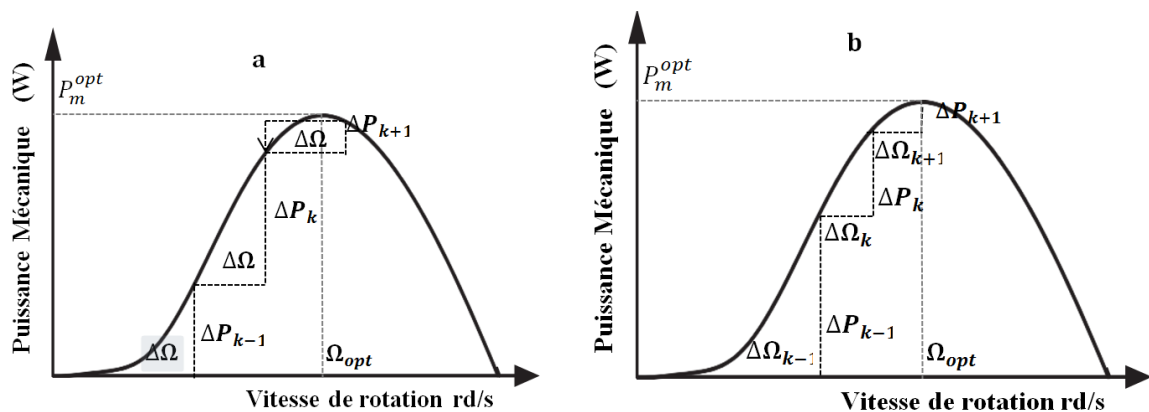


Figure 3.35 Principe de Contrôle HCS (a) pas fixe et (b) pas adaptatif.

3.2.5 Simulation des Algorithme MPPT basé sur contrôleurs (IPC)

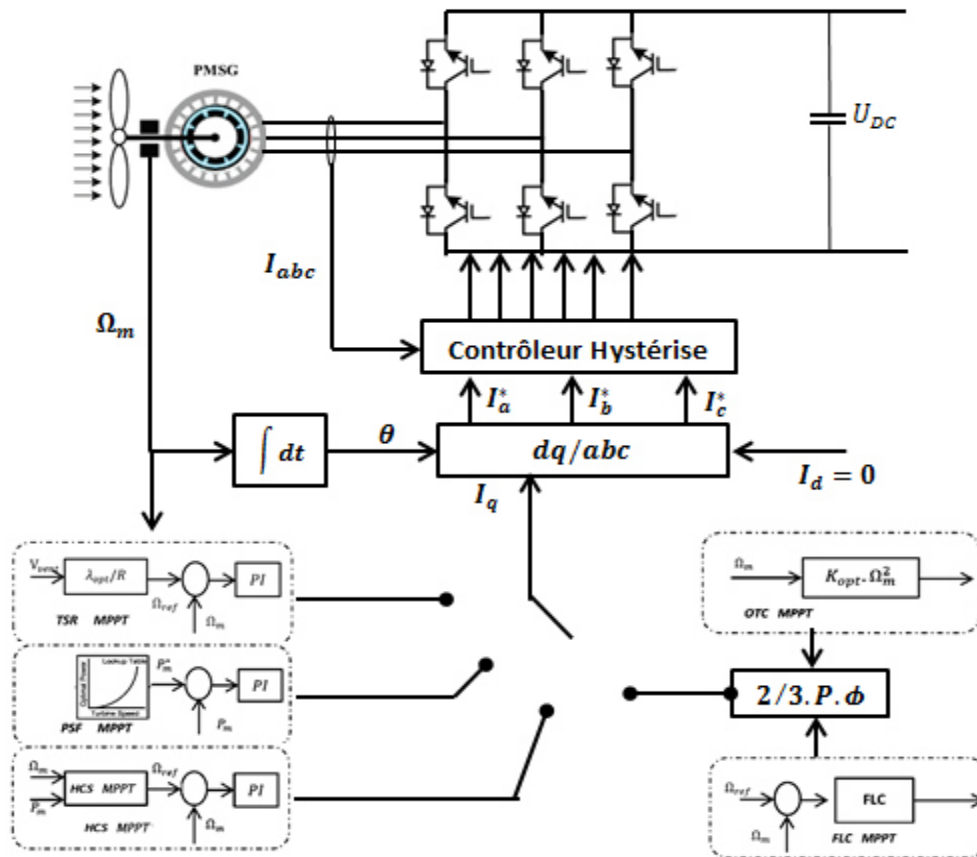


Figure 3.36 Schéma bloc de la maximisation de puissance IPC

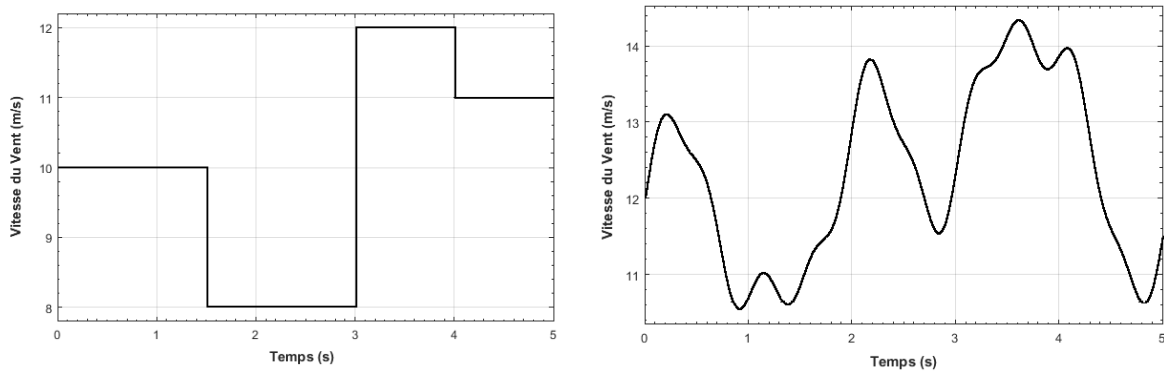


Figure 3.37 Simulation de profil du vent (a) normalisé (b) Aléatoire

3.2.5.1 Simulation (1) : Vent normale

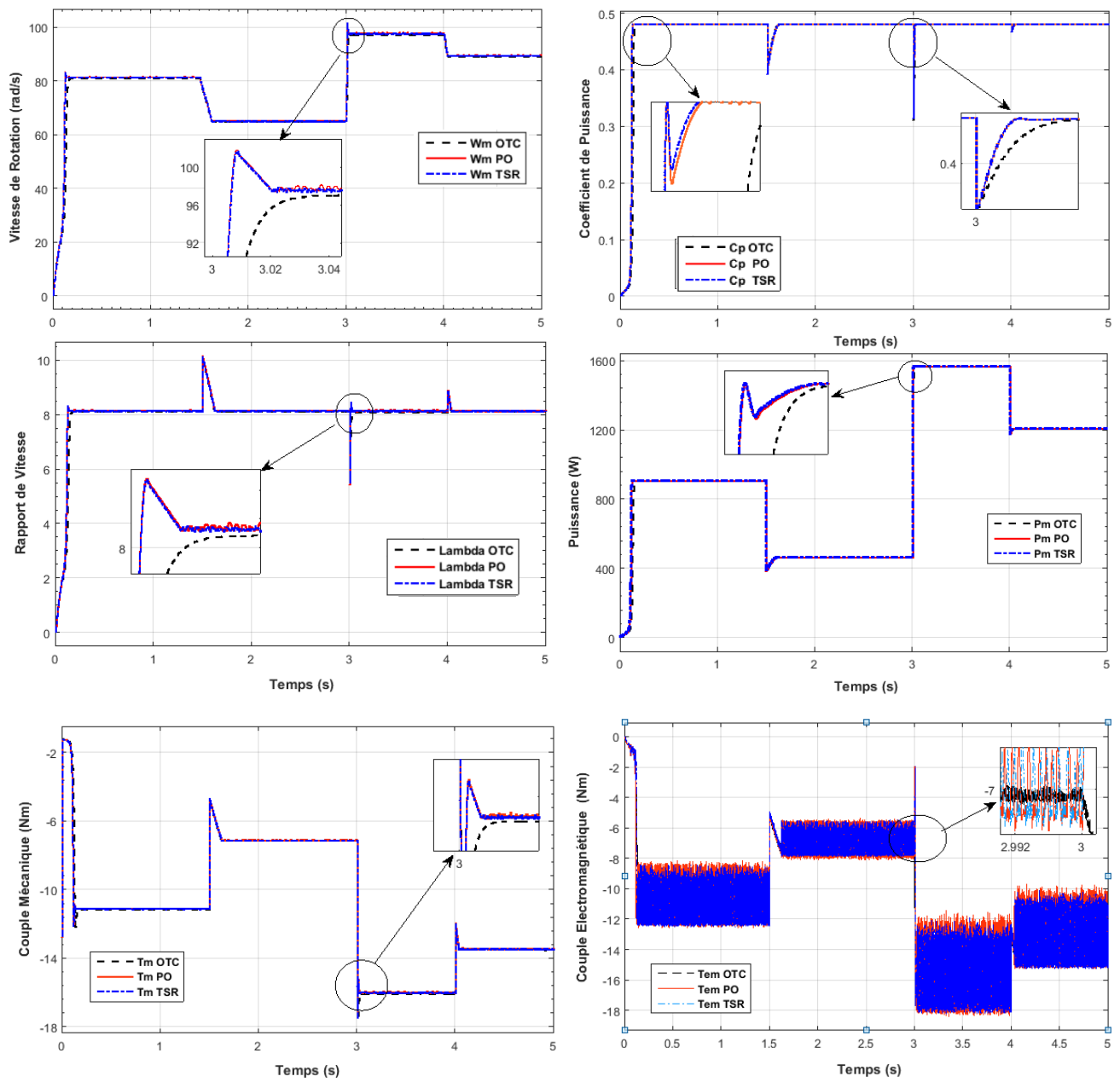


Figure 3.38 Simulation des Algorithmes MPPT (IPC) dans le cas de vent Normal

3.2.5.2 Simulation (1) : Vent Aléatoire

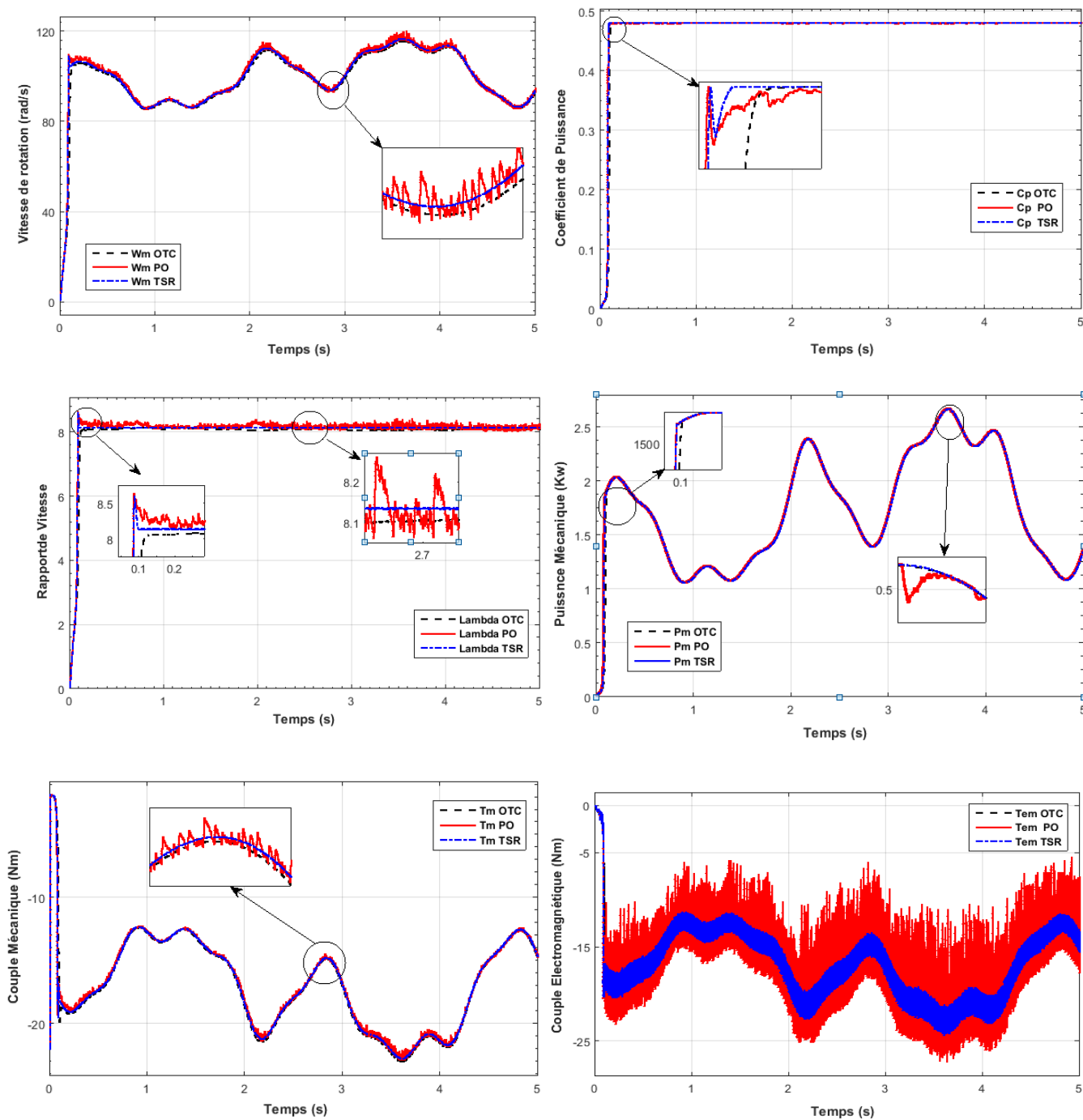


Figure 3.39 Simulation des Algorithmes MPPT (IPC) dans le cas de vent aléatoire

3.3. Algorithme MPPT basé sur contrôleurs de puissance directe DPC

3.3.1. Algorithme MPPT basé sur la recherche P&O

La P&O est une stratégie d'optimisation basé sur le DPC qui permet de localiser le point maximum local d'une fonction donnée I_{DC} et V_{DC} [140, 143]. Cette méthode présente deux inconvénients : une dynamique lente pour les faibles pas, et une réponse inadéquate en cas de variations rapides du vent [158]. Pour corriger la mauvaise directionnalité et diminuer les oscillations autour de la MPP pour de grandes valeurs du « pas » on utilise une taille de pas adaptative [159].

3.3.2. Algorithme MPPT à Conductance Incrémentale (INC)

La puissance de sortie de la turbine peut être représentée comme une fonction de la tension de la liaison V_{DC} [160, 161]. Il existe également un optimum V_{DC_ref} qui maximise la puissance de sortie du générateur en l'analysant immédiatement à l'aide de l'algorithme INC. Comme la puissance est égale au produit du courant I_{DC} et de la tension V_{DC} , le calcul de cette pente est donné par :

$$\frac{dP_{DC}}{dV_{DC}} = \frac{d(VI)_{DC}}{dV_{DC}} = i_{dc} + V_{DC} \cdot \frac{dI_{DC}}{dV_{DC}} \quad (3.41)$$

L'expansion de cette dérivée pour la MPP est donnée par :

$$\frac{I_{DC}}{V_{DC}} + \frac{dI_{DC}}{dV_{DC}} = 0 \quad (3.42)$$

Le principe de base est défini comme suit : la pente de la tangente $i/v + di/dv$ de la caractéristique puissance-tension doit être nulle au MPP, positive sur le côté gauche et négative sur le côté droit du MPP.

Les équations ci-dessus signifient que le MPP peut être suivi en regardant la puissance de sortie du redresseur ce qui permet d'améliorer la précision du système et la vitesse de convergence [161, 162].

3.3.3 Algorithme MPPT basé sur la relation optimale basée (ORB)

Cet algorithme MPPT (optimal relation based control ORB) repose sur des relations optimales entre quantités telles que la vitesse du vent, la puissance de sortie de l'éolienne, la tension, le courant et la puissance du convertisseur [162, 163]. Il présente l'avantage de ne nécessiter aucun capteur pour mesurer la vitesse, ni aucune table de consultation.

Les courbes de courant continu en fonction de la puissance de la figure (3.40) montrent clairement que le MPP peut être suivi en travaillant sur la courbe de courant optimale à tout moment [144, 164]. La figure montre également que la commande de courant pour une vitesse de vent spécifique ne doit pas dépasser la courbe de courant maximale pour poursuivre la production [163, 164]. Le rendement total η est calculé selon l'expression suivante

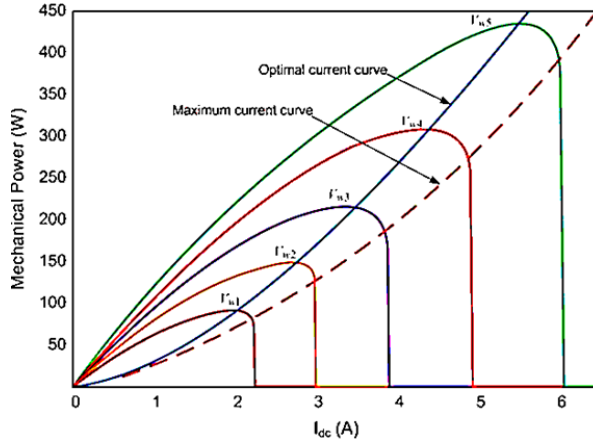


Figure 3.40 Puissance de la turbine en fonction du courant I_{DC}

$$\eta = \frac{P_{dc}}{P_{eol}} \quad (3.43)$$

La tension V_{dc} est donnée par l'expression suivante [28]:

$$V_{dc}(\Omega) = \frac{3}{\pi} \cdot E_{ab}^{max} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_{eff} \cdot k \cdot \Omega \quad (3.44)$$

D'où

$$\Omega = \frac{V_{dc}}{\frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_{eff} \cdot k} \quad (3.45)$$

k : Coefficient propre au générateur synchrone

Lorsque le système est à MPP $P_{dc_max} = \eta \cdot P_{eol_opt}$ d'où :

$$P_{dc_max} = \eta \cdot P_{eol_opt} = \eta \cdot K_{opt} \cdot \Omega^3 \quad (3.46)$$

A partir de l'équation (3.45) dans (3.46) on obtient :

$$P_{dc_max} = K_{opt}^* \cdot V_{dc_opt}^3 = U_{dc_opt} I_{dc_opt} \quad (3.47)$$

D'où en tire la relation approximative entre le courant optimal côté continu I_{DC_opt} et la tension optimale côté continu U_{DC_opt} est la suivante [144, 164] :

$$I_{DC_opt} = K_{opt}^* \cdot V_{dc_opt}^2 \quad (3.48)$$

$$K_{opt}^* = \frac{I_{DC_peak}}{V_{dc_peak}^2} \quad (3.49)$$

Où I_{DC_peak} et V_{DC_peak} sont le courant continu et la tension continue correspondant à la MPP à une vitesse de vent spécifique.

Il est clair d'après les équations (3.48) et (3.49) que si K_{opt}^* est connu par l'action de contrôle, alors il est possible d'obtenir la courbe optimale et de mettre en œuvre l'algorithme ORB MPPT de manière efficace.

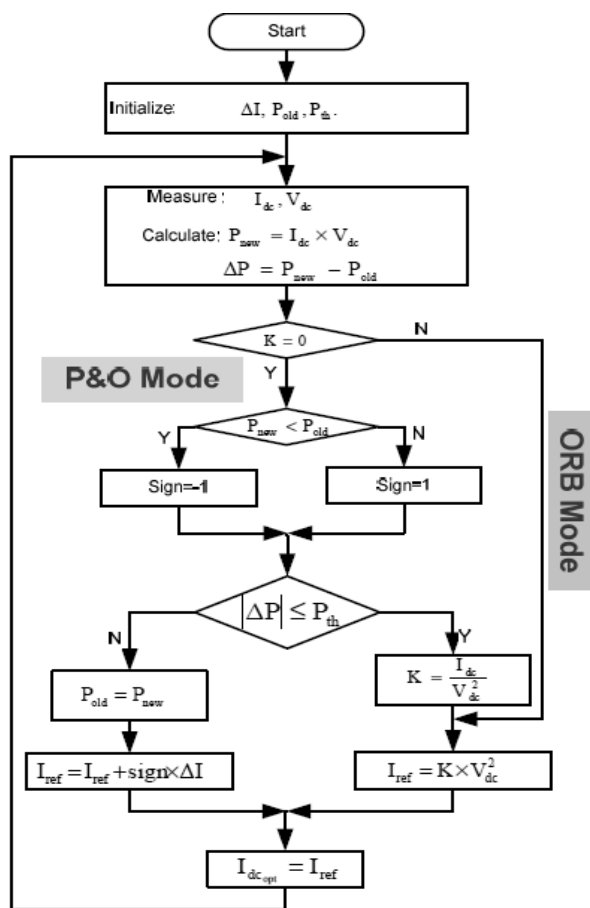


Figure 3.41 Organigramme de l'algorithme ORB_MPPT

Comme la montre la figure (3.42), l'organigramme de l'algorithme ORB montre deux modes de fonctionnement.

La stratégie MPPT simulée se base sur deux modes de contrôle, à savoir un mode de dressage qui consiste à trouver la relation K_{opt}^* via l'algorithme P&O avancée, et un mode routine basé sur le contrôle par la relation optimal (ORB control) qui consiste à utiliser la relation K_{opt}^* dans la suite de la stratégie MPPT en utilisant un contrôle ORB.

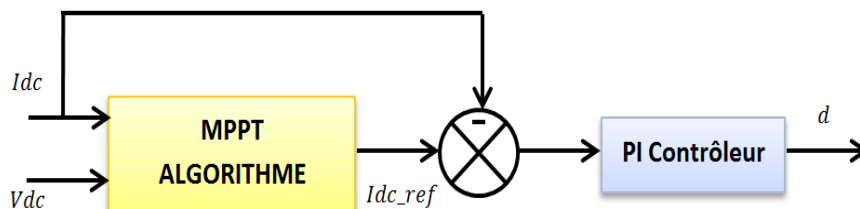


Figure 3.42 Diagramme de l'algorithme ORB.

3.3.4 Simulation des Algorithme MPPT basé sur contrôleurs (DPC)

3.3.4.1 Simulation (1) : Vent normale

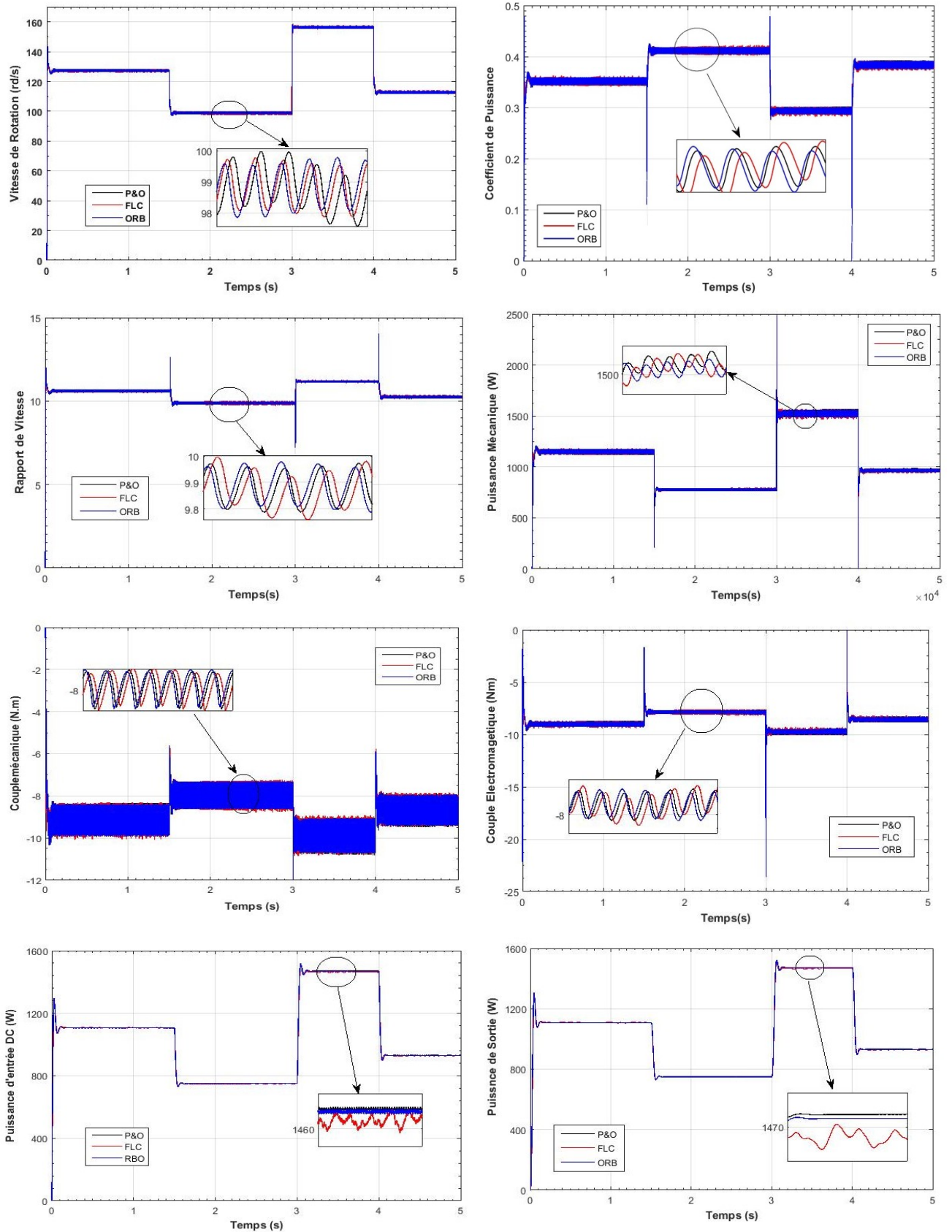


Figure 3.43 Résultat de Simulation des Algorithmes MPPT (DPC) à vent Normale

3.3.4.2 Simulation (2) : Vent aléatoire

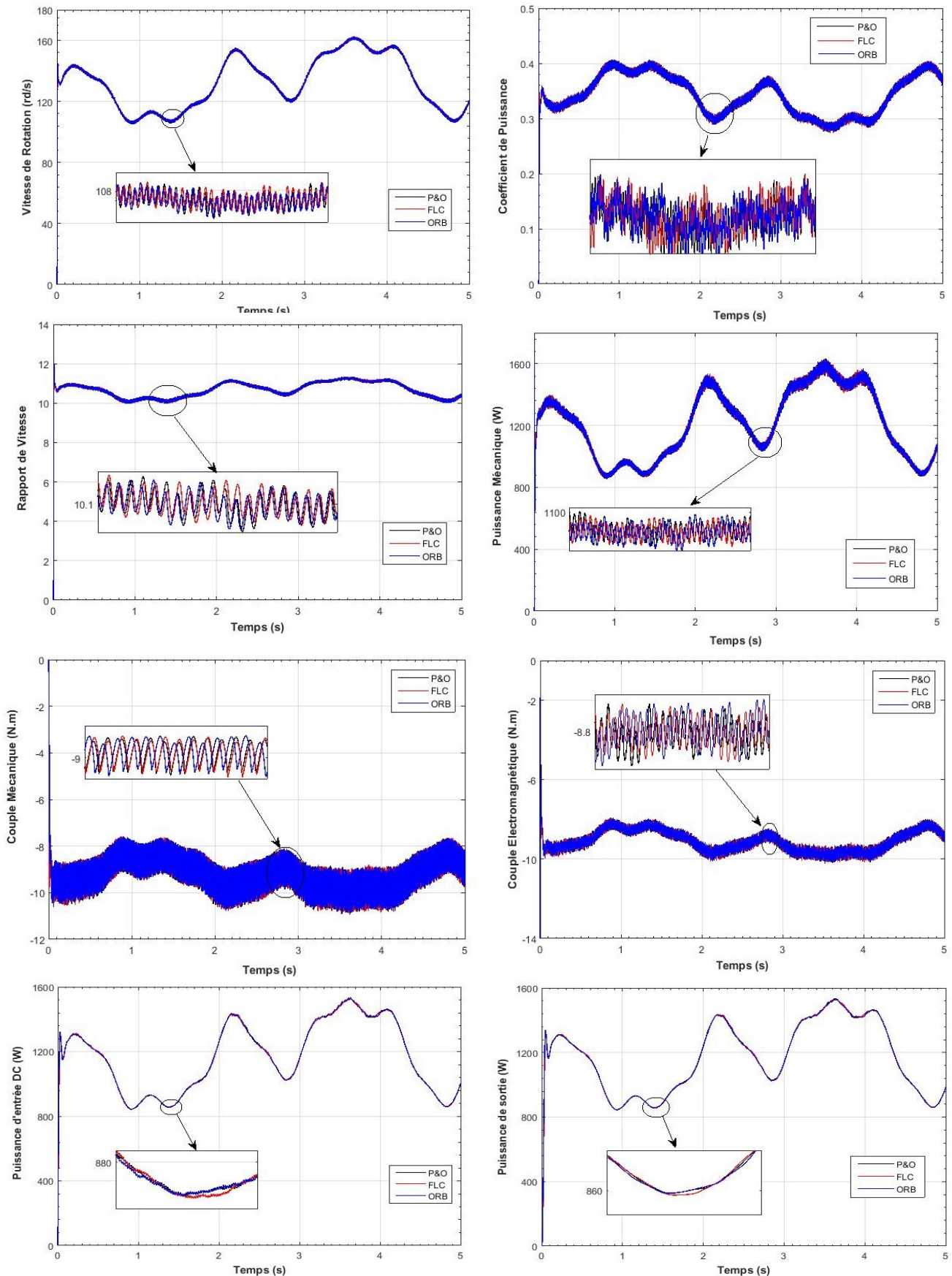


Figure 3.44 Résultat de Simulation des Algorithmes MPPT (DPC) à vent Aléatoire

3.4. Conclusion

Le choix d'une technique MPPT appropriée est une tâche difficile. En comparaison, les algorithmes basés sur le contrôle indirect de la puissance tels que TSR OT et PSF sont simples et rapides, mais ils maximisent la puissance mécanique du vent capturée au lieu de la puissance électrique de sortie.

Le contrôle TSR a de bonnes performances avec une réponse rapide et une efficacité élevée. Un anémomètre précis est nécessaire, en raison des rafales et des turbulences, ce qui est coûteux et ajoute un coût supplémentaire au système.

La mise en œuvre pratique de cet algorithme est difficile car la vitesse du vent à proximité de l'éolienne est différente de la vitesse du flux libre.

La méthode OTC est simple, rapide et efficace sans capteur de vitesse du vent. Cependant, elle ne mesure pas directement la vitesse du vent par conséquent, la variation de la vitesse du vent ne se reflète pas instantanément et de manière significative sur le couple de référence, ce qui réduit l'efficacité de cette méthode.

Moins que l'algorithme TSR. Les algorithmes PSF et OTC sont à peu près similaires en termes de complexité et de performance. Cet algorithme fournit un contrôle MPPT robuste et rentable pour les WECS. Les techniques de contrôle basées sur la puissance directe telles que P&O, INC, FLC et ORB sont simples. Ces techniques calculent directement la puissance électrique optimale sans formation préalable ni mesure de la vitesse du vent. Cependant, la performance de ces algorithmes n'est pas satisfaisante pendant la variation du vent et leur application est donc limitée dans des conditions de vent variables, Ce sont également des algorithmes sans capteur, ce qui les rend moins chers et plus fiables.

L'algorithme HCS-PO est commun et simple à mettre en œuvre car il ne nécessite aucune mesure des quantités mécaniques telles que la vitesse du rotor, la vitesse de la turbine ou la vitesse du vent. En utilisant l'algorithme HCS, la puissance maximale correspondant à n'importe quelle vitesse de vent peut être capturée mais le temps nécessaire pour atteindre la MPP est long et une perte considérable de puissance a lieu pendant la phase de suivi.

Cela peut également provoquer le décrochage des petites éoliennes. L'algorithme HCS modifié permet de surmonter les inconvénients de l'algorithme HCS, à savoir une réponse lente et une directionnalité incorrecte en cas de changement rapide du vent. L'algorithme HCS entraîne également un suivi plus lent si la taille du pas est trop faible et une oscillation autour de la MPP si la taille du pas est trop élevée.

Les méthodes HCS et PO ne nécessitent pas de capteurs supplémentaires pour mesurer la vitesse du vent ou du rotor. Les deux algorithmes présentent les avantages de la simplicité et de la grande flexibilité, mais les fluctuations autour du MPP réduisent l'efficacité du système éolien.

Afin d'améliorer les performances du MPPT et d'améliorer la vitesse de convergence et la précision du système l'algorithme PO modifié est utilisé, qui ajuste automatiquement la taille du pas pour suivre le point de puissance maximale du système éolien. L'algorithme MPPT de l'ORB est très simple car seules les mesures de la tension continue et de la puissance du système sont nécessaires comme il ne nécessite pas de connaissance préalable du système énergétique, ni de capteurs mécaniques, cet algorithme est simple, indépendant et flexible de plus, il est précis et efficace dans le suivi de la puissance maximale du vent. Les inconvénients de l'algorithme individuel peuvent être surmontés par une approche hybride ou en modifiant cet algorithme particulier.

Les autres algorithmes MPPT comme l'algorithme adaptatif et l'algorithme basé sur la logique floue simulé prédisent très efficacement la puissance optimale et gèrent la non-linéarité du système, mais une connaissance préalable du système est nécessaire. Le schéma basé sur le contrôle flou est bon ; cependant, le temps de calcul dépend du nombre de règles du contrôleur, qui est basé sur la complexité du système.

4. Commande d'un système hybride (solaire-éolien) pour un site isolé

Trois critères sont pris en compte pour classer les réseaux de petites puissances en site isolé. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique ou conventionnelle telle qu'un générateur diesel alors que le second critère concerne la présence ou non d'un dispositif de stockage permettant de satisfaire aux besoins du consommateur pendant les périodes creux. Ces dispositifs de stockage peuvent être soit des batteries, des réservoirs d'hydrogène ou des volants d'inertie quant au dernier critère de classification possible est celui relatif aux types de sources d'énergie renouvelable utilisées. [28]. Le système proposé est sans source conventionnelle fonctionne en mode autonome dans des sites éloignés sans raccordement au réseau et sans approvisionnement de carburant diesel. Le système étudié figure (3.45) est constitué de deux sources d'énergie renouvelable : photovoltaïque et éolienne contrôlée par des régulateurs de poursuite du point de puissance maximale associés à une unité de stockage [165]. La chaîne de conversion photovoltaïque est connectée au bus CC à travers un convertisseur statique DC/DC, munie d'un contrôleur de poursuite du point de puissance maximale, cette puissance maximale est fournie la charge au travers un onduleur. Le couplage entre les deux sources est assuré par des bus continu, la tension obtenue est convertie en triphasés alternatifs par le biais d'un onduleur triphasé commandé par MLI. La tension alternative obtenue alimente une charge inductive isolée [28].

Pour les endroits isolés, La chaîne de conversion éolienne génère de l'électricité à basse tension, le système éolien à vitesse variable utilise un générateur à aimant permanent peuvent

extraire plus d'énergie. Pour fonctionner à vitesse variable, l'approche la plus utilisée consiste à coupler un redresseur à un onduleur.

Un hacheur peut aussi être utilisé pour régler la puissance extraite de l'éolienne en mode IPC ou DPC. Pour assurer la demande de charge en cas de perturbation, des systèmes de stockage peuvent également être associés à la chaîne de production. Généralement le moyen de stockage repose sur l'utilisation de batteries au plomb qui présentent l'avantage d'un rapport prix/durée de vie satisfaisant, par protection un système de délestage par résistance est aussi intégré.

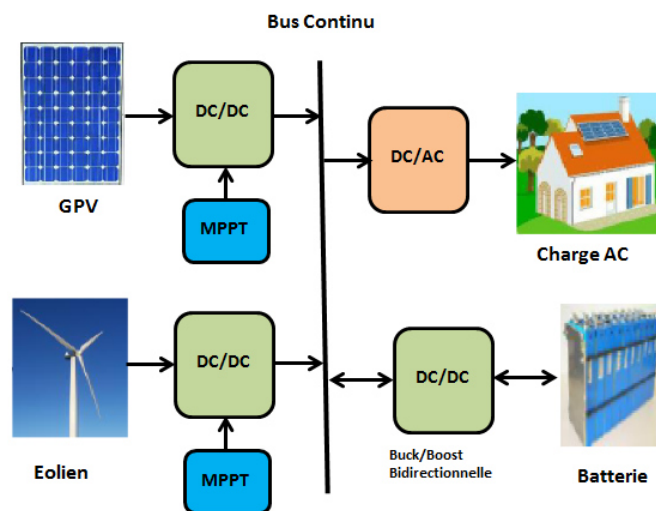


Figure 3.45 Structure de système hybride isolé

4.1 Rôle de Superviseur

Un superviseur permet de gérer la puissance maximale en prenant en compte la demande continue du consommateur et la durée de vie des batteries de stockage, d'une autre manière le superviseur doit optimiser l'usage de l'énergie produite et celle de la batterie. Si les sources renouvelables, ne donnent pas suffisamment de puissance et si la capacité de la batterie est suffisante, la batterie fournira alors la puissance manquante.

Si la puissance hybride dépasse la demande de la charge, l'excédent sera stocké dans la batterie. Ainsi, la batterie n'est pas le fournisseur principal, son taux de charge/décharge est réduit, et donc la durée de vie de la batterie est prolongée. L'association GSAP - redresseur - convertisseur - batterie doit satisfaire un niveau de tension du bus continu suffisamment élevée pour que la commande de la machine puisse être réalisée. Le bus continu doit alors être de tension suffisamment haute pour assurer le pilotage de la génératrice à vitesse optimale et aussi pour le bon fonctionnement de l'onduleur.

La régulation de la tension continue sur le bus CC est mise en œuvre par un convertisseur élévateur. Ainsi, la tension du bus CC est régulée en contrôlant le flux d'énergie entre les batteries et le bus.

4.2 Caractéristique du système hybride simulé :

La configuration choisie est celle à bus CC. Le système de génération photovoltaïque, le système éolien et le système de stockage sont raccordés par le biais d'un bus continu et la charge est raccordée au bus à courant alternatif à travers un convertisseur (CC/CA). Le système global décrit dans la section précédente est mis en œuvre dans l'environnement Matlab Simulink et schématisé par la figure (3.47).

4.2.1 Système Photovoltaïque

Le modèle du système PV développée dans le chapitre 2 (constituée des panneaux PV, de l'étage d'adaptation et du contrôleur MPPT) est utilisée. Les paramètres du panneau photovoltaïque utilisé sont résumés dans le tableau suivant :

Table 3.8 Les paramètres du système des panneaux photovoltaïque.

Paramètres	Valeurs
Nombre de cellule en séries	54
Courant de court-circuit d'un module à 1000W/m ²	8.21
Tension de circuit ouvert d'un module à 1000W/m ²	32.9
Tension optimale d'un module à 1000W/m ²	26.3
Courant optimal d'un module à 1000W/m ²	7.61
Nombre de modules en série Ns	13
Nombre de modules en parallèle Np	4

On a utilisé un générateur PV de type KC200GT constitué de 48 modules 4 en série et 13 en parallèle d'une puissance globale de 10.5 kW, raccordé avec un hacheur Boost munie d'une commande MPPT. Les courbes caractéristiques V(I) et P(V) du panneau utilisé pour différentes valeurs d'ensoleillement à 25° sont donnés par la figure (3.46).

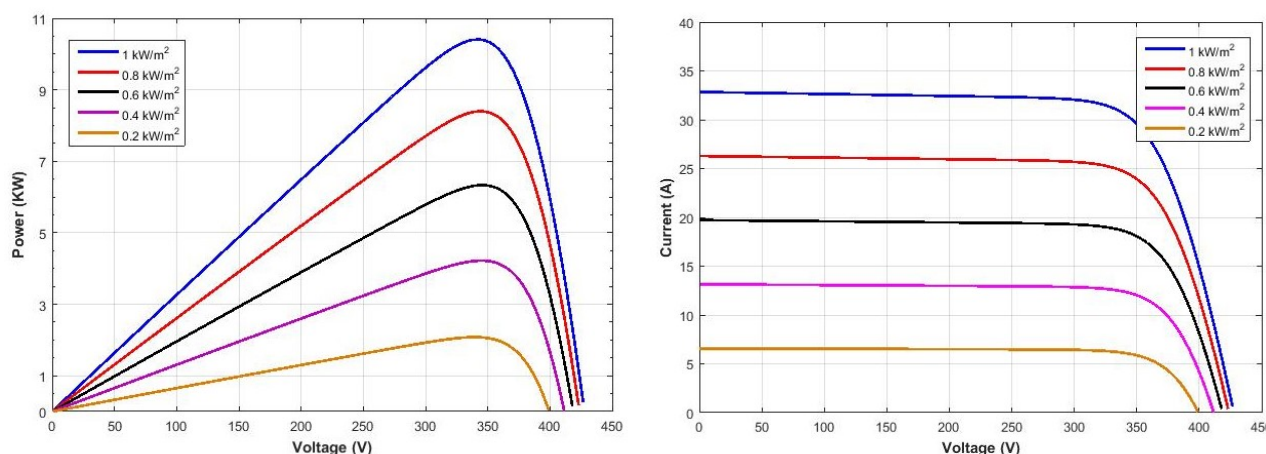


Figure 3.46 Caractéristiques P(V) et I(V) du système photovoltaïque

4.2.2 Système Eolien

Les tensions à la sortie de la génératrice sont alternatives de forme sinusoïdale qui débite dans un redresseur triphasé. La tension continue obtenue alimente un hacheur Boost caractérisé par les valeurs suivantes de ces composants calculées : $C2=500\mu F$, $L= 1.6mH$, $C1= 2400\mu F$. la puissance maximale est obtenue à travers la commande indirecte de pilotage du courant.

La tension continue obtenue est compatibles à celle de la sortie du système PV qui sont couplées avec une batterie. La tension stable obtenue est convertie en alternative via un onduleur triphasé commandé par la commande MLI. L'éolienne est constitué d'une génératrice synchrone à aimant permanent ayant les caractéristiques suivantes :

Table 3.9 Les paramètres du système éolien.

Caractéristiques de la turbine	
Puissance mécanique nominale	8500 W
Puissance électrique de base	8.5e3 W
Vitesse de base du vent	12 (m/s)
Caractéristiques du PMSG	
Tension composée	420 V
Résistance statorique par phase	0.425 Ω
Inductance de l'armature	0.000953 H

4.2.3 Système de Stockage

Le stockage d'énergie contribue à stabiliser l'offre et la demande et à améliorer les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ce qui permet d'accroître le rendement de certaines unités de production à puissance nominale, tout en réduisant les émissions polluantes. Dans notre étude les accumulateurs électrochimiques (batterie) utilisée est de type plomb-acide ayant les caractéristiques :

Table 3.10 Les paramètres du système de stockage.

Caractéristiques de la Batterie	
Tension Nominal (V)	300
Capacité Nominale (Ah)	60.5
Capacité Maximale (Ah)	65.15
Initial state-of-charge (%) SOC	60
Tension de charge maximale (V)	335

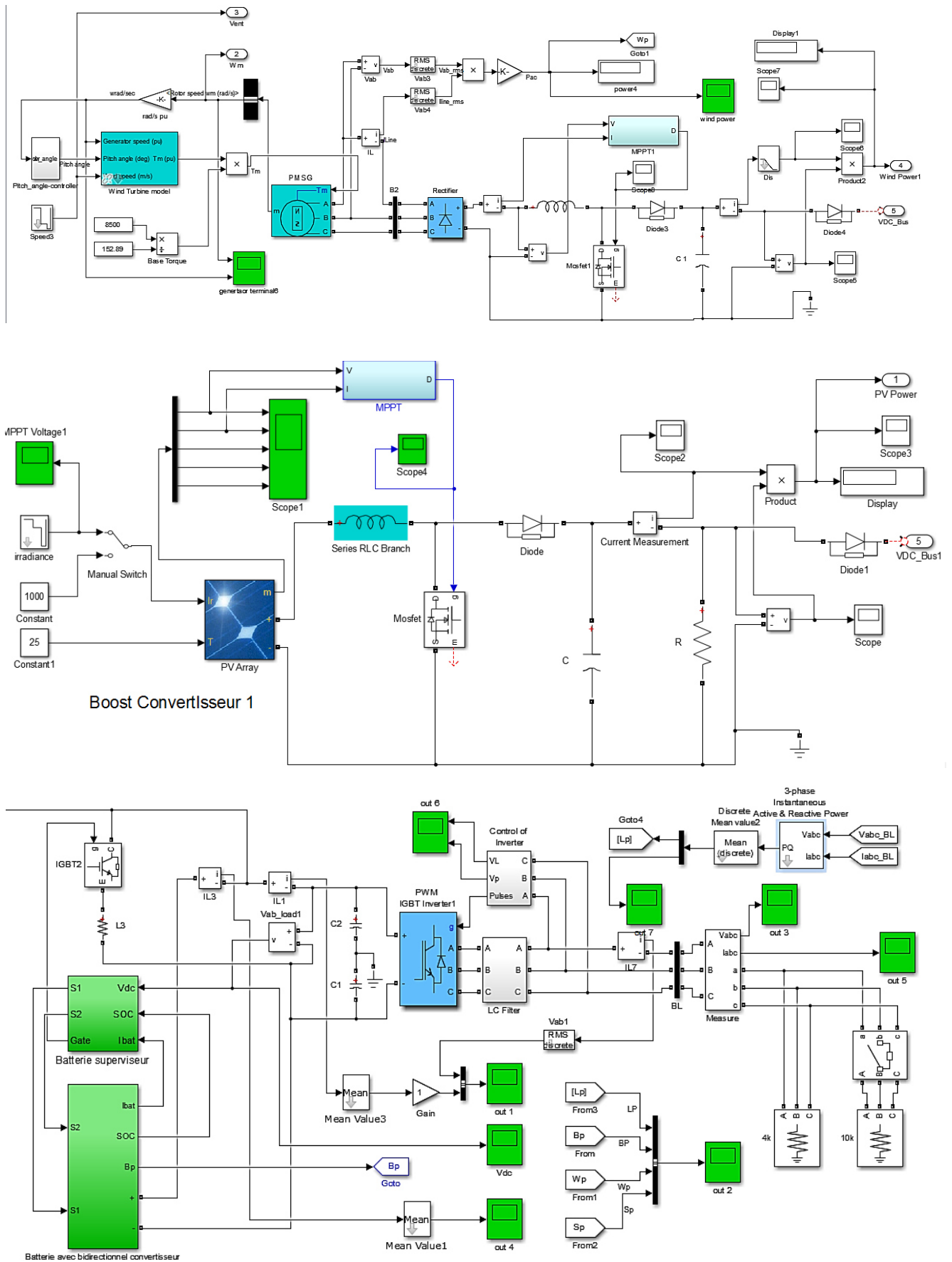


Figure 3.47 Block Diagramme de Système Hybride Autonome Photovoltaïque/Eolien

4.2.4 Simulation et Résultats

Pour la simulation, nous avons envisagé trois scénarios pour des cas les plus défavorable qui peuvent se présentés, le premier scénario concerne la réponse du système lorsque le vent n'est pas disponible ou faible de même le deuxième scénario concerne la réponse du système lorsque l'irradiation est absente et en dernier scénario il concerne la simulation du système dans son fonctionnement normal à charge fixe et variable. La figure (3.48) présente Le profil du vent et de l'irradiation adoptés pour la simulation.

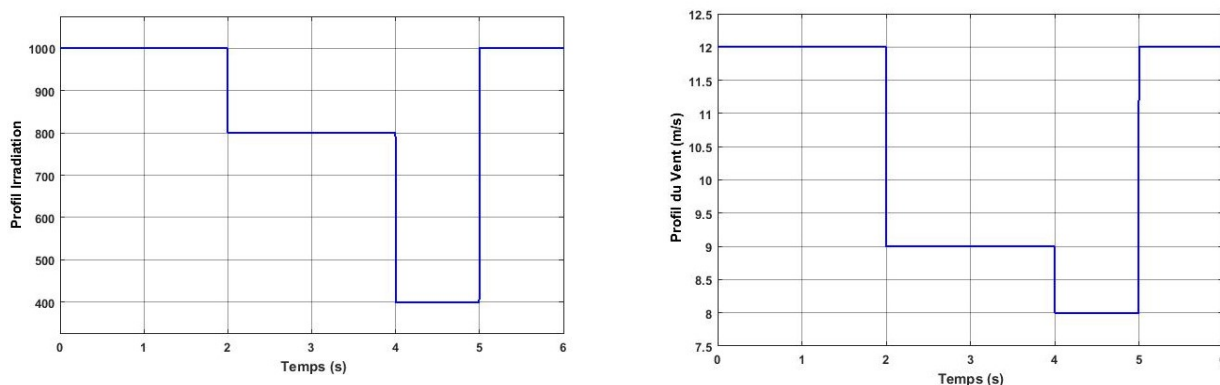
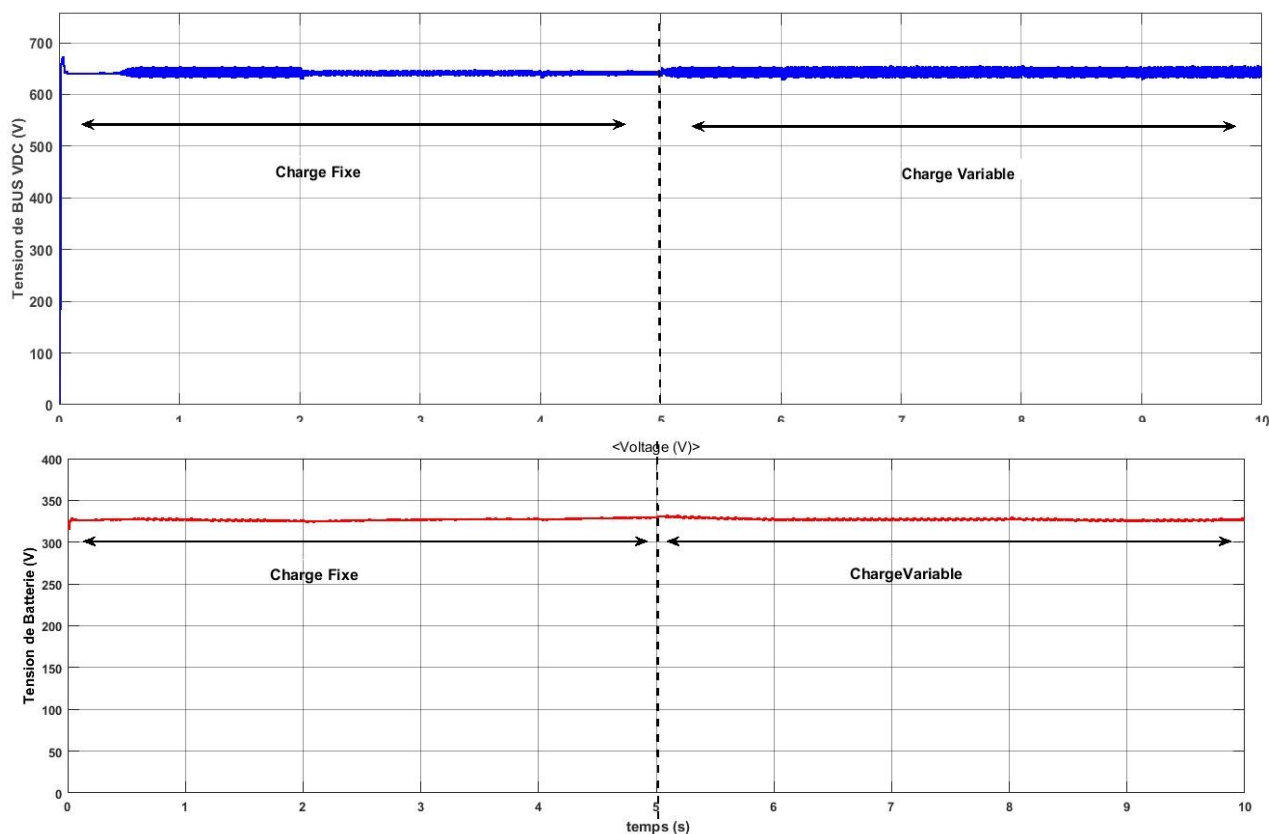


Figure 3.48 Le profil du vent et de l'irradiation

En générale, dans le but de voir L'effet de l'irradiation et de vent sur la puissance de système et la puissance de la batterie en même temps pour une charge fixe et variable, on inclue tous les parties du système dans le processus de simulation, les résultats de simulation se présentent dans les figures ci dissous.



Offset=0

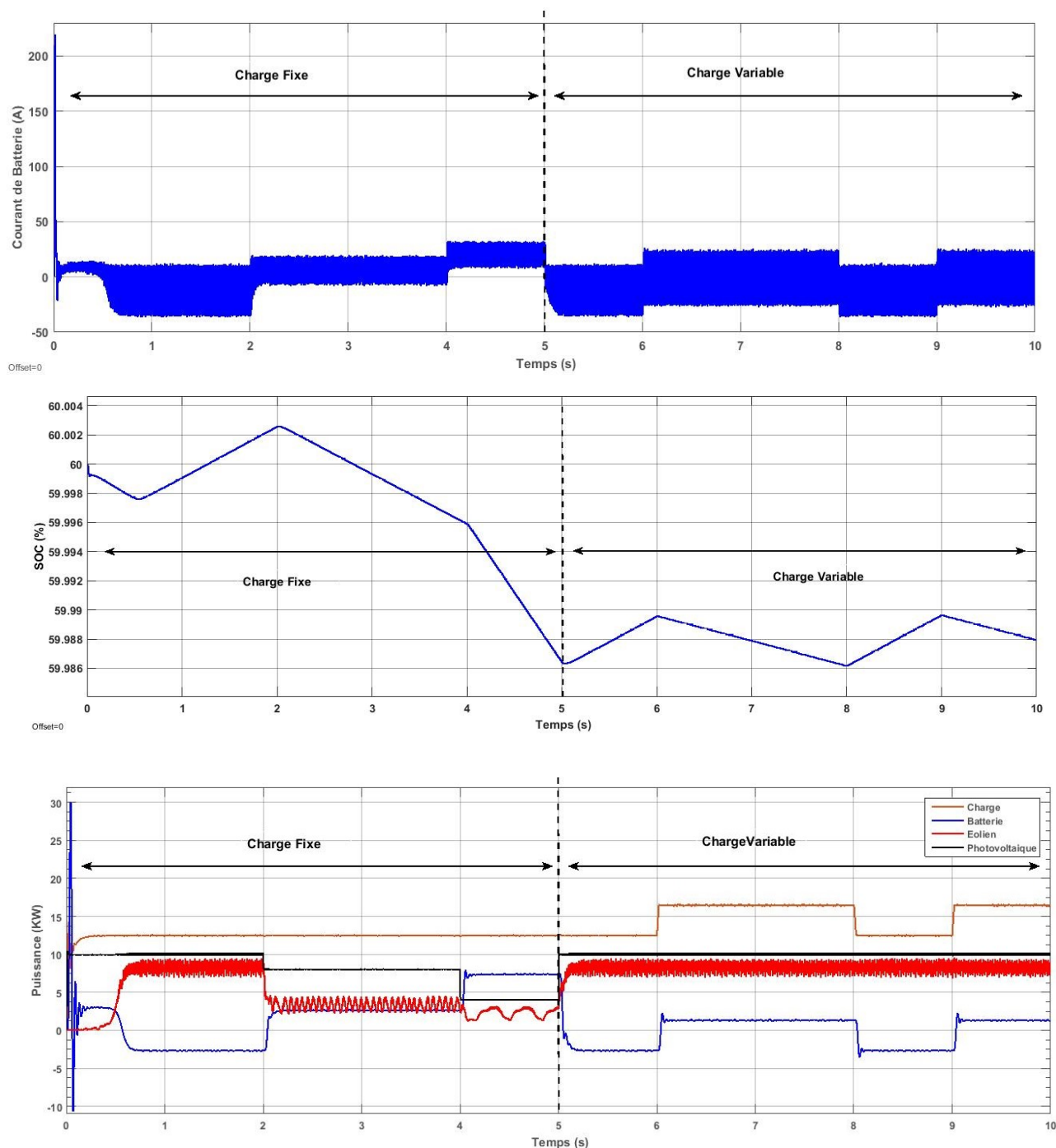


Figure 3.49 Gestion de la Puissance Globale obtenue à charge fixe et variable

4.2.5 Interprétation des Résultats

Le résultat obtenu de premier scénario lorsque le vent est absent montre que le système délivre une puissance de 10 KW à travers les panneaux et ne satisfait pas la demande évaluée à 15.5Kw, selon le « SOC » la batterie est en constante décharge afin de maintenir la tension de bus constant fixé à 640V, de ce fait le courant de la batterie croit lorsque la demande augmente, de même pour le deuxième scénario, lorsque l'irradiation est faible ou nulle, la puissance maximale générée par le système éolien est évaluée à 8.5Kw pour une vitesse du vent de 12 m/s, ce qui ne

satisfait pas la demande et par conséquent la batterie se charge de combler la différence de puissance à travers un processus de décharge constant, l'allure de la puissance produite et consommée par le système lorsque le vent varie montre que la dynamique de ce système est lente, par conséquent jumeler les deux scénarios s'avère une solution meilleur et logique pour satisfaire la demande sans apport continue de la batterie. La figure (3.49) résume le comportement du système hybride face à la variation de l'ensoleillement, le vent et la demande.

Le superviseur assure le bon fonctionnement du convertisseur « hacheur bidirectionnel » la tension appliquée à la batterie, entre l'instant 1 et 2, le surplus d'énergie permet de charger la batterie, entre l'instant 2 et 4s l'éolien est en déficit, la batterie se charge du manque même chose lorsque l'énergie photovoltaïque diminue, à partir de l'instant de 6 s, les conditions climatiques se stabilisent mais la puissance demandée augmente, la batterie est déchargée ($S1 = 1$) car la demande de charge dépasse la puissance renouvelable, et quand cette puissance est suffisante, la batterie sera déconnectée ($S2 = 1$), Dans le cas où la puissance de charge dépasse la puissance fournie, la batterie doit compenser cette différence. La demande normale est évaluée à 12Kw et elle atteint 16KW pour une forte consommation.

Lorsque le système produit un surplus d'énergie la batterie se charge et son 'SOC' augmente, dans le cas contraire elle se comporte comme un générateur et son « SOC » diminue. Pour évaluer l'influence de la charge, on fixe l'irradiation à $1000W/m^2$ et la vitesse du vent à 12m/s, la charge variable passe de 12.5Kw à 16,5Kw, on voit que le système de production de l'énergie est limité et seule la batterie se charge à satisfaire le manque dans ce cas-là..

Au démarrage la forte demande en puissance du système est assurée par la batterie ultérieurement chargée et le système photovoltaïque, la chaîne de production se stabilise lorsque la génératrice arrive à sa vitesse optimale de rotation ce qui se traduit par une diminution de l'apport de la batterie et la puissance demandée est assurée dans ce cas-là par le système éolien et photovoltaïque, la batterie engage assure l'approvisionnement en puissance lorsque l'un des générateur subit une dégradation par les conditions climatiques.

5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un aperçu sur les différents modes de connexion du générateur photovoltaïque (PV) et des systèmes éoliens avec la charge respectivement et les problèmes d'adaptation qui en découlent, nous avons par la suite abordé les bases de poursuite de la puissance maximale et les types de commandes classiques et la classification des différentes techniques de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) appliquées aux systèmes hybrides.

Dans le cas des systèmes photovoltaïques, les commandes classiques de poursuite ne sont pas performant ce qui nous amener à trouver une solution en soumettant une contribution qui a permet d'améliorer la vitesse et l'efficacité des algorithmes classiques.

Dans le deuxième volet, nous avons présenté les différentes stratégies d'extraction de la puissance maximale pour une turbine éolienne et passer en revue le principe de fonctionnement de quelques algorithmes usuels. Les deux sous-sections décrivent les algorithmes MPPT basés respectivement sur les techniques IPC, DPC sont revue est simulés.

En dernière étape de l'hybridation, Le système proposé fonctionne en mode autonome destinés à des sites éloignés sans raccordement au réseau et sans approvisionnement de carburant diesel. Le système hybride étudié est constitué de deux sources d'énergie renouvelable : photovoltaïque et éolienne contrôlée par des régulateurs de poursuite du point de puissance maximale associés à une unité de stockage. ce système global est dimensionné pour satisfaire la demande lorsque la source renouvelable ou la charge varie, le système à travers le superviseur a permet aux batteries de prend en charge le manque d'énergie ou le surplus de la production d'énergie.

Chapitre 4

**Dimensionnement du système hybride
Photovoltaïque et Eolien**

1. Introduction

Dans cette dernière partie, on s'intéresse particulièrement au dimensionnement d'un système hybride (éolien- photovoltaïque) pour un site isolé, un état d'art sur les différentes architectures et classification des systèmes hybrides suivis d'une modélisation énergétique des différents composants du système sont présentés.

Le système global est étudié selon un profil de consommation établi, il est suivie d'une évaluation du potentiel énergétique solaire et éolien du site choisi. L'habitat isolé se situé dans la Wilaya de Djelfa, cette zone est caractérisée par un large profil climatique. Selon la disponibilité des sources et la charge, nous exposons quelques méthodes de dimensionnement existantes dans le but d'améliorer la qualité de l'énergie produite par le système. Plusieurs sont les logiciels qui nous permettent de réaliser l'optimisation, le dimensionnement ainsi que l'évaluation économique et écologique du système complet dont le logiciel HOMER est présenté.

2. Définition et mission des systèmes hybrides

L'objectif principal d'un système hybride est de répondre à la demande de la charge en favorisant l'énergie produite par les sources renouvelables par rapport à celle fournie par les sources auxiliaires conventionnelles. Dans les zones rurales, le coût élevé de l'extension du réseau électrique oblige les institutions à envisager des solutions alternatives même coûteuse et ennuyeuse (GE). La baisse continue des prix des générateurs PV a favorisé leurs utilisations dans les régions isolées malgré la variabilité des ressources et les fluctuations de la charge. Pour les régions isolées, la solution à retenir est le couplage entre plusieurs sources dans un système dite système à énergie hybride (SEH) [165]. Un système hybride est un système qui fait intervenir au moins deux sources d'énergie renouvelables En plus des sources d'énergies renouvelables, les systèmes hybrides associent des dispositifs de stockage comme les batteries, les super condensateurs, les piles à combustible [166]-[168]...etc. La performance en termes de rendement et de durée de vie des systèmes hybrides autonomes et isolés est influencée par le dimensionnement des différentes composantes qui le constitue. La problématique de cette partie est de trouver un équilibre entre l'apport énergétique de chaque source d'énergie renouvelable et la demande (type de charge) qui varie pendant la journée, saison et de l'année. L'équilibre n'est pas toujours possible lorsque les sources d'énergie comme le soleil et le vent ne délivrent pas une puissance constante mais leur combinaison peut permettre une production électrique plus continue mais insuffisante. Dans bien de régions, les journées ensoleillées sont en général caractérisées par une activité éolienne faible alors que les vents forts sont observés plutôt lors de journées nuageuses ou la nuit, ce manque sera compensé par l'introduction du stockage électrochimique dans le système.

3. Différentes architectures des systèmes hybrides

3.1. Éléments constitutants des systèmes hybrides

Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques et les générateurs diesel sont couramment utilisés dans les HES. Les convertisseurs, les charges, les charges de délestage peuvent également faire partie d'un SEH. Les batteries sont généralement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertiel (stockage par volant) et stockage d'hydrogène. [169, 170] [5, 6]. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides typiques contiennent deux bus [165] : un bus à courant continu (CC) pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à courant alternatif (CA) pour les générateurs à CA et le système de distribution. Une description des composants du SEH est donnée ci-après configurée selon différentes types d'architectures [171, 172].

3.2. Différentes architectures des systèmes hybrides

Les différents types générateurs d'énergie peuvent être connectés dans différentes configurations en fonction des besoins. Le plus souvent, trois types d'architectures existent, une à un bus CC et AC et autre à un bus mixte CA/CC [172, 87].

3.2.1. Architecture à bus à CC

Dans le système hybride représenté par la figure (4.1), l'énergie fournie par chaque source est centralisée dans un bus continu CC. L'énergie des systèmes de conversion AC est redressée. L'onduleur doit alimenter les charges AC à partir du bus CC [173].

Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter les pics de charges, tandis que le générateur diesel est dimensionné pour alimenter les pics de charges et les batteries en même temps. La puissance de sortie peut être contrôlée par le courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un contrôleur de charge dans les sources d'énergie renouvelables [165].

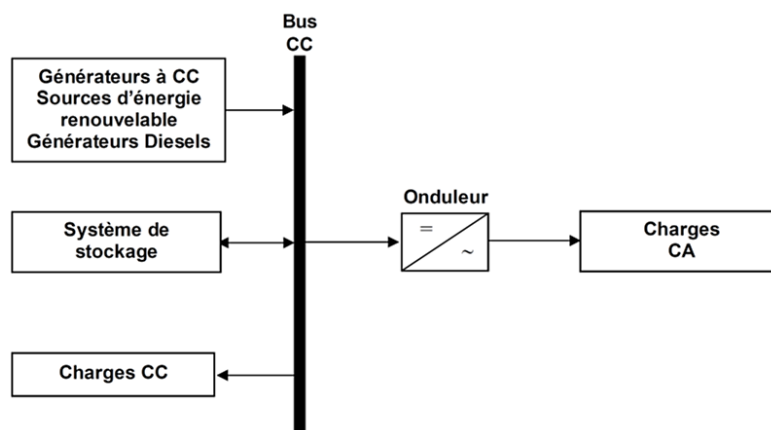


Figure 4.1 Configuration des SEH à bus CC.

3.2.2. Architecture à bus AC

Dans cette architecture indiquée dans la figure (4.2), toutes les sources de production sont connectées au bus AC via des convertisseurs, à l'exception du générateur éolien et/ou diesel, ce dernier impose la fréquence du bus. Un couplage côté courant alternatif de tous les consommateurs et de tous les générateurs permet désormais la réalisation de systèmes flexibles. Selon l'application et les sources d'énergie disponibles, tant renouvelables que conventionnelles, peuvent être intégrées. Plusieurs avantages en découlent de cette architecture comme la possibilité d'augmenter et d'abaisser la tension à l'aide d'un transformateur et utilisation la fréquence comme moyen de contrôle.

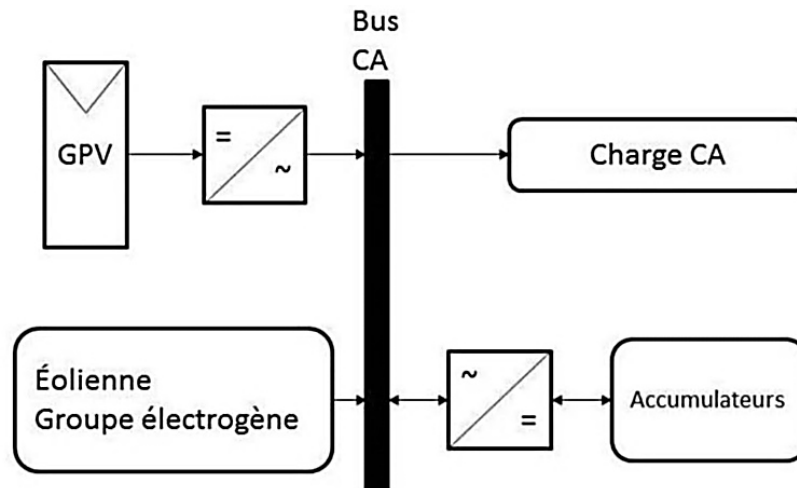


Figure 4.2 Configuration de bus AC

3.2.3. Architecture mixte à bus CC/AC

La configuration des deux bus DC et AC est représentée sur la figure (4.3). Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelables et les générateurs diesel peuvent alimenter directement une partie de la charge AC ce qui augmente l'efficacité du système et réduit les puissances nominales des générateurs diesel et des onduleurs.

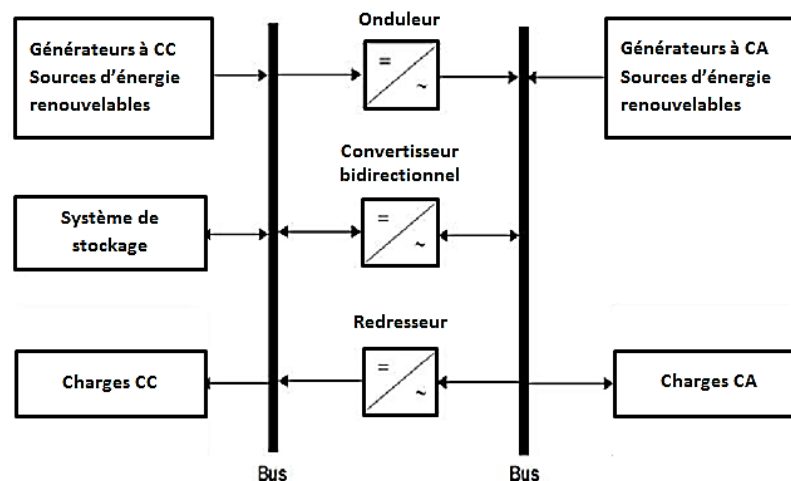


Figure 4.3 Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA.

Les générateurs diesel et l'onduleur peuvent fonctionner indépendamment ou en parallèle en synchronisant leurs tensions de sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (redresseur et onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel qui réalise la conversion CC/AC (fonctionnement onduleur) en fonctionnement normal [87, 173]. Si le générateur diesel produit un excès de puissance, il peut charger les batteries (fonctionnant comme un redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le système est surchargé.

4. Classifications des systèmes d'énergies hybrides

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi dont on présente les classements les plus répandues, figure (4.4) [174].

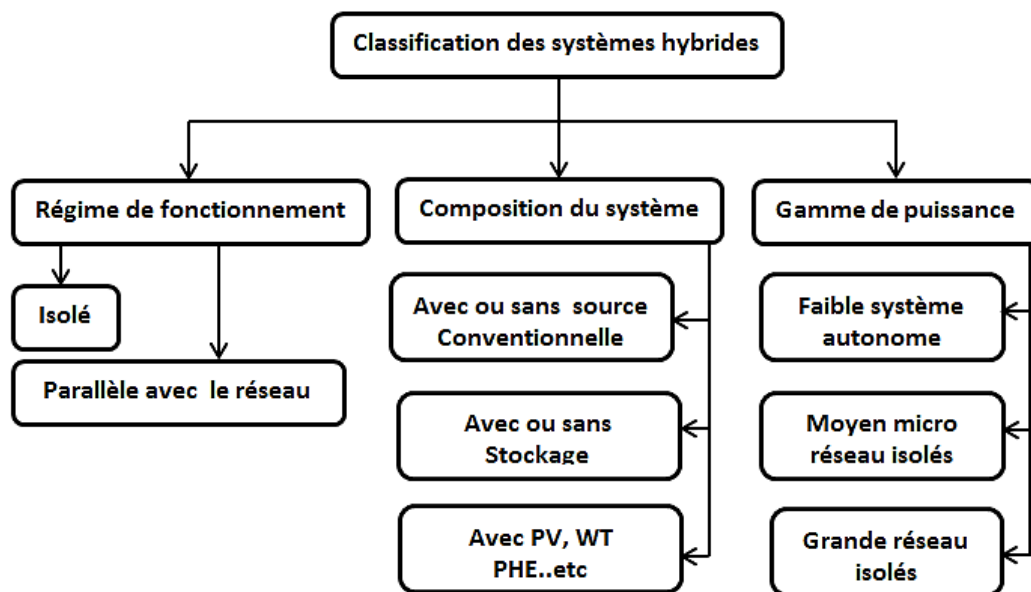


Figure 4.4 Classification des systèmes hybrides.

4.1. Le régime du fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Le premier groupe qui fonctionne en parallèle avec le réseau électrique, également appelé réseau connecté et le second groupe fonctionnent en mode isolé ou en mode autonome. Ce groupe doit répondre aux besoins des consommateurs situés dans des endroits éloignés du réseau.

4.2. La structure du système hybride

Selon la structure du système, trois critères peuvent être pris en compte dans la classification. Le premier critère est la présence ou l'absence d'une source d'alimentation conventionnelle. Le deuxième critère est la présence ou l'absence d'un dispositif de stockage, la dernière classification possible concerne le type de sources d'énergie renouvelables utilisées.

4.3. La gamme de puissance

La puissance délivrée par les systèmes hybrides peut varier jusqu'à 5 KW pour les applications domestiques et dépasse 250KW pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites localités [174, 175].

Ainsi, pour une puissance en dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à AC et bus à CC avec des batteries de stockage est très répandue [176,177]. Les plus grands SEH dont la puissance est plus de 1MW sont centrés sur le bus AC [155, 176]. Le champ d'application de ces systèmes hybrides est très large et on peut les classés par gamme de puissance selon la Table (4.1).

Table 4.1 Classification des systèmes par gamme de puissance [80].

Puissance du SEH (KW)	Application
Faible < 5Kw	Système autonomes : station de télécommunication, pompage d'eau, applications isolées
Moyenne : 20-250 KW	Micro réseau isolés : alimentation d'un village isolé, zones rurales
Grande > 500 KW	Grands réseaux isolés (réseaux insulaire)

5. Analyse et Dimensionnement de système d'énergie hybride

5.1. Introduction

Différentes méthodes sont utilisées pour optimiser les systèmes d'énergie renouvelable autonomes, il est nécessaire de dimensionner ses différents composants qui influent directement sur le coût, les performances et la durabilité de l'installation.

De même, compte tenu du caractère aléatoire de la source solaire et de la vitesse du vent, et pour assurer l'alimentation électrique la nuit et au mauvais temps, il est nécessaire d'optimiser le calcul de la taille de nos sous-systèmes : photovoltaïques, éoliennes et la capacité de stockage des batteries nécessaire.

5.2. Détermination du profil de charge :

La connaissance exacte du profil de charge facilitera la détermination de la taille des générateurs demandés. Pour l'étude, la ferme isolée est équipée de l'ensemble des appareils permettant de fournir le confort aux occupants pendant toute la journée et au long de l'année.

L'estimation de l'énergie quotidienne consommée au niveau de la ferme par les différents équipements électroménagers et éclairage, moyennement selon la période hivernale et estivale est donné par la table (4.8) en annexe .D.

Ainsi le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté par la figure (4.5), cette distribution énergétique horaire correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

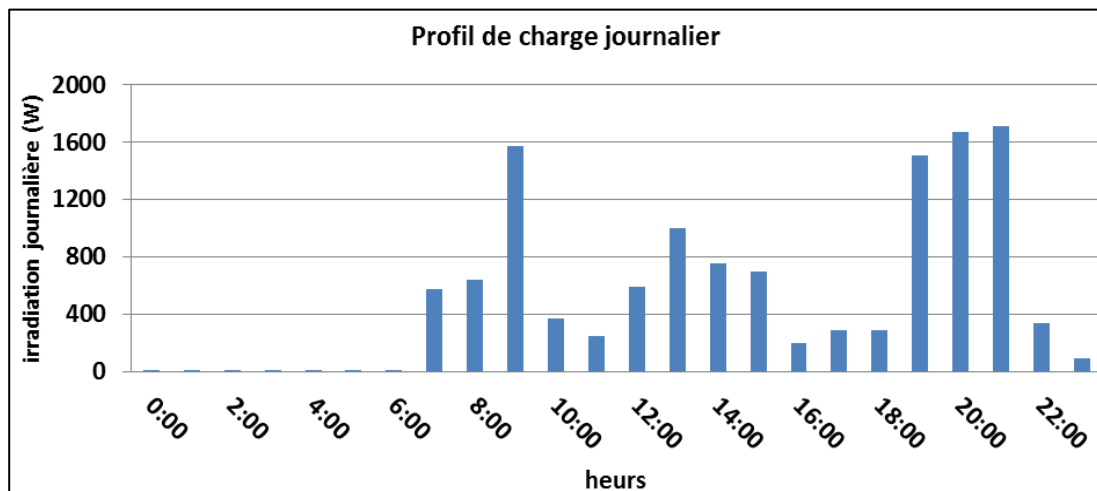


Figure 4.5 Profil de puissance journalière de la charge d’un foyer isolé

5.3. Analyse du potentiel énergétique solaire et éolien disponible à Djelfa :

Le programme d'optimisation nécessite la connaissance du profil du rayonnement solaire sur un plan horizontale et incliné ainsi que celui de la température ambiante en fonction de la durée d’insolation afin d’estimer la puissance maximale des panneaux photovoltaïques et de même pour le profil de vents. Les deux profils de vent et de rayonnement solaire annuel ont été obtenus pour le site de Djelfa [22, 18, 178].

5.3.1. Les données météorologiques

Dans cette étude, nous avons choisi un système éolien- photovoltaïque donc la connaissance et l’estimation des leurs sources d’énergies (soleil et vent) doivent être faite.

La région de Djelfa (Table 4.3) possède un potentiel de d’énergies renouvelables favorables par leurs complémentarités à l’implantation d’un système hybride, les jours ensoleillés sont habituellement accompagnés par des vents calmes et les vents forts sont souvent accompagnés de nuage ou sont produits le soir.

Table 4.2 les coordonnées géographiques du lieu d’implantation

site	Longitude [°]	Latitude [°]	Altitude [m]
Djelfa	3.25°	34.68	1144 m

5.3.2. Estimation de la vitesse du vent et d'irradiation solaire pour la région de Djelfa

5.3.2.1 évaluations des Ressources éoliennes

La vitesse du vent est une variable d'entrée importante, les données du site ont été obtenues à partir de la base de données mesurées et estimées de Météorologie de Surface et d'Energie Solaire de la NASA. La figure (4.6_a) et la figure (4.6_b) illustrent le profil de la vitesse du vent et sa répartition mensuelle durant l'année 2020 [178]. On constate que l'exploitation de l'énergie éolienne est favorable pour la région de Djelfa puisque les moyennes mensuelles du vent restent supérieures à la vitesse seuil qui est de 3.5 m/s. [18, 178].

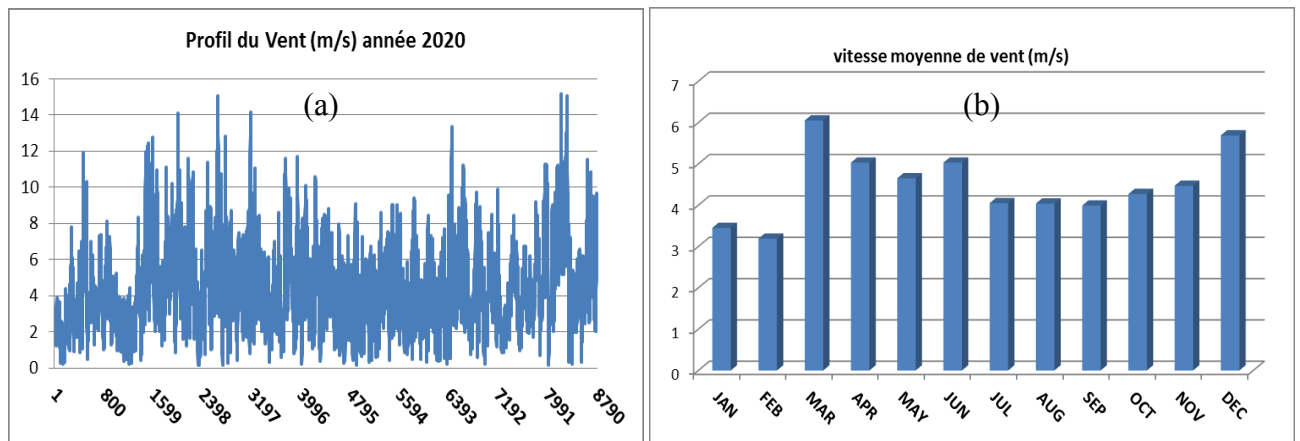


Figure 4.6 Profil de la vitesse du vent en heures (a) et mensuelle (b) durant l'année 2020

5.3.2.2 Évaluations des Ressources solaires

a. Données d'Insolation pour la région Djelfa

Pour déterminer le nombre de modules photovoltaïques et la capacité de stockage des batteries il est nécessaire de connaître la disponibilité et la quantité du flux global d'irradiation solaire reçu. L'insolation extraite exprime la durée en heures pendant laquelle l'éclairement solaire a été supérieur ou égal à 120W/m^2 [179], la moyenne d'insolation mensuelle sur une surface inclinée selon la figure (4.7) est d'environ 2100 heures/an en hivers et 4200 heures/an en été [180].

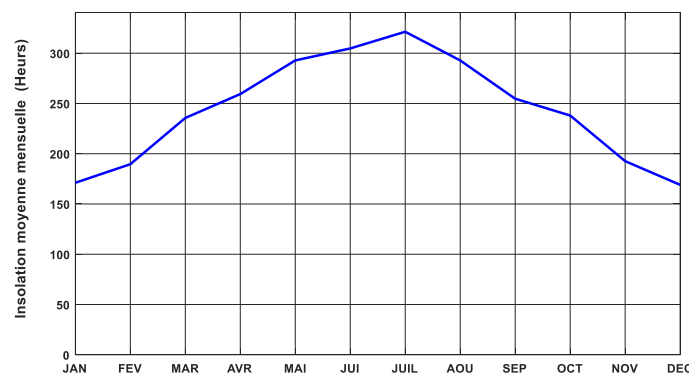


Figure 4.7 Insolation moyenne mensuelle (S) pour la période

b. Irradiation journalière moyenne mensuelle

Pour un jour n donnée, l'énergie reçue sur une surface horizontale H_0 est donnée [181] :

$$H_0 = \frac{24 \cdot G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cdot \cos \left(2\pi \frac{n}{365} \right) \right) \cdot (\cos(\psi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega_s) + \sin(\psi) \cdot \sin(\delta)) \quad (4.1)$$

Avec

1- δ : Déclinaison solaire (δ) donnée par :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (J - 80) \right] \quad (4.2)$$

2- ω_s : l'angle Horaire donnée par :

$$\omega_s = \arccos(-\tan(\delta) \cdot \tan(\psi)) \quad (4.3)$$

3- ψ : Latitude de lieu (pour le site de Djelfa = 34.68°

n : Le numéro de jour de l'année compte à partir du le premier janvier.

G_{sc} : La constante solaire = 1367 [w/m²].

Pendant la durée de jour d'ensoleillement SS_0 (en heurs, de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal mais la durée effective d'ensoleillement SS d'une journée ordinaire est la valeur mesurée selon le taux d'insolation est donné par :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \quad (4.4)$$

La durée maximale SS_0 est calculée par l'expression :

$$SS_0 = \frac{2}{15} \arccos(-\tan(\delta) \cdot \tan(\psi)) \quad (4.5)$$

c. Estimation du flux global d'irradiation solaire sur le plan horizontal

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane est constitué de trois composantes principales : rayonnement direct, rayonnement diffuse, rayonnement réfléchi.

En se basant sur des données d'insolation mesurées durant l'année 2020, le flux global d'irradiation solaire peut-être estimé selon le modèle d'angström. Le flux global d'irradiation solaire peut être estimé comme suit [170].

$$H = H_0 \cdot K_t = H_0 \cdot (a \cdot \sigma + b) \quad (4.6)$$

H : est le flux global d'irradiation solaire reçu quotidiennement au niveau de la surface terrestre sur un plan horizontal et σ : Le taux d'insolation. Les valeurs de coefficients de régression pour la région de Djelfa sont estimés [182] : $a=0.44$ et $b=0.35$.

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation diffuse journalière moyenne par la corrélation de Beeckman [183]:

$$H_{Dif} = H \cdot (a + b \cdot K_t) \tag{4.7}$$

L'irradiation directe est obtenue par la soustraction de l'irradiation diffusée de l'irradiation globale.

$$H_{direct} = H - H_{Dif} \tag{4.8}$$

$$K_t = \frac{H}{H_0} \tag{4.9}$$

d. Estimation du flux global d'irradiation solaire sur le plan incliné :

Les panneaux solaires peuvent être installés au sol ou sur la toiture orientés vers le sud. Ils devraient présenter un angle de telle sorte que la surface de captation soit presque perpendiculaire au rayonnement solaire. Pour la conception des systèmes solaires, nous avons besoins de la moyenne journalière mensuelle de l'irradiation incidente sur un plan du capteur incliné H_T . En utilisant le modèle de Liu et Jordan, le calcul de H_T est donné par l'équation suivante [183, 11]:

$$H_T = H_{direct}R_d + H_{diff} \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1-\cos\beta}{2} \right) \tag{4.10}$$

R_d : Facteur de conversion donné par :

$$R_d = \frac{\cos(\psi-\beta) \cdot \cos(\delta) \sin \omega'_s + \omega'_s \sin(\psi-\beta) \cdot \sin \delta}{\cos(\psi) \cdot \cos(\delta) \sin \omega_s + \omega_s \sin(\psi) \cdot \sin \delta} \tag{4.11}$$

ρ : L'albédo au sol [11, 180, 184]] [22, 26, 27] : pour la région de Djelfa $\rho = 0.2$

β : L'angle d'inclinaison

ω_s : L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan horizontal

ω'_s : L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan incliné

$$\omega'_s = \text{Min}[\omega_s \cdot \cos^{-1}(-\tan(\psi - \beta) \cdot \tan \delta)]$$

La figure (4.9) représente l'irradiation globale journalière moyenne mensuelle estimée sur une surface horizontale (a) sur un plan incline (b). On se basant sur les données extraites durant 2020, on obtient le tableau suivant pour la région de Djelfa [183].

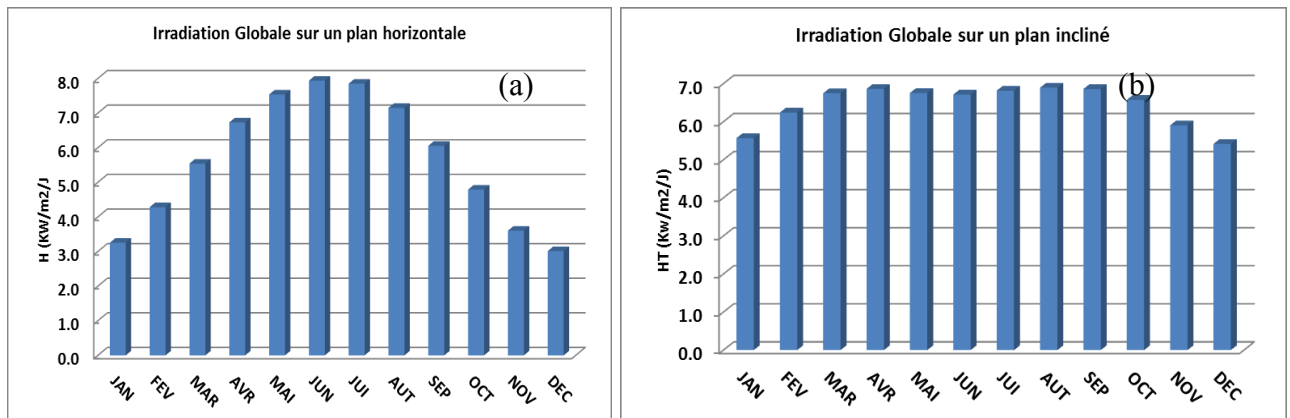


Figure 4.8 Irradiations estimées sur surface horizontale (a) inclinée (b)

Table 4.3 Valeurs de l'irradiation moyenne mensuelle sur plan horizontale et incliné.

MOIS	SS (heurs)	SS0 (heurs)	n (jours)	déclinaison δ	T_insol σ	H0(W/m2)/J	H(W/m2)/J	HT(W/m2)/J
JAN	5.5158	9.9554	17	-20.9170	0.5541	5133.6	3254.3	5567.5
FEV	6.6345	10.7789	47	-12.9546	0.6155	6532.8	4281.8	6239.8
MAR	7.7484	11.7768	75	-2.4177	0.6579	8267.0	5541.2	6747.2
AVR	8.6353	12.8784	105	9.4149	0.6705	9974.6	6729.7	6860.0
MAI	9.4323	13.8157	135	18.7919	0.6827	11098.9	7535.6	6753.1
JUN	10.1467	14.2871	162	23.0859	0.7102	11526.2	7936.6	6712.9
JUI	10.2758	14.0739	198	21.1837	0.7301	11287.3	7850.8	6812.5
AUT	9.4352	13.2705	228	13.4550	0.7110	10382.3	7151.8	6891.6
SEP	8.4800	12.2046	258	2.2169	0.6948	8864.1	6055.8	6858.0
OCT	7.6694	11.1040	288	-9.5994	0.6907	7026.7	4790.4	6573.4
NOV	6.4133	10.1716	318	-18.9120	0.6305	5453.4	3603.0	5902.8
DEC	5.4452	9.7171	344	-23.0496	0.5604	4738.9	3014.5	5415.2

6. Architecture et Modélisation du Système d'énergie Hybride

6.1 Architecture

L'architecture de l'installation choisie est à bus continu. Elle est constituée d'une combinaison des générateurs photovoltaïques, des éoliennes et des batteries de stockage pour alimenter une charge donnée (AC ou DC).

Les différents composants de l'installation sont reliés au bus continu à travers des hacheurs pour les générateurs PV et les batteries, des convertisseurs AC/DC pour les éoliennes, et à travers un onduleur pour la charge AC, comme le montre la figure (4.9).

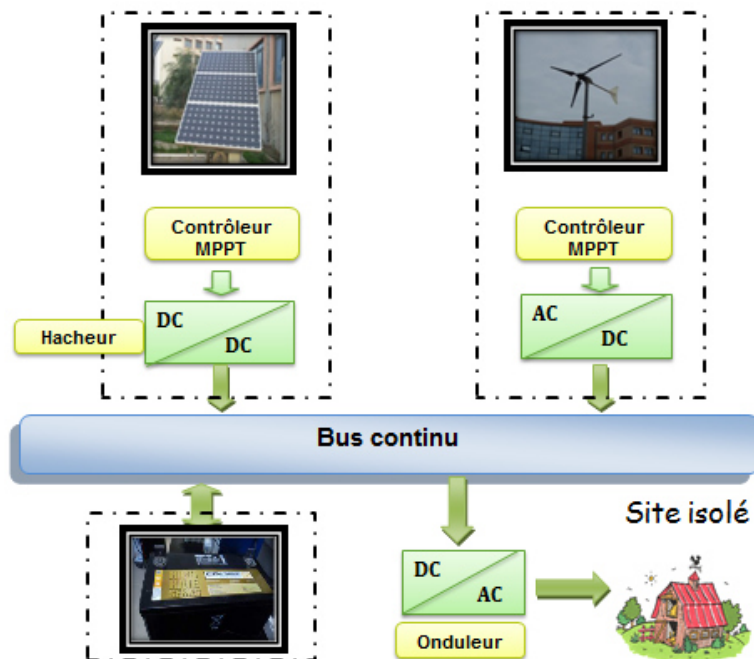


Figure 4.9 Architecture du système hybride étudié

6.2 Modélisation des systèmes photovoltaïques éoliens et élément de stockage

6.2.1 Systèmes photovoltaïques

L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par [185] :

$$E_{PV} = \eta_{pv} \cdot S_{pv} \cdot P_f \cdot H \quad (4.12)$$

S_{pv} : La surface totale du générateur photovoltaïque (m^2) ;

η_{pv} : Le rendement du générateur photovoltaïque ;

H : L'irradiation solaire sur plan incliné (KWh/m^2) ;

P_f : Le facteur de remplissage du module, égal à 0.9.

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation suivante :

$$\eta_{PV} = \eta_r (1 - \gamma(T_c - 25)) \quad (4.13)$$

$$T_c = T_a + G_{inc} \left(\frac{NOCT-20}{800} \right) \quad (4.14)$$

γ : Coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température qui est pris à ($0.00318 / ^\circ C$) ;

η_r : Le rendement de référence du générateur photovoltaïque ;

T_a : Température ambiante moyenne journalière ($^\circ C$) ;

T_c : Température cellule moyenne journalière ($^\circ C$) ;

NOCT: Température nominale de fonctionnement de la cellule.

6.2.2 Générateur éolien :

La puissance véhiculée sous forme d'énergie cinétique par le vent est exprimée par :

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot S^2 \cdot V_v^3 \quad (4.15)$$

S : est la surface traversée par le vent m^2 , ρ est la densité de l'air ($1.225 kg/m^3$) et V_v la vitesse du vent (m/s). La puissance produite par le générateur éolien:

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_t \cdot S^2 \cdot V^3 \quad (4.16)$$

C_t : est le facteur d'efficacité déterminé à partir des performances de l'unité de transformation :

$$C_t = C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (4.17)$$

η_m et η_g : représentent le rendement respectivement du multiplicateur et de la génératrice.

C_p : est le coefficient de performance de la turbine éolienne (limite de Betz). Par conséquent, l'énergie produite par le générateur éolien est exprimée par :

$$E_{eol} = P_{eol} \cdot \Delta t \quad (4.18)$$

6.2.3 Système de stockage (batterie au plomb)

Parmi les modèles des batteries utilisées, celui basé sur le phénomène physico-chimique de la charge et de la décharge du système de stockage. Ce modèle est basé sur le schéma électrique de la Figure (4.10) [186], la batterie est alors décrite par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une source de tensions et sa résistance interne.

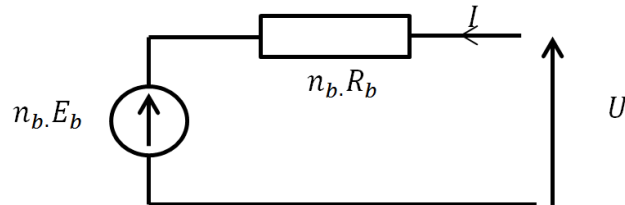


Figure 4.10 Schéma électrique équivalent de nb éléments de batteries.

Le modèle de batterie implanté dans les programmes de simulations numériques s'inspire du modèle des batteries Ford [187]. Soit U , la tension aux bornes de la batterie (Figure 4.11)

$$U = E_0 - K \cdot \frac{\int I_b \cdot dt}{Q_0} - R_b I_b \quad (4.19)$$

avec :

E_0 : Tension à vide de la batterie chargée (V);

K : Constante qui dépend de la batterie ;

R_b : Résistance interne de la batterie [Ω];

I_b : Courant de décharge (> 0) ;

Q_0 : Capacité de la batterie (Ah) ;

$\frac{\int I_b \cdot dt}{Q_0}$: Indique l'état de décharge de la batterie.

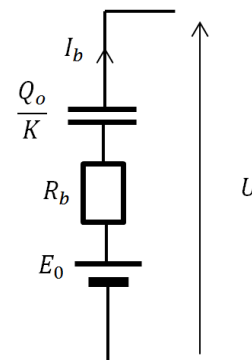


Figure 4.11 Modèle électrique de la batterie

Plusieurs techniques de régulation se basant sur la tension mesurée aux bornes de la batterie ont été développées et considérer comme étant le seul indicateur de son état de charge « State Of Charge-SOC ». La technologie de la batterie choisie permet 20% de décharge (SOC min=20%). Elle a un rendement énergétique η_{bat} de 100% à la décharge, et 90% à la charge.

6.3 Dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien

6.3.1 Méthode de dimensionnement hypothèses technico-économiques

L'étape essentielle dans la conception d'un système couplé est la détermination de sa taille optimale qui dépend essentiellement des données climatiques du site. Généralement, on utilise les moyennes mensuelles des données climatiques et / ou une estimation du nombre de jours consécutifs de faible ressource climatique (irradiation solaire, vitesse du vent) pour déterminer la taille minimale des panneaux photovoltaïques, la surface de l'aérogénérateur et la capacité des batteries [188, 189].

En tenant compte de la nature stochastique du rayonnement et de la vitesse du vent et dans le but d'optimiser un système couplé, la simulation est basée sur les valeurs journalières de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent considéré sur une année de référence des deux grandeurs durant l'année 2020.

6.3.2 Données climatiques et l'énergie demandée

Les performances des panneaux photovoltaïques et des aérogénérateurs sont directement corrélées aux données climatiques qui sont en principe l'irradiation solaire et la vitesse du vent.

Pour un profil de charge donné, la taille du système augmente quand les ressources climatiques sont faibles. Généralement, la grandeur de la demande en énergie est une fonction variable du temps, on a adopté une valeur de la consommation journalière constante durant chaque saison. Par ailleurs, nous nous sommes limités au cas des systèmes de faible puissance qui correspond au cas des applications domestiques où la consommation est de l'ordre de 12,5KWh par jour.

6.3.3 Méthodes de dimensionnement d'un système hybride

6.3.3.1 Performance du système

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée $E_{PV,m}(KWh/m^2)$ pour le photovoltaïque et $E_{eol,m}(KWh/m^2)$ pour l'éolien (où $m = 1, \dots, 12$, représente le mois de l'année), et E_d l'énergie demandée [190, 191].

On note S_{pv} et S_{eol} : les surfaces respectives des panneaux solaires et de l'aérogénérateur. La surface des générateurs nécessaires pour assurer la couverture totale (100%) de la charge E_d durant le mois le plus défavorable est exprimée par [192] :

$$E_{PV} \cdot S_{PV} + E_{eol} \cdot S_{eol} = E_d \quad (4.20)$$

En utilisant les deux sources renouvelables, la charge est divisée en deux parties. Si la fraction de la charge donnée par le système photovoltaïque est f , alors le complémentaire qui est $(1 - f)$ de la demande doit être satisfait par le système éolien telle que :

$$S_{pv} \cdot E_{pv} = f \cdot E_d \quad (4.21)$$

$$S_{eol} \cdot E_{eol} = (1 - f) \cdot E_d \quad (4.22)$$

Dans cette étude, deux scénarios sont considérés et basés respectivement sur les moyennes annuelles pour chaque mois et la moyenne du mois le plus défavorable de l'énergie totale incidente [193].

6.3.3.2. Premier scénario 1 (la méthode des moyennes annuelles)

Pour cette méthode, les surfaces des panneaux photovoltaïques et de l'aérogénérateur sont déterminé à partir des valeurs moyennes annuelles calculées à partir des valeurs mensuelles, qu'on note $\overline{E_{pv}}$ et $\overline{E_{eol}}$.

La charge est notée $\overline{E_d}$ et les surfaces des composantes solaire et éolienne sont données par les équations suivantes :

$$S_{PV} = f \cdot \left(\frac{\overline{E_d}}{\overline{E_{pv}}} \right) \quad (4.25)$$

$$S_{eol} = (1 - f) \cdot \left(\frac{\overline{E_d}}{\overline{E_{eol}}} \right) \quad (4.26)$$

En pratique, ce scénario est utilisé lorsqu'on ne dispose que des données moyennes climatiques annuelles.

6.3.3.3 Deuxième scénario (la méthode du mois le plus défavorable)

Pour cette méthode, on détermine les surfaces en respectant le mois le plus défavorable pour le solaire et pour l'éolien. Ce scénario est utilisé lorsqu'on dispose d'une base de données mensuelle du site considéré. La surface requise pour les composantes renouvelables est donnée par :

$$S_{PV} = f \cdot \max \left(\frac{E_d}{E_{pv}} \right) \quad (4.27)$$

$$S_{eol} = (1 - f) \max \left(\frac{E_d}{E_{eol}} \right) \quad (4.28)$$

6.3.3.4 Surfaces retenues des composantes renouvelables

La composante retenue de la surface $S_{i,a}$ ($i = 1$ pour le PV et $i = 2$ pour l'éolien) est particulièrement essentielle pour les systèmes de petite échelle économique. Ceci est pris en compte en introduisant la surface de l'unité de composante $S_{i,u}$ ($S_{pv,u} = 0.3 \text{ m}^2$ et $S_{eol,u} = 0.65 \text{ m}^2$). La surface retenue est calculée à partir de l'équation suivante :

$$S_{i,a} = \text{ENT} \cdot S_{i,u} \quad (4.29)$$

ENT : Nombre entier voisin à degré élevé du rapport $= \frac{S_{i,a}}{S_{i,u}}$

6.3.3.5 Capacité du système de stockage

La taille de la batterie de stockage est déterminée à partir de la charge demandée maximale $E_{d,max}$ (charge mensuelle maximale). Elle est fonction de la profondeur de décharge et le nombre de jours d'autonomie, elle est exprimée par [195] :

$$C = \frac{N_{ja} \cdot E_d}{V_{bat} \cdot P_d \cdot R_t} \quad (4.30)$$

C : Capacité de stockage de la batterie (Ah)

N : Nombre de jours d'autonomie

E_d : Énergie journalière demandée (Wh/j) = 12.5kwh

P_d : Profondeur de décharge maximale admis = (0.9)

R_t : Coefficient réducteur de la température = (0.7-0.8)

V_{bat} : Tension de la batterie (12 Volts)

Ce qui revient à utiliser 16 batteries de 192 Ah

6.3.4 Dimensionnement de système d'énergie hybride

Le tableau 4.5 montre la production énergétique mensuelle des composants du système hybride étudié et la taille de chaque composant nécessaire pour satisfaire une charge de consommation journalière supposée constante de l'ordre de 12.5 kWh par jour en utilisant les données estimées du site de Djelfa.

Table 4.4 La production énergétique mensuelle des composants du système hybride étudié

MOIS	Irradiation Mensuelle (Wh/m2)	Vent Mensuelle (Wh/m2)	énergie Epv mensuelle (Wh/m2)	énergie Eeol mensuelle (Wh/m2)	energie Ed demandée (Wh)	surface Apv (m2)	surface Aeol (m2)
JAN	171 603.3	60841.0	12355.4	29203.7	387500	31.36	13.27
FEV	180132.1	63143.5	12969.5	30308.9	362500	27.95	11.96
MAR	208540.0	73039.6	15014.9	35059.0	387500	25.81	11.05
AVR	205572.1	61402.0	14801.2	29472.9	375000	25.34	12.72
MAI	209443.0	52181.3	15079.9	25047.0	387500	25.70	15.47
JUN	201636.2	38521.8	14517.8	18490.5	375000	25.83	20.28
JUI	211375.5	33906.8	15219.0	16275.3	387500	25.46	23.81
AUT	213542.4	26351.3	15375.1	12648.6	387500	25.20	30.64
SEP	205275.7	29360.8	14779.8	14093.2	375000	25.37	26.61
OCT	202949.0	30362.0	14612.3	14573.8	387500	26.52	26.59
NOV	176123.3	49567.9	12680.9	23792.6	375000	29.57	15.76
DEC	166854.6	49147.3	12013.5	23590.7	387500	32.26	16.43
Moyenne Mensuelle	196 087.3	47318.8	14118.3	22713.0	381250	27.20	18.72

Les résultats du dimensionnement du système hybride selon la méthode moyenne mensuelle annuelle ou la méthode du mois le plus défavorable obtenus par simulation sont représentés dans la table (4.5) et table (4.6) respectivement.

Ces résultats montrent que la configuration du système photovoltaïque seul ($f=1$) nécessite 43 modules photovoltaïques. Pour le système éolien pur ($f=0$) on a besoin de 06 éoliennes (Rayon de la turbine égale à 1m). Quant au système hybride le plus économique et celui qui présente $f=0.7$ (38 modules photovoltaïques et 01 éolienne).

Table 4.5 Résultats obtenue pour la méthode moyenne mensuelle annuelle

f	<i>Apv</i>	<i>N (module)</i>	<i>Aeo</i>	<i>NG_éolien</i>	<i>Coût Total</i>
0	0	0	31.4	6	600000
0.1	3.23	5	28.26	6	660000
0.2	6.46	9	25.12	5	608000
0.3	9.69	13	21.98	5	656000
0.4	12.92	17	18.84	4	604000
0.5	16.15	22	15.7	3	564000
0.6	19.38	26	12.56	3	612000
0.7	22.61	30	9.42	2	560000
0.8	25.84	34	6.28	2	608000
0.9	29.07	38	3.14	1	556000
1	32.3	43	0	0	516000

Table 4.6 Résultats obtenue pour la méthode du mois le plus défavorable

f	<i>Apv</i>	<i>N (module)</i>	<i>Aeo</i>	<i>NG_éolien</i>	<i>Coût Total</i>
0	0	0	18.84	6	600000
0.1	3.23	5	18.84	6	660000
0.2	5.814	9	15.7	5	608000
0.3	8.398	13	15.7	5	656000
0.4	10.982	17	12.56	4	604000
0.5	14.212	22	9.42	3	564000
0.6	16.796	26	9.42	3	612000
0.7	19.38	30	6.28	2	560000
0.8	21.964	34	6.28	2	608000
0.9	24.548	38	3.14	1	556000
1	27.778	43	0	0	516000

7. Gestion et modélisation du système hybride avec HOMER

7.1 Introduction

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation des systèmes à énergie hybride [17] : HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL.....Tous ces logiciels ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides mais se différencient de la stratégie d'optimisation.

Le modèle d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables HOMER), dont les droits d'auteur appartiennent au Midwest Research Institute (MRI) est un modèle informatique développé par le US National Renewable Energy Laboratory (NREL) pour aider à la conception de systèmes électriques et faciliter la comparaison des technologies de production d'énergie dans une large gamme d'applications. HOMER est utilisé pour modéliser le comportement physique d'un système électrique le coût total d'installation et d'exploitation du système pendant sa durée de vie [196].

HOMER effectue trois tâches principales : la simulation, l'optimisation et l'analyse de sensibilité à partir des données brutes fournies par l'utilisateur. Il permet d'analyser et de combiner diverses sources d'énergie afin d'arriver à afficher une configuration optimale d'un système hybride capable de fournir de l'énergie au site spécifié d'une manière faisable selon certains critères techniques et économiques.

Pour simuler un système hybride de génération d'énergie, HOMER permet de définir tous les éléments demandés disponibles sur le marché à travers sa riche bibliothèque en utilisant les composants prédéfinis comme les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, les groupes électrogènes et les convertisseurs statiques etc. le logiciel permet aussi de l'ajouter des nouveaux composants en introduisant ces caractéristiques techniques ainsi que son coût.

Dans le processus de simulation, les performances d'une configuration particulière du système électrique pour chaque heure de l'année sont modélisées afin de déterminer sa faisabilité technique et son coût sur le cycle de vie sur n'importe quel site donné. HOMER peut simuler une grande variété de configurations de systèmes électriques, comprenant n'importe quelle combinaison de panneaux photovoltaïques, de turbines éoliennes, de turbines hydroélectriques, de générateurs et de systèmes de batteries connectés ou non au réseau qui peuvent alimenter des charges électriques et thermiques. Il trouve la combinaison la moins coûteuse qui répond aux charges électriques et thermiques spécifiques.

Le processus de simulation a deux objectifs. Premièrement, il détermine si le système est réalisable. Deuxièmement, il estime le coût du cycle de vie du système, c'est-à-dire le coût total de l'installation et de l'exploitation du système pendant sa durée de vie.

HOMER simule plusieurs configurations, il optimise le coût pour un cycle de vie donné et génère des résultats de sensibilité pour la plupart des situations 197[40]. On peut aussi modifier les caractéristiques d'un composant déjà existant dans la bibliothèque. Toujours HOMER, simule le fonctionnement d'un système en faisant des calculs de bilan d'énergie pour les 8760 heures dans une année. Nous avons choisi le logiciel Homer comme outil de dimensionnement, l'architecture de la centrale hybride à dimensionner est présentée dans la figure (3.12).

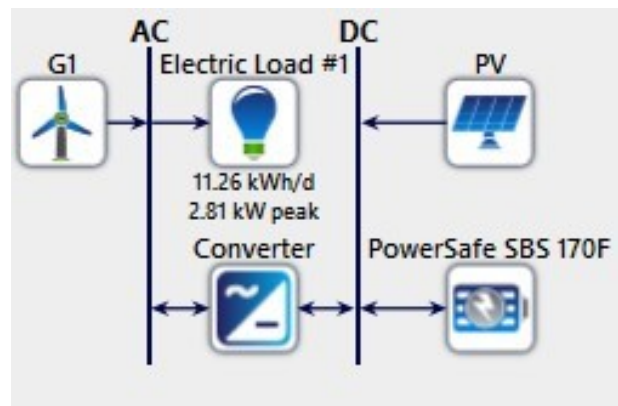


Figure 4.12 Configuration de l'installation à dimensionner

7.2 Evaluation des ressources et de la demande

La figure (3.16) montre le même profil de charge du site choisie. La charge journalière est de 12.5 KWh par jour.

Pour les Ressource éolienne de site étudié, les données obtenues de la répartition mensuelle de la vitesse de vent pour la même année 2020 sont déjà illustrées dans les figures 4.7 et 4.8. L'irradiation solaire pour le site de Djelfa est disponible sur Le site Web de la NASA [178], la figure (4.13) montre le profil estimé de la consommation par heurs pendant l'année 2020 et la figure (4.14) montre le profil de l'irradiation totale par heurs pendant l'année 2020.

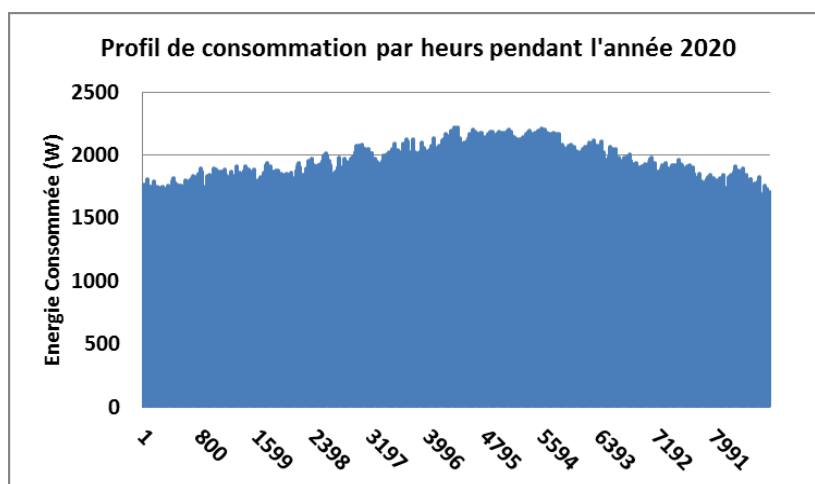


Figure 4.13 Profil de consommation par heurs pendant l'année 2020

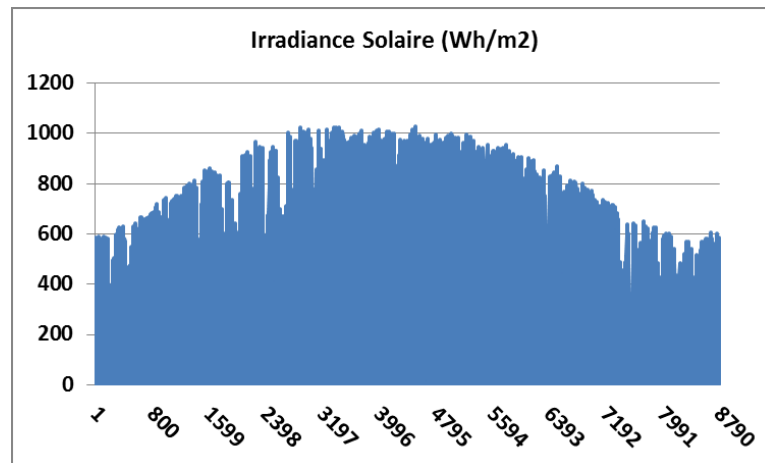


Figure 4.14 Irradiation solaire par heures pendant l'année 2020

La température est un paramètre très important pour le comportement des cellules solaires, son augmentation entraîne une augmentation du flux de photons mais réduit la tension de sortie des générateurs photovoltaïques. La figure (4.15_a) montre l'évolution annuelle de la température ambiante chaque heures sur le site de de durant l'année 2020, de même la figure (4.15_b) illustre la répartition et l'évolution moyenne mensuelle de température ambiante durant l'année 2020.

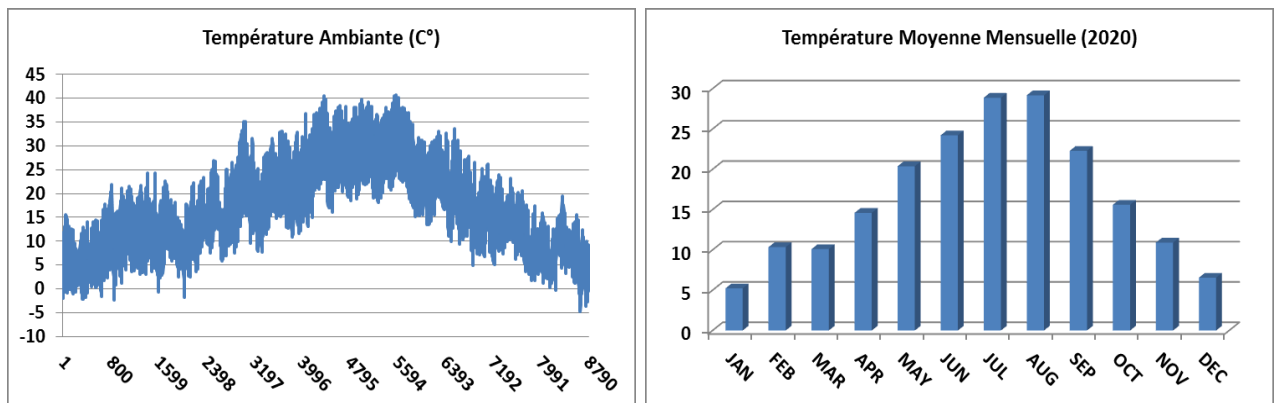


Figure 4.15 Evolution de la Température Ambiante en heures (a) et mensuelle (b)

7.2 Résultats de simulation

Après avoir simulé toutes les configurations possibles du système, HOMER affiche une liste de configurations classées dans l'ordre de la plus rentable à la moins rentable selon le coût actuel net (Net Present Cost NPC), c'est-à-dire par coût du cycle de vie définie. Le NPC d'un composant est la valeur actuelle de tous les coûts d'installation et d'exploitation de ce composant pendant la durée de vie du projet moins la valeur actuelle de tous les revenus qu'il génère pendant la durée de vie du projet. La figure (4.16) présente les meilleurs résultats de l'optimisation HOMER par catégorie. Dans chaque catégorie de type de conception différente, elle ne montre que la configuration la plus faible en termes de NPC. Les résultats complets possibles de simulation sont

fournis sous forme d'une liste des configurations, classées aussi selon le coût net actuel (appelé le coût de cycle de vie). Homer donne l'ensemble des solutions faisables, infaisables et écartées.

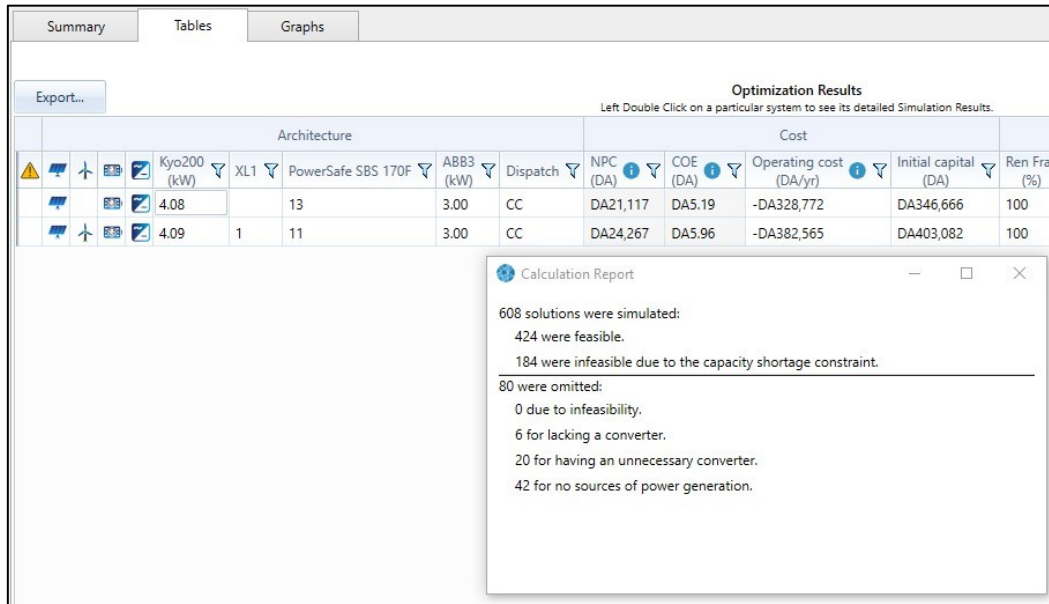


Figure 4.16 Résultats d'optimisation HOMER catégorisés

Le tableau 4.7, illustre les résultats de l'étude de dimensionnement et l'apport de chaque système.

Table 4.7 Configuration optimale du SEH

Production	KWh/jours	%	consommation	KWh/jours	%
Kyocera KC200GT	7.292	83.7	Charge AC	4.109	100
Bergey BWC XL1	1.419	16.3	Charge AC	0	0
Total	8.711	100	Total	4.109	100

Les systèmes de production d'énergies participent selon les fractions décrites dans le tableau (5.8), qui montrent une participation significative du système photovoltaïque (83%) par rapport à la centrale éolienne (16 %) de La puissance mensuelle moyenne générée par le système illustrée dans la figure (4.17).

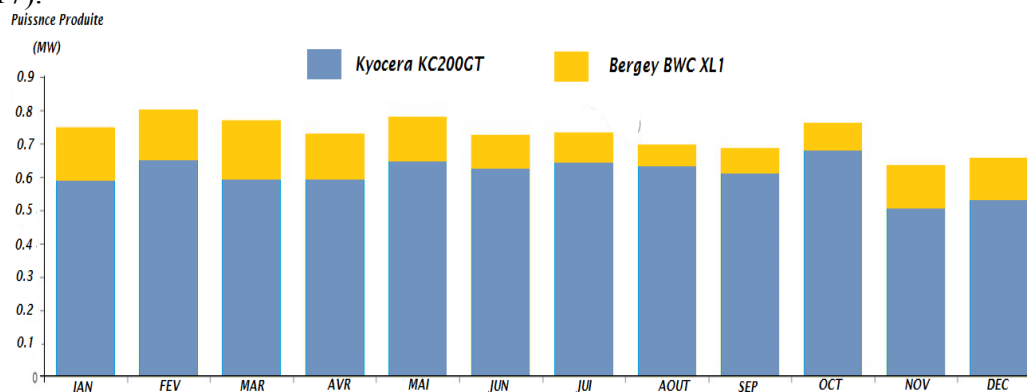


Figure 4.17 La puissance moyenne mensuelle produite par chaque source

7.3 Interprétation des résultats

Les résultats obtenus de la simulation par la première méthode sont représentés dans le tableau (4.6) dans lequel sont présentés le nombre d'unités de chaque composant du système (Photovoltaïque et éolien) défini comme le rapport entre la surface du générateur et la surface unitaire et le coût total du système pour chaque configuration.

Ces résultats montrent que la configuration avec système photovoltaïque seul ($f = 1$) avec 43 modules photovoltaïques ayant un coût de 516000DA est la plus économique. Pour le système éolien pur ($f = 0$) avec 6 éoliennes de 1 kW ayant un coût de 600000DA, quant au système hybride le plus économique est celui qui présente $f = 0,9$; (90 % photovoltaïque et 10 % éolien), compose de 38 modules photovoltaïque et un générateur éolien avec un coût de 556000DA.

Pour la deuxième méthode, les résultats illustres dans le tableau (4.7) montrent que le cette méthode et presque similaire en termes de résultat que la première méthode, la configuration photovoltaïque nécessite 43 modules photovoltaïques avec un cout totale de 516000DA. Et pour le système éolien pur ($f = 0$) avec 6 éoliennes de 1kW ayant pour une un coût totale de 600000DA. Quant au système hybride, le plus économique est celui qui a le facteur $f = 0.9$; (90% photovoltaïque et 10 % éolien) avec un 38 modules photovoltaïque et 1 générateurs éoliens avec un coût de 556000DA.

Les simulations numériques présentées en troisième partie ont permis de montrer que le système de génération étudié pouvait fonctionner sur les différentes configurations du SEH. HOMER détermine juste les systèmes les plus faisables et rentables économiquement et qui permet de servir la charge électriquement demandée. Les résultats de simulation ont montré que le système le plus rentable est celui le système hybride photovoltaïque/éolienne/ batteries) avec un coût totale de 400 mille DA. On peut accepter et envisager l'installation d'un système de production à base d'énergie solaire PV et éolienne sur le site choisie. Les équipements de bon rapport énergétique permettent de tirer le meilleur bénéfice du système ayant une viabilité économique et une durabilité à long terme toute en amortissent le coût global de l'investissement. Le dimensionnement optimisé des batteries est critique (11 batteries) et permet de maximiser le rapport coût/performance du système sur sa durée, ainsi le remplacement inutile des batteries de stockage est coûteux, particulièrement pour les applications dans les habitations isolés.

8. Conclusion

Enfin de ce travail, nous avons présenté le concept et l'intérêt de l'hybridation des différentes sources électriques, on s'est intéressé particulièrement au dimensionnement d'un système hybride (éolien- photovoltaïque) pour un site isolé. Une brève description des systèmes hybrides de génération de l'énergie électrique est présentée, un état d'art sur les différentes architectures et classification des systèmes hybrides suivis d'une modélisation énergétique des différents composants du système sont abordées.

Pour l'habitat isolé choisit situé dans la Wilaya de Djelfa, nous avons établi un profil de consommation précis, nous avons en plus collecté des informations météorologiques qui nous permet d'évaluer le potentiel énergétique solaire et éolien du site choisi.

Cette zone est caractérisée par un large profil climatique ce qui lui confère d'être un bon candidat pour l'installation des systèmes hybrides. Nous avons exposé par la suite quelques méthodes d'analyses et dimensionnement existantes pour but d'améliorer la qualité de l'énergie produite, pour cela nous avons évalué deux scénarios, l'un basé sur la moyenne annuelle et l'autre sur le mois le plus défavorable.

Le résultat du dimensionnement du système hybride selon la méthode moyenne mensuelle annuelle ou la méthode du mois le plus défavorable obtenus par simulation nous a permis de choisir le système hybride le plus économique. Pour une gestion précise et annuelle, plusieurs sont les logiciels qui nous permettent de réaliser l'optimisation, le dimensionnement ainsi que l'évaluation économique et écologique du système complet, le logiciel HOMER est choisi et présenté.

En dernier lieu, le système hybride éolien - photovoltaïque alimentant un site isolé avec stockage sous l'interface Simulink du Matlab est simulé dans le cas de changements climatiques et de variations de la consommation d'énergie.

Pour avoir une production stable et optimale de la puissance, nous avons introduit des commandes classiques (MPPT) associées à un superviseur ce qui permet une gestion efficace et rationnelle de l'énergie pour satisfaire les besoins du consommateur.

Enfin l'installation d'un système hybride éolien - photovoltaïque alimentant un site isolé avec stockage à la wilaya de Djelfa est bénéfique et rentable, et l'exploitation de chacun de ces énergies est régie seulement par le coût étant donné que le flux énergétique est abondant.



Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale et perspectives

La production d'électricité est devenue une partie intégrante dans le développement social et économique des pays ce qui fera de sa production un enjeu très important et stratégique dans les années à venir. La demande énergétique des sociétés industrielles est en constante augmentation malgré la raréfaction des ressources fossiles non renouvelables. Le monde est confronté à des défis énergétiques et climatiques sans précédent pour lesquels des alternatives robustes sont attendues comme la maîtrise de la demande en énergie, développement des énergies renouvelables, réduction des émissions de gaz à effet de serre, etc... ceci nécessite une période de transition dans laquelle l'utilisation des énergies renouvelables permettent l'amélioration de l'efficacité énergétique.

L'objectif général de notre travail s'inscrit dans le contexte général de la commande et la gestion des sources hybrides d'énergie électrique, il contribue à l'étude d'un système hybride autonome de production d'énergie électrique basé l'exploitation de deux chaînes de conversion (éolien et photovoltaïque) associé à une unité de stockage en prenant compte de compenser les variations transitoires de puissance dues à la fluctuation de ces deux sources renouvelables.

Afin d'évaluer l'intérêt de l'exploitation des deux sources à énergies renouvelables composant le système hybride en cette période de transition, nous avons d'abord présenté quelques statistiques mondiales récentes concernant, l'historique et les prévisions de l'évolution de la production d'énergies renouvelables.

De plus, nous avons donné un aperçu sur le contexte énergétique algérien en présentant le potentiel éolien et photovoltaïque renouvelable disponible ainsi que les projets réalisés, la capacité de production installée et le programme national de développement des énergies renouvelables « EnR » future avec ses objectifs à moyen et long terme.

le deuxième chapitre a été consacré à l'étude de système de captage et de conversion de l'énergie solaire et éolienne. En 1er partie, on a exposé le principe de conversion de l'énergie solaire basé sur l'effet photovoltaïque et les cellules à semi-conducteurs. L'association d'un ensemble de cellule photovoltaïque élémentaire forme un générateur dont l'étude de sa constitution a été abordée, en outre un état d'art du système de conversion de l'énergie éolienne et sa constitution est présenté.

La modélisation est nécessaire dans le deuxième chapitre où nous avons présenté une étude détaillée du modèle standard à une seule et à deux diodes, ainsi que l'évaluation de l'influence des paramètres internes et externes pour chaque modèle soumis à des profils de température et d'éclairement variés. Une étude de ses caractéristiques a été effectuée à travers la simulation d'un module PV de type KC200GT à une seule diode.

En outre, il est nécessaire de modéliser et évaluer la ressource et le potentiel de production d'énergie éolienne, une étude a montré que l'énergie récupérable par la turbine d'un éolien caractérisée par un coefficient de puissance C_p , est inférieure à 59 % de l'énergie totale du vent.

Pour le site isolé étudié, les constituants du système de conversion composé d'un générateur éolien associé à une génératrice synchrone à aimants permanents et débitant dans un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance sont modélisés.

En outre, Les sources d'énergies renouvelables irrégulières et discontinues d'une part associées à des systèmes de captation non linéaires d'autre part posent un grand problème lors de la transmission de la puissance maximale de la source vers une charge variable.

Pour résoudre ce problème, nous avons entamé une analyse du transfert d'énergie dans les sources PV et éolienne séparément, une étude comparative et recherche bibliographique des différentes méthodes MPPT classiques, intelligents disponibles dans la littérature, Les algorithmes classiques réagissent mal aux changements rapides des conditions atmosphériques et présentent de grandes oscillations autour de point optimal ce qui nous a ramené à proposer une amélioration de la réponse et la précision de ces algorithmes, Cette contribution est validée et comparée en utilisant le logiciel (MATLAB- Simulink), elle est basée sur la variation du pas de perturbation graduellement et division du rapport cyclique successivement après chaque dépassement de la pente. Cette technique a donné de très bons résultats. Dans le cas de l'éolienne, l'intermittence du vent et la courbe de réponse en puissance de la turbine non linéaire nécessite un ajustement de vitesse adaptée afin d'assurer un bon prélèvement énergétique, en fonction de la maximisation de la puissance capturée les algorithmes MPPT sont classés en deux grandes catégories.

La stratégie d'extraction de la puissance maximale dans cette partie est basée sur l'utilisation de deux types de contrôleurs de puissance mécanique et électrique :

indirecte (IPC) et direct (DPC), ces deux stratégies basées sur la connaissance de la courbe de la caractéristique ou non sont simulées et comparées.

Dans ce quatrième et dernier chapitre, on s'intéresse particulièrement au dimensionnement d'un système hybride pour un site isolé implanté à Djelfa, un état d'art sur les différentes architectures et classification des systèmes hybrides sont présentées.

Pour les méthodes de dimensionnement d'un système hybride deux scénarios sont considérés basés sur les moyennes annuelles pour chaque mois et la moyenne du mois le plus défavorable de l'énergie totale incidente permettant d'optimiser la taille des composants : photovoltaïques, éoliennes et les batteries selon le profil de charge. En dernière partie on a abordé le dimensionnement et l'évaluation économique et de la faisabilité de système par le logiciel Homer.

En perspective

Pour la continuité des travaux réalisés, quelques perspectives sont proposées pour améliorer les performances et la qualité de système hybride à savoir :

- 1- Le développement de nouvelles commandes basées sur l'intelligence artificielle, utilisé des commandes plus élaborées des convertisseurs nécessaires pour améliorer la dynamique du système et minimiser les pertes et le coût.
- 2- Améliorer les contributions proposées par les commandes intelligentes permettant de choisir le pas selon la dynamique du système et l'adapter à des systèmes lents.
- 3- Reprendre les simulations avec le modèle réel surtout les convertisseurs pour se rapprocher plus du comportement réel du système.
- 4- Introduire des techniques d'estimation et de prédiction surtout pour l'état de charge des batteries pour une meilleure précision et donc une gestion énergétique plus efficace.
- 5- l'introduction d'autres dispositifs de stockage d'énergie. Comme les super-capacités et les volants d'inerties pour assurer la continuité de système et minimiser le nombre de batterie.
- 6- Valider la présente thèse expérimentalement ou l'ensemble des stratégies de commandes développées seront implémentées sur des cartes à microcontrôleur moins coûteuse.
- 7- Enfin, valoriser la technique proposée dans la robotique et dans les systèmes de poursuite qui nécessitent une réponse rapide.



REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Kyoto Protocol « <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf> ».
- [2] Transition Energétique en Algérie Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables 2020.
- [4] United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) and the International Center on Small Hydro Power (ICSHP), “World Small Hydropower Development Report 2019, Global overview.
- [5] International Hydropower Association (IHA), “2020 hydropower status report”.
- [6] Global Wind Report 2019, Global Wind Energy Council (GWEC), edition 2020. <https://www.igwindkraft.at/media.php?filename=download%3D%2F2020.03.25%2F1585145207218813.pdf&rn=Global%20Wind%20Report%202019.pdf>.
- [10] Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf
- [11] M. L. LOUAZENE, « Contribution à l’optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l’irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla » thèse de Doctorat : Maîtrise d'Energie, Université el hadj Lakhdar, Batna, 2015.
- [12] DGRSTD Extrait du Portail Algérien des Energies Renouvelables, Centre de Développement des Énergies Renouvelables - CDER, <http://portail.cder.dz>.
- [13] F. Y. Ettoumi, "Ressources Energétiques Renouvelables en Algérie", Thèse de Doctorat, USTHB, Algérie, 2002.
- [14] S. Khoudiri, « Commande et Optimisation d'un Système Energétique Hybride (SEH): Application à l'Énergie Renouvelable », Doctorat en sciences, Université Mohamed Khider, Biskra, 2018.
- [15] A. B. Stambouli, “Promotion of Renewable Energies in Algeria: Strategies and perspectives Renewable and Sustainable Energy Reviews”, Vol. 15, pp.1169-1181, 2011.
- [16] Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l’Energie et des Mines, Edition 2007
- [17] H. Bensaid, “The Algerian Program on Wind Energy”, Proceeding of WEAC, Oxford pp. 21-27, 1958.
- [18] N.M. Kasbadji, “Wind Energy Potential of Algeria”, Renewable Energy, Vol. 21, N°. 3-4,
- [19] R. Hammouche, "Atlas Vent de l’Algérie", Office des Publications Universitaires (OPU), pp. 553-562, Algérie, 1990.
- [20] N.M. Kasbadji, "Evaluation du Gisement Energétique Eolien : Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie", Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, Algérie, 2006.

- [21] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, and A. Recioui, "A contribution in the actualization of wind map of Algeria, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issue 2, 2011.
- [22] S. M. Boudia, "Optimisation de l'Evaluation Temporelle du Gisement Energétique Eolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie", Thèse de Doctorat, université de Tlemcen, Algérie, 2013.
- [23] B. Toual, « Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d'Energie Electrique », Doctorat en Sciences en Electrotechnique, Université Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd, 2018.
- [24] A. Tamaarat, "Modélisation et Commande d'un Système de Conversion d'Energie Eolienne à base d'une MADA", Thèse de Doctorat, Université de Biskra, Algérie, 2015.
- [25] Ministère de l'Énergie., « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique », <http://www.energy.gov.dz> , Algérie.
- [26] M. Allam, « Contribution à la commande robuste du système d'énergie renouvelable », Doctorat en Electrotechnique, université Djilali Liabes, Sidi-Bel-Abbès, 2017.
- [27] A. Labouret, M. Viloz, « Energie Solaire Photovoltaïque », Edition Dunod, Paris, 2006.
- [28] D. mida, « Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Energie Electrique Hybride « Eolien – Photovoltaïque », Doctorat en sciences, Université Mohamed Khider, Biskra, 2019.
- [29] M. Bencherif, « Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension », thèse docteur en physique, Physique énergétique et matériaux, Université Abou -bekr Belkaid, Tlemcen.
- [30] S. Mouhadj, « Contribution à l'optimisation du rendement des générateurs photovoltaïques et éoliens par l'intégration des systèmes électroniques d'adaptation à commande MPPT », Thèse Doctorat, Université Abou Bekr Belkaid de, Tlemcen.
- [31] A. Belkaid, « Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaine de conversion photovoltaïque autonome », thèse doctorat en sciences, Université Ferhat Abbes, Sétif, Algérie, Octobre 2015.
- [32] T. Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », Thèse de doctorat, Université paris-sud, 2014.
- [33] S. abada « étude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic », mémoire maitre science, Université Laval, 2011.
- [34] A. Ricaud, « Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés », Presses polytechniques et universitaires romandes, 1997.

- [35] K. Helali, « Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative », Mémoire de magister en électrotechnique, UMMTO, Tizi-Ouzou, 2012.
- [36] F. Lasnier, T.G. Angel, « Photovoltaic Engineering Handbook », IOP Publishing Ltd. 1980. Isbn 0-85274-311-4.
- [37] M. jourieh , « Développement d'un modèle représentatif d'une éolienne afin d'étudier l'implantation de plusieurs machines sur un parc éolien », Thèse de doctorat, ENSAM France, 2007.
- [38] A. Mirecki, "Etude Comparative de Chaînes de Conversion d'Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2005.
- [39] Désiré Le Gouriere, « Energie éolienne, Théorie, Conception et calcul pratique des installations », édition Eyrolles, 1982.
- [40] H. Yacine, « commande d'une génératrice pour énergie éolienne », Diplôme de magister, Automatique, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 2013.
- [41] Guy Cuntz, « Eoliennes et Aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne », © Edissud, Aix-en-Provence, 2001.
- [42] M. Messaoud, « étude comparative des architectures et stratégies de contrôle d'un aérogénérateur synchrone a aimants permanents », Doctorat en Sciences, l'Université Hadj Lakhdar, Batna, 2014.
- [43] R. Mukund Patel, "Wind and Solar Design, Analysis, and Operation", Second Edition ISBN 0-8493-1570.
- [44] B. Multon, " Le Génie Electrique dans le vent : état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne", JCGE'03, Saint-Nazaire, 5 et 6 juin 2003.
- [45] B. Ferrah, « Etude d'un système Hybride (photovoltaïque –éolien) » diplôme de master génie mécanique, université badji Mokhtar, Annaba, 2015.
- [46] S. El Aimani, « Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat, Université des sciences et technologies de Lille (USTL), France, 2004
- [47] R. Swisher, C. Real de Azua, J. Clendenin, « Strong winds on the horizon wind power comes of age », proceedings of the IEEE, vol. 89, N°. 12, pp. 1757-1764, 2001.
- [48] S. Azzouz, « Amélioration de la commande d'un système éolien à base d'une machine MADA utilisant les techniques intelligentes », Thèse de Doctorat en Electrotechnique, Université Mohamed Boudiaf, M'sila, 2019.

- [49] M. Belarbi, « Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome », Thèse de Doctorat, systèmes photovoltaïques, Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf, Oran, 2015.
- [50] Y. Djeriri, « Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de Doctorat en Electrotechnique, Université de Sidi Bel Abbés, Algérie, 2015.
- [51] T. Burton, J. Nick, B. Ervin, S. David, and G. Michael, « Wind Energy Handbook », 3rd ed. Wiley, 2021.
- [52] R. Redjem, «Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne», Mémoire de Magister, Université Mentouri de Constantine, 2009.
- [53] O. Belounis, « Gestion optimale d'une Mada associée à une éolienne », thèse Doctorat en Sciences, université Badji Mokhtar, Annaba, 2017.
- [54] M. Stiebler, «Wind Energy Systems for Electric Power Generation», Springer Series in Green Energy and Technology ISSN 1865-3529- 2008.
- [55] A. Boyette, "Contrôle – Commande d'un Générateur Asynchrone avec un Système de Stockage pour la production Eolienne", Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy I, Décembre, 2006.
- [56] H. Belghitri Houda, "Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolien photovoltaïque" ; Mémoire de Magister, Université Abou-Baker Belkaid, Tlemcen, 2011.
- [60] O. Gergaud, B. Multon, and H. Ben Ahmed, "Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models", In Proceeding of the 7th International Electrimacs Congress, pp. 6p, Montréal, Canada, 2002.
- [61] Y. Jiang, A. Abu Qahouq, and M. Orabi, "Matlab/Pspice Hybrid Simulation Modeling of Solar PV Cell/Module", Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Twenty-Sixth IEEE, pp. 1244-1250, 2011.
- [62] M. Taherbaneh, G. Farahani and K. Rahmani, "Evaluation the Accuracy of One-Diode and Two-Diode Models for a Solar Panel Based Open-Air Climate Measurements", Solar Cells – Silicon Wafer-Based Technologies. pp. 201-227.
- [63] J.A. Gow and C.D. Manning, "Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies", IEE Proceedings on Electric Power Applications, Vol.146, n. 2, pp. 193-200, 1999.
- [64] K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka and T. Fuyuki, "Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration", Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol 91, Issue 13, pp 1222-1227.

- [65] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman, "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance", *Solar Energy*, Vol. 80, pp. 78-88, 2006.
- [66] D. S. H. Chan, Jacob. C. H. Phang," Analytical methods for the extraction of solar-cell single-and double-diode model parameters from I-V characteristics", *IEEE Transactions on Electron Devices*, Vol. 34, No. 2, pp. 286-293, 1987.
- [67] M.R. Alrashidi, M.F. Alhajri, K.M. El-Naggar, and A.K. Al-Othman, « A new estimation approach for determining the I-V characteristics of solar cells », *Sol Energy*, 85(7), 1543-50, 2011.
- [68] T.U. Townsend « A Method for Estimating the Long Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems », MS Thesis, Mechanical Engineering, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [69] M. Azzouzi, M. Popescu, D.M. Bouchahdane, "Modeling of Electrical Characteristics of Photovoltaic Cell Considering Single-Diode Model", *Journal of Clean Energy Technologies*, 4, 414-420, 2016.
- [70] B. C. Babu, S. Gurjar, "A Novel Simplified Two-Diode Model of Photovoltaic (PV) Module", in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 4, pp. 1156-1161, July 2014.
- [71] C. Sah, R. N. Noyce, and W. Shockley, "Carrier generation and recombination in p-n junctions and p-n junction characteristics", in *Proc. IRE*, Vol. 45, No. 9, pp. 1228-1243, 1957.
- [72] L. L. Jiang, D. L. Maskell, and J. C. Patra, "Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm", *Appl. Energy*, vol. 112, pp. 185–193, Dec. 2013.
- [73] R. Khezzar, M. Zereg et A. Khezzar, "Comparaison Entre les Différents Modèles Electriques et Détermination des Paramètres de la Caractéristique I-V d'un Module Photovoltaïque", *Revue des Energie Renouvelables*, Vol. 13, N°. 3, pp. 379-388, 2010.
- [74] W. Bensaci, « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT », Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah, Ouargla, 2012.
- [75] M.G. Villalva, J.R. Gazoli and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, N°. 5, pp. 1198-1208, May 2009.
- [76] T. Markvart, L. Castaner, "Practical Handbook of Photovoltaic: Fundamentals and Applications", Elsevier, 2003.
- [77] P. Leconte, M. Rapin and E. Szechenyi, "Eoliennes", *Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie mécanique*, pp. BM 4 640 1 - BM 4 640 21.

- [78] Bin Wu, Y. Lang, N. Zargari, S. Kouro, "Power Conversion and Control of Wind Energy Systems", edition John Wiley & Sons, 2011.
- [79] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkin, E. Bossanyi, E. Hassan, « Wind energy Handbook », John Wiley & Sons ISBN 0-471-48997-2, 2001.
- [80] M. Lopez, « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée », thèse Université, paris sud11, 2008.
- [81] T. Tafticht, "Analyse et Commande D'un Système Hybride Photovoltaïque Eolien", Thèse de Doctorat en génie électrique, université du Québec A Trois-Rivières, Canada, décembre 2006.
- [82] S. Belakehal, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents dédiées aux Energies Renouvelables", Thèse de doctorat, Université Constantine, 2010.
- [83] F. Mazouz, « Commande d'un système éolien à base d'un générateur synchrone à aimants permanents », thèse magistère, Université EL Hadj Lakhdar, Batna, 2013.
- [84] Z. Lubosny, "Wind Turbine Operation in Electric Power Systems: Advanced Modeling", edition springer Heidelberg, 2003
- [85] T. Zoheir, « Contribution à l'Étude d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation sans Balais en vue de son Application dans le Domaine de l'Énergie Eolienne », mémoire de Doctorat, électrotechnique, Université Hadj Lakhdar, Batna, 2014.
- [86] R. Abdessemed, « Modélisation et simulation des Machines Electriques », Presses d'Ellipses, France, 2011.
- [87] N. Zidane, « Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Énergies Renouvelables », Mémoire de Magister, Electrotechnique, université Ferhat Abbas-setif1, 2014.
- [88] A. Dahbi, « Contribution à la Commande et à l'Amélioration des Performances de l'Énergie Électrique d'une Chaîne de Production Éolienne », thèse Doctorat, Electrotechnique, Université Mostefa Ben-Boulaid, Batna, 2018.
- [89] H. Sahraoui, « Modélisation Et Commande Des Convertisseurs DC-DC utilisés Dans Les Systèmes Photovoltaïques (Théorie et Expérimentation) », Doctorat en sciences, Université de Batna, 2016.
- [90] A. Zemouri, « étude expérimentale d'un convertisseur dc/dc contrôler par une commande robuste », Mémoire de Magister en Électrotechnique, Université de Batna, 2014.
- [91] Philippe Barrade, "électronique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire", press polytechnique et universitaires, 1ère édition 2006.

- [92] N. Abouchabana, « Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2009.
- [93] Wildi Théodore, Sybille Gilbert, " électrotechnique", de book, 4e édition, 2005.
- [94] D. W. Hart, "Power electronics", McGraw-Hill, 2010.
- [95] A. Emadi, A. Khaligh, Z. Nie, Y. J. Lee, "Integrated power electronic converters and digital control", CRC Press, 2009.
- [96] A. Berroubi, « Commande par mode de glissement des convertisseurs Buck et Boost intégrés dans un système photovoltaïque », Mémoire de Master, université Mohamed Boudiaf, 2016.
- [97] A. Abada, M. Zellagui "Commande adaptative par modèle de référence, application sur la machine synchrone à aimants permanents " Mémoire d'ingénieur de l'université de M'sila, 2007.
- [98] G. Séguier, F. Labrique, H. Buyse, R. Bausiere, « Les convertisseurs de l'électronique de puissance », volume 5, Commande et Comportement dynamique, 1998.
- [99] H. Bensaadi, « contribution à la commande d'un aérogénérateur basé sur un GSAP », Doctorat en Electrotechnique, Université Batna 2, Mostefa Ben-Boulaïd, 2020.
- [100] S. Benaïcha, «Étude Théorique et Expérimentale d'une Génératrice Synchrone utilisée dans une Chaîne Eolienne à Axe Verticale », Magister en Electrotechnique, Université de Batna, 2014.
- [101] A. Naima, "Étude et Modélisation de l'Entrainement Électrique d'un Système Éolien à base de la Machine synchrone à Aimant Permanents", Mémoire de Magister en électronique, Université de Mouloud Mammeri, Tizi-ouzou, Décembre 2010.
- [102] P.K. MAKANGA, « Contribution à l'étude et à la commande des éoliennes à génératrices synchrones dédiées aux réseaux électriques autonomes», doctorat en génie électrique, Université du Québec a Trois-Rivières, 2017.
- [103] A. Boulahia , « Étude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Énergie Électrique », Thèse Magister, Université de Constantine, Avril 2009.
- [104] R. Faranda, S. Leva, and V. Mageri, "MPPT techniques for PV systems energetic and cost comparison", Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.
- [105] K.H. Hussein, I. Muta, T.Hoshino and M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for changing atmospheric conditions", Proc. Inst. Elect. Eng. Gener., Transmiss. Distrib, vol. 142, no. 1, pp. 59–64, Jan 1995.

- [106] Y.H. Liu, J.W. Huang, "A fast and low cost analog maximum power point tracking method for low power photovoltaic systems", *Solar Energy*, no. 85, pp. 2771- 2780. 2011.
- [107] J. Prasanth Ram, T. Sudhakar Babu, N. Rajasekar "A comprehensive review on solar PV maximum power point tracking techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 67(C), pages 826-847, 2017.
- [108] W. Xiao, N. Ozog, and W. G. Prasanth Dunford, "Topology Study of Photovoltaic Interface for Maximum Power Point Tracking", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.54, issue.3, pp.1696-1704, 2007.
- [109] M.J. Case, M.J. Joubert, T.A. Harrison, "A Novel Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracker", *EPE-PEMC, Dubrovnik, Croatia*, pp. T5-005. 2002.
- [110] A.S. Kislovski, R. Redl, "Maximum power tracking using positive feedback", In *Proceedings of Power Electronics Specialist Conference-PESC'94. IEEE (1994)* 1065–1068
- [111] M.O. Benaïssa, « Contribution à l'étude du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques », *Doctorat en Electrotechnique, université Djilali Liabes, Sidi-Bel-Abbès*, 2018.
- [112] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, and Lazaro, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, no. 90, pp. 1555–1578, 2006.
- [113] K. Ishaque, Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition", *Renew. Sustain. Energy Rev*, vol. 1, pp. 475-488, 2013.
- [114] A. O. Baba, L. Guangyu, C. Xiaohui, "Classification and Evaluation Review of Maximum Power Point Tracking Methods", *Sustainable Futures*, Vol.2, 2020.
- [115] A. R. Reisi, M. H. Moradi, and S. Jamasb, "Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.19, pp. 433–443, Mar. 2013.
- [116] A. W. Leedy, L. Guo, KA. Aganah , "A constant voltage MPPT method for a solar powered boost converter with DC motor load", in *Proceedings of IEEE Southeastcon, IEEE*, , pp. 1–6, 2012.
- [117] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking" , *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 514–522, Dec. 2002.

- [118] D. Granzio, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli N.Femia, "Predictive and adaptive MPPT perturb and observe method," *IEEE Trans. Aerosp. Electron.Syst*, vol. 43, no. 3, pp. 934–950, Jul 2007.
- [119] T. Noguchi, S. Togashi, and R. Nakamoto, "Short current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple Photovoltaic and converter module system", *IEEE Trans. Ind. Electron*, vol. 49, no. 1, pp. 217–223, Feb 2002.
- [120] W. Xiao, W. Dunford, "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems ", *IEEE 35th annual Conference in Power electronics specialists, PESC 04*, vol. 3, pp. 1957–1963, 2004.
- [121] F. Liu, Y. Kang, Y. Zhang, S. Duan, "Comparison of P&O and hill climbing MPPT methods for grid-connected PV converter", In *3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, (ICIEA 2008)*, 3–5 June 2008.
- [122] A. M. Elgendyi, B. Zahawi, and J. D. Atkinson, "Assessment of Perturb and Observe MPPT Algorithm Implementation Techniques for PV Pumping Applications", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. VOL, no. 1, Jan 2012..
- [123] X. Liu, L. A. C. Lopes, "An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays", *Proc. of IEEE PESC*, pp. 2005–2010, 2004.
- [124] N. Dasgupta, A. K. Mukerjee and A. Pandey, "High-performance algorithms for drift avoidance and fast tracking in solar MPPT system", *IEEE Trans. Energy Convers*, vol. 23, no. 2, pp. 681–689, Jun 2008.
- [125] A. Safari, S. Mekhilef, "Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58,no. 4, pp. 1154–1161, Apr. 2011.
- [126] J.Z. Tang, C.L. Wang, X.F. Fang, "A MPPT implementation strategy based on incremental conductance method", *Power Electronics* 45(4), 73–75, 2011.
- [127] G. Spiazzi, S. Buso, and P. Mattavelli, "Analysis of MPPT algorithms for photovoltaic panels based on ripple correlation techniques in presence of parasitic components", in *Brazilian Power Electronics Conference, Bonito-Mato Grosso do Sul, 2009*, pp. 88–95, 2009.
- [128] C. S. Moo, G. B. Wu, "Maximum power point tracking with ripple current orientation for photovoltaic applications", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 2, no. 4, pp. 842–848, Dec. 2014.
- [129] R. Rajesh, M.C. Mabel, "Efficiency analysis of a multi-fuzzy logic controller for the determination of operating points in a PV system", *Solar Energy*, vol. 99, pp.77–87, Jan. 2014.

- [130] B. J. Choi, S. W. Kwak, and B. K. Kim, "Design and stability analysis of single-input fuzzy logic controller" , IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B, vol. 30, no. 2, pp. 303– 309, Apr. 2000.
- [131] G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli and N. Femia, "A technique for improving P&O MPPT performances of double-stage grid-connected photovoltaic systems", IEEE Trans. Ind. Electron, vol. 56, no. 11, pp. 4473–4482, Nov 2009.
- [132] J.A.A. Qahouq, T.A. Haskew and Y. Jiang, "Adaptive step size with adaptive-perturbation-frequency digital MPPT controller for a single sensor photovoltaic solar system", IEEE Trans. Power Electron, vol. 28, no. 7, pp. 3195–3205, Jul 2013.
- [133] K.I. Muralidhar, S. Susovonand, "Modified Perturb and Observe MPPT Algorithm for Drift Avoidance in Photovoltaic Systems", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 9, Sep 2015.
- [134] J. H. Cho, W. Hong, "A Variable Step Size Incremental Conductance MPPT of a Photovoltaic System Using DC-DC Converter with Direct Control Scheme", Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers, 2013, Vol. 27, N 9, pp. 74-82.
- [135] Y.F. Hu, W.J. Xu, J.R. Zhu, "Photovoltaic maximum power tracking control based on modified variable step conductance increment method", Electrical Engineering, 20(3), 29–. 34. (2019).
- [136] N.H. Abdul Rahman, A.M. Omar, E.H Saat, "A modification of variable step size INC MPPT in PV system" , In Proceedings of the IEEE 7th international conference on power engineering and optimization, p. 340–345, 2013.
- [137] L. Fangrui, D. Shanxu, L. Fei, L. Bangyin, K. Yong, "A variable step size INC MPPT method for PV systems", IEEE Trans. Indus. Electron. 55, 2622–2628, 2008.
- [138] T. K. Soon, S. Mekhilef, "Modified incremental conductance algorithm for photovoltaic system under partial shading conditions and load variation", IEEE Trans Ind Electron; 61(10):5384–92, 2014.
- [139] Liu, F., Duan, S., Liu, F., Liu, B., Kang, Y., 2008. A variable step size INC MPPT method for PV systems. IEEE Trans. Ind. Electron. 55, 2622–2628.
- [140] Y. Zhao, C. Wei, Z. Zhang and W. Qiao, "A Review on Position/Speed Sensorless Control for Permanent-Magnet Synchronous Machine-Based Wind Energy Conversion Systems", in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 1, no. 4, pp. 203-216, Dec. 2013,

- [141] G. Hua, and Y. Geng, "A novel control strategy of MPPT taking dynamics of wind turbine into account", 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, pp. 1-6, 2006.
- [142] M.A. Abdullaha, A.H.M. Yatima, C.W. Tana and R. Saidurb, "A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy Systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.16, Issue 5, pp 3220–3227, June 2012.
- [143] G.D. Moor, H.J. Beukes, " Maximum power point trackers for wind turbines ", IEEE35th Annual Power Electronics Specialists Conference, pp.2044-2049, Vol.3, 2004.
- [144] D. Kumar, K. Chatterjee, "A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume. 55, Pages 957-970, 2016.
- [145] B. Meghni, « Contribution à l'amélioration des performances d'une chaîne énergétique éolienne » Thèse de Doctorat Électrotechnique, Université Badji Mokhtar Annaba, 2015.
- [146] A. Harrag, S. Messalti, "Variable step size modified P&O MPPT algorithm using GA-based hybrid offline/online PID controller", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 49, Pages 1247-1260, 2015.
- [147] H.H.H Mousa, A.Youssef, E.E.M. Mohamed, "Adaptive P&O MPPT algorithm based wind generation system using realistic wind fluctuations", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 112, Pages 294-308, 2019.
- [148] M. Nasiri, J. Milimonfared, S.H. Fathi, "Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines", Energy Conversion and Management, Vol. 86, Pages 892-900, 2014.
- [149] K. Tan, S. Islam, "Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors", in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 2, pp. 392-399, June 2004.
- [150] A. Bouhedda, « Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne », thèse magistère, option entraînements électrique, université de Mouloud Mammeri, Tizi-ouzou, 2011.
- [151] S. Ganjefar, A. Ghassemi, M.M. Ahmadi, "Improving efficiency of two-type maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network", Energy, Elsevier, vol. 67(C), pages 444-453, 2014.

- [152] Oh, K.Y.; Park, J.Y.; Lee, J.S.; Lee, J.K. "Implementation of a torque and a collective pitch controller in a wind turbine simulator to characterize the dynamics at three control regions", *Renewable Energy*, Elsevier, vol. 79(C), pages 150-160, 2015.
- [153] D. Zammit, C. S. Staines, A. Micallef, M. Apap, "Optimal Power Control for a PMSG Small Wind Turbine in a Grid-Connected DC Microgrid ", 5th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT), pp. 32-37, 2018.
- [154] S.C. Vaishali , R.K. Gupta, "A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems", *Journal of Energy*, vol. 2016, pages 18, 2016.
- [155] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, "Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications", in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 2, pp. 486-494, April 2006.
- [156] S. Yamakura, K. Kesamaru, "Dynamic simulation of PMSG small wind turbine generation system with HCS-MPPT control", 15th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), pp. 1-4, 2012.
- [157] Y. Zhu, J. Hang, H. Zang and J. Zhao, "Sensorless HCS MPPT based control strategy for the DPF-WECS", 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 3289-3294, 2017.
- [158] L. Li, B. Han, Y. Ren, J. Brindley and L. Jiang, "An improved hybrid hill climb searching control for MPPT of wind power generation systems under fast varying wind speed ", *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, pp. 1-6. 2015.
- [159] I. Kortabarria I, J. Andreu, IMD. Alegría , J. Jiménez J, JI. Gárate, E. Robles, "A novel adaptive maximum power point tracking algorithm for small wind turbines. *Renew Energy*, (63).785-96, 2014.
- [160] S.Z. Mirbagheri, S. Mekhilef, S. Mohsen Mirhassani ", MPPT with Inc.Cond Method using Conventional Interleaved Boost Converter ", *Energy Procedia*, Volume 42, pp 24-32, 2013.
- [161] S. Kumari, P. S. Bhakar and T. Nath Gupta, "Analysis of Wind fed PMSG with INC MPPT using Interleaved Boost Converter", *International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC)*, pp. 795-800, 2018.
- [162] L.M. Shankareppagol, S. Hampannavar and S. N. Doadamani, "Performance Analysis of P&O and INC MPPT for WECS", 3rd International Conference for Convergence in Technology (I2CT), pp. 1-8, 2018.
- [163] A. H. M. A. Rahim, "Optimum relation based maximum power point tracking of a PMSG wind generator through converter controls," 7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014), pp. 1-6, 2014.

- [164] M. A. Abdullah, A. H. M. Yatim and C. W. Tan, "An online optimum-relation-based maximum power point tracking algorithm for wind energy conversion system", Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), pp. 1-6, 2014.
- [165] I. Vechiu, « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », thèse Doctorat, Energie électrique. Université du Havre, 2005.
- [166] C.N. Vaughn, L.S. Ken, E.F. Robert, C.R. Nolon, D. Raubenheimer, "Wind hybrid systems technology characterization", West Texas AM University – AEI, New Mexico State University – Vista University, May 2002.
- [167] J. G. McGowan, J.F. Manwell, "Hybrid/PV/Diesel system experiences", Renewable Energy, 16, 928-933, 1999.
- [168] S. Ruin, O. Carlson, "Wind hybrid systems with variable speed and DC-link" , Wind Power for the 21 Century, Kassel, Germany, 25-27 September 2000.
- [169] T.G. Pierik, R.W. Dunlop, W.K. Lee, J. Gabriel, "Performance evaluation methods for autonomous, applications oriented wind turbine systems", Technical report ECN-C-01-090, 2001.
- [170] Z. Benhachani. « Élaboration d'un modèle de dimensionnement d'un système hybride (solaire-éolien) alimentant une ferme dans la région des Aurès », diplôme de magister en électrotechnique, université hadj Lakhdar, Batna, 2011
- [171] B. Wichert, «PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation - A review of current practice and future developments », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 1, No. 3, pp. 209-228, 1997.
- [172] M. Ashari, C. V. Nayar; «An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV) diesel - battery hybrid power system », Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 1-9, 1999.
- [173] A. Dhaker, « Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome », Thèse de doctorat, École nationale supérieure d'ingénieurs (Poitiers), 2012.
- [174] L. Stoyanov, « Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie Renouvelables », Electric Power, Université Pascal Paoli, 2011.
- [175] E. Ian Baring-Gould, L. Flowers, P. Lundsager, "Worldwide status of wind-diesel applications", Pre-Workshop Wind-Diesel 101, Anchorage, Alaska, 2004.
- [176] S. Ruin, O. Carlson, "Wind-hybrid systems with variable speed and DC-link", Wind Power for the 21 Century, Kassel, Germany, 25-27 September 2000.

- [177] F. Baghdadi, « Modélisation et simulation d'une installation hybride de conversion d'énergie renouvelables », Mémoire de Magistère, Génie Mécanique, Université de Mouloud Mammeri, Tizi-ouzou, 2011.
- [179] F. Bouteldjaoui, M. Bessenasse, « Etude comparative des différentes méthodes d'estimation de l'évapotranspiration en zone semi-aride (cas de la région de Djelfa) », Revue « Nature & Technologie », n° 07. Pages 109-116, Juin 2012.
- [180] M. Mesri, A. Cheknane, « Introduction au gisement solaire algérien Théorie et applications », Faculté de Technologie Département d'Electronique, Université Amar Telidji-Laghouat.
- [181] K. Tamer, E. Wilfried, "Modeling of photovoltaic systems using MATLAB", édition John Wiley & Sons, 2016.
- [182] K. Abdeladim, S. Semaoui, A. Razagui, "Inter-comparison of solar radiation from different data sources: case of some Algerian sites", 5th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'17), Morocco December 4-7, 2017.
- [183] J.A. Duffie, A. Wiley, W.A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes ", second édition, Interscience Publication, 1991.
- [184] M. Missoum, « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie », mémoire de Magistère, université Hassiba Ben Bouali, Chlef, 2011.
- [185] M.A. el hadidy, « Performance Evaluation of Hybrid (Wind/Solar/Diesel) Power Systems », Renewable Energy, Vol. 26, pp. 401 – 413, 2002.
- [186]. O. Gergaud, " Modélisation Energétique Et Optimisation Economique D'un Système De Production Eolien Et Photovoltaïque Couplé Au Réseau Et Associé A Un Accumulateur", Thèse De Doctorat, Ecole Normale Supérieure De Cachan, Décembre 2002.

Bib-Web

- [3] Renewable Energy Technologies, [https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity and Generation / Technologies](https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity%20and%20Generation/Technologies).
- [7] Solar Energy, IRENA, <https://www.irena.org/solar>.
- [8] H. Ritchie, M. Roser, Renewable Energy, <https://ourworldindata.org/renewable-energy>.
- [9] IRENA, Renewable capacity highlights, 31 March 2020. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf
- [57] <https://www.lci.fr/environnement-ecologie/un-nouveau-type-d-eoliennes-sans-pales-teste-en-espagne-moins-cher-et-plus-discret-que-l-helice-2201200.html>.

- [58] <https://www.futura-sciences.com/planete/actualites/developpement-durable-video-nouvelle-eolienne-volante-38446/>
- [59] <https://www.ecolopop.info/2010/10/aerogenerator-x-une-nouvelle-generation-eoliennes-offshore/11774>.
- [178] NASA: power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/

Annexe

Annexe .A




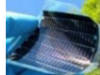

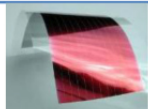
Table 1.1 Ensemble des centrales de production réalisées (2011-2016).

N°	Nom de station et localisation	Date de mise en service	Capacité de Production(MW)
1	Hassi R'Mel(Hybride)	Juillet 2011	150
2	Ghardaïa	juin 2014	1.1
3	Djanet (Illizi)	février 2015	3
4	Adrar	octobre 2015	20
5	Kabertene (Adrar)	octobre 2015	3
6	Tamanrasset	novembre 2015	13
7	Tindouf	décembre 2015	9
8	Zaouiet Kounta (Adrar),	janvier 2016	6
9	Timimoune (Adrar)	février 2016	9
10	Reggane (Adrar)	janvier 2016	5
11	In-Salah (Tamanrasset)	février 2016	5
12	Aoulef (Adrar)	mars 2016	5
13	Ain El-Ibel (Djelfa)	avril 2016	20
14	Khmag (Laghouat)	avril 2016	60
15	Oued El-Kebrit	avril 2016	15
16	Sedrate Leghzal (Nâama),	mai 2016	20
17	Ain-Skhouna (Saida)	mai 2016	30

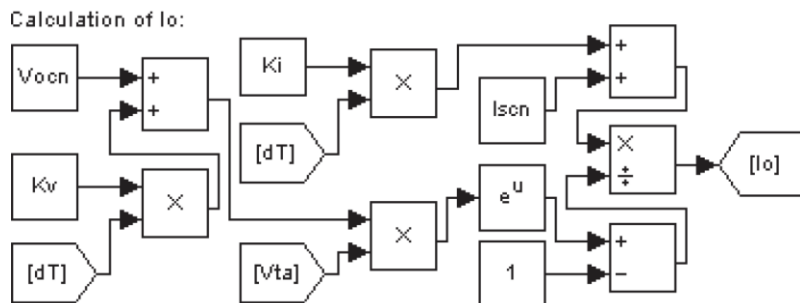
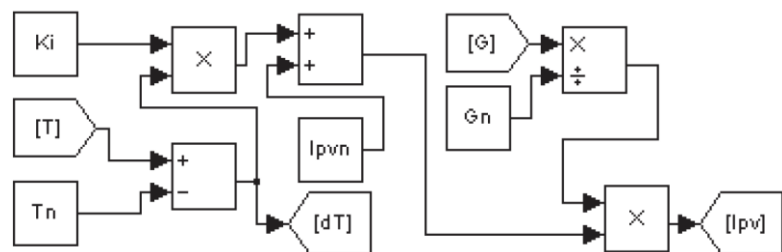
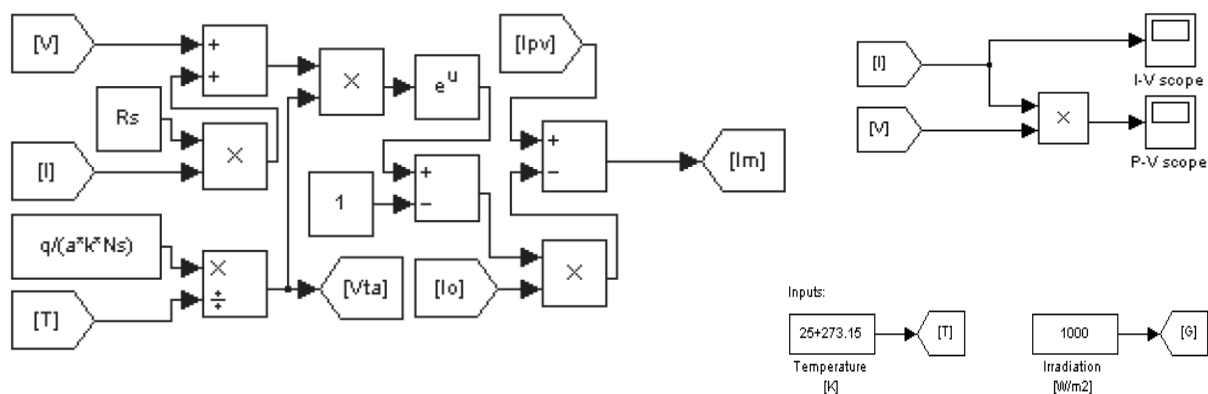
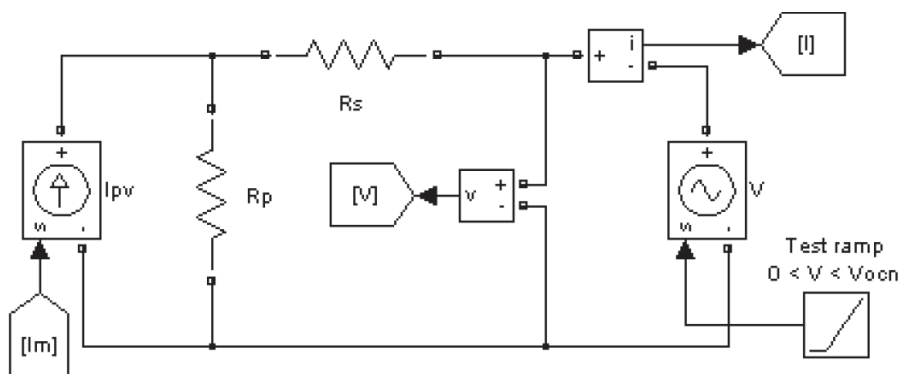
Table 1.2 Le programme de développement des énergies renouvelables en Algérie [4].

En [MW]	1 ^{ère} phase 2015-2020	2 ^{ème} phase 2021-2030	TOTAL
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
Solaire Thermique	-	2000	2000
Biomasse	360	640	1000
Cogénération	150	250	400
Géothermie	05	10	15
TOTAL [MW]	4525	17475	22000

Table 1.3 Performance des différentes technologies des cellules photovoltaïques.

Type de cellule	Rendement	Avantage	Inconvénient	Image
Silicium monocristallin	13-17%	Bon rendement pour une cellule	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication	
Silicium poly-cristallin	11-15%	Bon rendement pour un module	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication	
Silicium amorphe	5-9%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	
CdTe	7-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	
CIGS	20%	Energie de gap ajustable, 99% des photons absorbés	Manque de matière première	
Cellules organiques	$\leq 5\%$	Faible cout de fabrication, flexible	Rendement encore trop bas	

Annexe .B



Le modèle équivalent de GPV sous MATLAB/Simulink [5]

Annexe .C

Détermination des coefficients du régulateurs PI

Le choix de la pulsation propre Ω_n et du facteur d'amortissement ξ_n permet de calculer les coefficients du régulateurs PI. On propose un correcteur PI, sa fonction de transfert est donnée par [105]:

$$C_{ass} = \frac{K_p}{p} \left(p + \frac{K_i}{K_p} \right) \quad (4.34)$$

Au régime permanent On suppose que la perturbation est nulle $C_{emf} = 0$, La fonction de transfert de la vitesse en boucle ouverte est donnée par :

$$FTBO_{\Omega} = \frac{K_p}{p} \left(p + \frac{K_i}{K_p} \right) \left(\frac{1}{J_t \cdot p + f_t} \right) \quad (4.35)$$

La fonction de transfert de la vitesse en boucle fermée est donnée par :

$$FTBF_{\Omega} = \frac{\Omega(p)}{\Omega_{ref}(p)} = \frac{K_p * \left(p + \frac{K_i}{K_p} \right)}{J_t \cdot p^2 + (f_t + K_p) \cdot p + K_i} \quad (4.36)$$

La $\cdot FTBF \cdot$ possède une dynamique de 2^{ème} ordre, par identification à la forme canonique du 2^{ème} ordre l'équation caractéristique peut être représentée comme suit :

$$\frac{1}{\Omega_0^2} \cdot p^2 + \left(\frac{2 \cdot \xi}{\Omega_0} \right) \cdot p + 1 \quad (4.37)$$

$$\frac{J_t}{K_i} = \frac{1}{\Omega_0^2} \quad (4.38)$$

$$\frac{f_t + K_p}{K_i} = \frac{2 \cdot \xi}{\Omega_0} \quad (4.39)$$

$$K_i = J_t \cdot \Omega_0^2 \quad (4.40)$$

$$K_p = \frac{2 \cdot \xi \cdot K_i}{\Omega_0} - f_t \quad (4.41)$$

ξ : Coefficient d'amortissement.

Pour obtenir la réponse optimale on choisit le coefficient d'amortissement $\xi = 0.7$, Le temps de réponse à 5% est donné par [106, 107, 108] :

$$t_r = \frac{3}{\xi \cdot \Omega_0} \quad (4.42)$$

On prend le temps de réponse 1/2 de τ_m pour assurer la rapidité du correcteur avec :

$$\tau_m = \frac{J_t}{f_t} \quad (4.43)$$

τ_m : Constante de temps du système à régler, alors :

$$\Omega_0 = \frac{3}{\xi \cdot (\tau_m/2)} \quad (4.44)$$

Les paramètres et sont choisi pour avoir une réponse stable, rapide et précise, en effet : Pour $\xi = 0.7$, on a $T_r * \Omega_0 = 3$.

Table 4.1 Caractéristique électrique nominale du panneau PV KC85T.

Paramètres	Valeur
Puissance Maximum P_{max}	87 W
Tension de circuit ouvert V_{OC}	21.7 V
Tension à P_{max} (V_{mp})	17.4 V
Courant de court-circuit I_{SC}	5.34 A
Courant à P_{max} (I_{mp})	5.02 A
Coefficient de Température K_v	-8.21x10-2 V/°C
Coefficient de Température K_i	2.12x10-3 A/°C

Annexe .D

Figure 1.1 Table 4.2 Demande journalière d'énergie pour un foyer isolé à Djelfa

Heures	10 LED (9w)	Téléviseur (2)	Réfrigérateur	Climatisation	Machine à Laver	Pompe à eau	divers	Wh/J
0:00	9	0	0	0	0	0	0	9
1:00	9	0	0	0	0	0	0	9
2:00	9	0	0	0	0	0	0	9
3:00	9	0	0	0	0	0	0	9
4:00	9	0	0	0	0	0	0	9
5:00	9	0	0	0	0	0	0	9
6:00	9	0	0	0	0	0	0	9
7:00	0	0	200	0	0	370	0	570
8:00	45	250	250	0	0	0	90	635
9:00	0	0	0	0	1200	370	0	1570
10:00	0	0	0	0	0	370	0	370
11:00	0	250	0	0	0	0	0	250
12:00	0	250	250	0	0	0	90	590
13:00	0	250	250	500	0	0	0	1000
14:00	0	0	250	500	0	0	0	750
15:00	0	0	200	500	0	0	0	700
16:00	0	0	200	0	0	0	0	200
17:00	0	0	200	0	0	0	90	290
18:00	0	0	200	0	0	0	90	290
19:00	45	250	250	500	0	370	90	1505
20:00	54	500	250	500	0	370	0	1674
21:00	90	500	250	500	0	370	0	1710
22:00	90	250	0	0	0	0	0	340
23:00	90	0	0	0	0	0	0	90