الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique et de l'Informatique



Projet de Synthèse

Présenté pour l'obtention du Diplôme
De Master en Génie Électrique

Spécialité : Energie Solaire & Eolienne

THEME

MODELISATION ET OPTIMISATION D'UN SYSTEME HYBRIDE (PHOTOVOLTAÏQUE/EOLIEN)

Proposé et dirigé par,

Mr. Medjber. A

Préparé et présenté par,

Melle/Belainine Imane

Melle/ Metidji Nawel Zoulikha

Remerciement

Avant tout, nous remercions ALLAH le tout puissant qui donné le courage, la volonté, et la patience pour faire ce travaille.

Avant d'exposer les résultats de ce travaille, nous tiendrons à présenter nos vifs remerciements et leurs aides pour la réalisation de ce travail en particulier :

A Mr Medjber .A et Mr Moualdia.A pour avoir proposé et dirigé ce travail et pour ses conseils judicieux qui ont amélioré la réalisation de ce travail.

A Mr Morsli pour leurs aides.

A Mr Belmili.H pour leur aide et pour leur information

A tout le nombre de jurée.

Au tout les enseignants qui nous ont tenues lors de notre scolarité.

A tout les personnes d'Université Dr Yahiya Fares de Médéa.

Dédicace

Avec l'aide de dieu, le très puissant, nous avons achevé ce modeste travail que dieu je dédie

A mon dieu Merci

Ma chère et adorable pour son amour et ses sacrifices. A ma chère mère qui a été toujours chaleureuses et présent avec beaucoup d'amour et tendresse dans les moments les plus importantes dans ma vie

Mon chère père qui m'a beaucoup soutenu, et qui m'a permis de donner le meilleur de moi

Merci papa

Mes sincères remerciments et mes sentiments de gratitudes s'en vont a mes chères seours

Mes chères tentes et mes oncles

A toute la famille sont exptionnelle

A tous ceux qui occupent nos pensé

A tous mes amis

Iman

Nawel

RÉSUMÉ

L'exploitation des ressources renouvelables connaît un grand essor dans les pays industrialisés et même dans quelques pays sous-développés.

L'Algérie à fournit un grand effort pour l'électrification .En effet, le taux d'électrification national pour l'année 2001 est de 96%. Le système hybride de production d'électricité (éolien - photovoltaïque) raccordé aux réseaux est la solution idéale pour ce genre de problème.

Nous présentons dans ce travail , une méthode de dimensionnement optimal du générateur photovoltaïque et du banc de batteries dans un système hybride de production d'électricité (éolien - photovoltaïque) raccordé aux réseaux dans le cas ou la puissance disponible et inférieur a la puissance demander. Pour le critère d'un prix minimum du système, un nombre optimal de batteries et de modules photovoltaïques a été calculé. Pour cela nous avons développé un programme de simulation à l'aide de logiciel MATLAB qui nous a permit de trouver le couple (NB, NPV) pour un coût minimale

Mots clés :

Système hybride (éolien- photovoltaïque) – Optimisation - Banc de batteries.

ABSTRACT

The exploitation of renewable resources has been a great rise in industrialized countries and even in some underdeveloped countries. Algeria is in a great effort to provide rural electrification, the national electrification rate for the year 2001 is 96%. The hybrid power generation (wind - PV) is Associated electrical network is solution for this problem. We present in this paper, a method for optimal sizing of the PV generator and battery bank in a hybrid power generation (wind - PV) completely connected to networks. in case the power is available and lower power request For a load under the criterion of a minimum price system, an optimal number of batteries and modules have been calculated.

For this we have developed a simulation program using MATLAB software which allowed us find the pair (NB, NPV) for a given a minimum cost

Keywords:

Hybrid system (wind-PV) - Optimization - Banc of batterie

ملخص

إن استعمال الموارد المتجددة عرف تطورا كبيرا في البلدان المصنعة وأيضا في بعض الدول السائرة في طريق النمو وفرت الجزائر جهدا كبيرا للكهرباء القروية و الصحراوية و بالفعل النسبة الوطنية لسنة2001 هي 96 بالمائة و بالرغم من هذه النسبة المرتفعة يوجد دائما بؤر متعثرة و بالتالي تكون كهربتها بتمديد الشبكة مكلفة جدا . النظام الهجين لإنتاج الكهرباء(ريحي-كهروشمسي) يكون هو الحل المثالي لهذا النوع من المشاكل. نقدم في هذا البحث التعبيد المثالي للمولد الكهروشمسي و مجموعة من البطاريات في النظام الهجين لانتاج الكهرباء (ريحي-شمسي) موصل بالشبكة. من اجل الشحن و من اجل أدنى ثمن لهذا النظام قد تم حساب العدد المثالي للبطاريات و الألواح الكهروشمسية .و من اجل هذا السبب طورنا (عدد الألواح – برنامج المحاكاة و ذلك باعتماد على برنامج مطلب الذي يسمح لنا بحساب الثنائية عدد البطاريات) و من اجل أدنى ثمن.

المصطلحات النظام الهجين (ريحي – كهروشمسي)' التعبيد مجموعة البطاريات.

Introduction générale 1

Chapitre I Etat de l'art sur le système d'énergie hybride

Introduction …… ….1

I.1. l'origine de la notion du système……..1

I .2. Définition et missions des systèmes hybrides…….……1

I.3. Principaux Composants des systèmes hybrides ……..……2

I.3.1 Généralité sur les systèmes éoliens ……..……..3

I.3.2.Généralité sur les systèmes photovoltaïque ……..…...14

I.3.3. Générateur diesel ……..….25

I.3.4.Systèmes de stockage ……26

I.3.5. Système de supervision…….26

I.3.6.Convertisseurs……27

I.3.7. Charges ……28

I.4. Structure des systèmes de génération ……...28

I.4.2. Configuration de bus dans les systèmes hybrides ……29

I.4.2.1. Architecture à bus à CC……...31

I.4.2.2. Architecture mixte à bus à CC/CA……..31

I.5. Commande des SEH ……....34

I.6 Stratégie de fonctionnement……... 34

Conclusion

Chapitre II Modélisation et Commande d'un générateur photovoltaïque

Introduction……. 39

II.1. Cellules photovoltaïques ……36

II.2. Structure d'une cellule photovoltaïque …….. 36

II.3. Principe de fonctionnement…… 37

II.4. Regroupement des cellules ……....38

II.5. Modélisation d'une cellule photovoltaïque ……41

II.6. Modélisation d'un générateur (champ) photovoltaïque (GPV) ……..…44

II.7. Résultat de la simulation de GPV à une seule diode ……46

II.8. Modélisation des accumulateurs électrochimiques……..48

II.9. Résultat de la simulation ……..53

II.10 Système de conversion……..… 54

II.11.Régulateur MPPT ……..…..68

II.11.2. Méthode d'Incrément de Conductance ……70
II.11.3. Méthode de Perturbation et d'Observation « P and O » ……..…72
Conclusion

Chapitre III Modélisation et Commande d'une chaine de conversion éolienne

Introduction

III.1. Définition de l'énergie éolienne…….. 75

III.1.1.Principe de fonctionnement ……..75

III.1.2. Machine asynchrone à double alimentions (MADA)…… 76

III.1.4. Fonctionnement de la MADA a vitesse variable ……77

III.2. Modélisation d'une chaine conversion éolienne ……..79

III.2.1. Modèle de la turbine éolienne ……..80

III.2.2. Modélisation d'une chaine de conversion éolienne ……84

III.2.2.4. Modelé de la MADA dans le repère PARK ……86

III.2.2.5. Principe de la commande vectorielle de la MADA ……....88

III.2.2.6. Modélisation et commande d'un onduleur de tension triphasés *trois* niveaux …….....93

III.2.2.7. Simulation et interprétation des résultats ……....95

III.2.2.8. Modélisation d'une chaine de conversion éolienne côté réseaux ……..97

Conclusion ……102

Chapitre IV optimisation et simulation d'un système hybride (pv /eolien)

Introduction ……103
IV -1 Contrôle par la référence du convertisseur du régulateur PI ……..103

IV .2.Modélisation et commande d'un onduleur de tension triphasés deux niveaux ……..….105

IV .3.Extraction de puissance maximale (MPPT) ……111

IV .4.Architecture de l'installation étudiée ……...115
IV .5.Description de la méthode d'optimisation ……..116

IV .5.1.Application dans un système hybride éolien- photovoltaïque ……...118
CONCLUSION ……...121
Conclusion générale…… 122
Anex

I.1. Introduction 03
I.2. l'origine de la notion du système 03
I.3. Définition et missions des systèmes hybrides 03
I.4. Principaux Composants des systèmes hybrides 04
I.4.1. Générateurs photovoltaïques 04
I.4.2. Eoliennes 06
I.4.3. générateur diesel 14
I.4.4. Systèmes de stockage 15
I.4.5. Système de supervision 15
I.4.6. Convertisseurs 15
I.4.7. Charges 16
I.5. Structure des systèmes de génération 16
I.5.1. Les systèmes autonomes et isolés
..... 17
I.5.2. Exemples de topologies de systèmes hybrides
..... 17
I.6. Configuration de bus dans les systèmes hybrides
..... 20
I.6.1 . Architecture à bus à CC
..... 20
I.6.2. Architecture mixte à bus à CC/CA
..... 21
I.6.3. Configuration de bus CA
..... 22
I.7. Commande des SEH
..... 24
I.8. Stratégie de fonctionnement
..... 24
I.9. Conclusion
..... 25
CHAPITRE II
Modélisation de générateur photovoltaïque et batterie

II.1. Introduction
..... 26
II.2. Cellules photovoltaïques
..... 26
II.2.1. Structure d'une cellule photovoltaïque
..... 26

II.2.2. Principe de fonctionnement
..... 27
II.3. Regroupement des cellules
..... 28
II.3.2.Regroupement des modules en série ou en parallèle (Les panneaux)
..... 29
II.3.3.Regroupement des panneaux en série et en parallèle (Le champ)
..... 29
II.4. Modélisation d'une cellule photovoltaïque
..... 30
II.4.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque à une seule diode
..... 30
II.4.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque à deux diodes
..... 31
II.5. Modélisation d'un générateur (champ) photovoltaïque(GPV)
..... 33
II.5.1. Modélisation d'un générateur (champ) photovoltaïque à une seule diode
..... 33
II.5.2. Modèle électrique d'un générateur (champ) photovoltaïque à deux diodes (GPV) .. 34
II.6. Résultat de la simulation de GPV à une seule diode
..... 35
II.6.1. Influence de l'éclairement
..... 35
II.6.2. Influence de la température
..... 36
II.6.3.Influence du branchement série parallèle sur les caractéristiques I(V) et P(V)
..... 36
II.7. Modélisation des accumulateurs électrochimiques
..... 36
II.7.1. Description du modèle
..... 38
II.7.2. Résultat de la simulation
..... 41
II.8. Conclusion
..... 42
CHAPITRE III
Convertisseurs à MLI utilisés dans la chaine hybride
III.1.Introduction
..... 43
III.2. Modélisation des systèmes de conversion d'énergie électrique
..... 43

III.2.1. Présentation de l'onduleur à deux niveaux
..... 43
III.2.2. Modélisation vectorielle de l'onduleur à deux niveaux
..... 44

Figure 1.1. *Première éolienne 1888 charles brush*…….. *4*

Figure 1.2. *schéma explicatif d'un éolienne* ……..*5*

Figure 1.3. *les composante de l'aérogénérateur*…… *6*

Figure 1.4 . *Une éolienne sur un terrain individuel* ……..7

Figure 1.5. *Un parc éolien*…….. 7

Figure 1.6. *Un parc éolien en mer*…… *7*

Figure 1.7 a) *Les éoliennes modernes classiques tripales*…….. *9*

Figure 1.7. b). *Les éoliennes* ……*9*

Figure 1.7. c.*Les éoliennes monopale et bipale* ……..*9*

Figure 1.8.a. *éolienne de type savonius* ……*10*

Figure 1.8.b.*éolienne de type darrieus*…… *10*

Figure 1.9. *les hydrolienne* ……11

Figure I.10. *Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents*…… *11*

Figure 1.11. *Digrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction* ……..*16*

Figure 1.12 . *Cellule, module et panneau photovoltaïque*…….. *17*

Figure I.13. *Configuration du générateur diesel* ……..*25*

Figure I.14. *Architecture des SEH* …….28

Figure I.15. *Petits systèmes de puissance CA avec composants couplés du côté CC* ……..*29*

Figure I.16. *Configuration du SEH à bus CC* ……..*30*

Figure I.17. *Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA*…….. *31*

Figure I.19. *Configuration de bus CA*…….. *33*

Figure II-1. *Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium (jonction P-N)*……..*37*

Figure II.2. *Diagramme de bandes d'énergie au voisinage de la jonction P-N……38.*

Figure II.3 . *schéma d'un groupement en série de ns cellules identique……39*

Figure II.4 : schéma représente le groupement en parallèle de *np* cellules identiques…….....39

Figure II-5. *Champ photovoltaïque……40*

Figure II-6. *Schéma équivalent d'un cellule photovoltaïque à une diode……41*

Figure II.7. *Schéma électrique équivalent du modèle à deux exponentielles de la cellule solaire……42*

Figure II-8. *Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux, modèle 1diode……44*

Figure II.9: *Schéma électrique équivalent d'un générateur photovoltaïque……45*

Figure II.10: Caractéristiques obtenues pour les conditions standards d'éclairement 1000 W/m² et de température 25 °C……..…..46

Figure II.11 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V)……..47

Figure. II.12 : Influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V)……....48

Figure. II.13 : Influence du branchement série parallèle sur les caractéristiques I(V) et P(V)……...48

Figure. II.14: Modèle équivalent d'une batterie plomb-acide……..48

Figure II.15. *Schéma de bloc d'une batterie……50*

Figure. II.16: Comportement de la batterie lors de la charge……53

Figure. II.17: Comportement de la batterie lors de la décharge……..…54

Figure II.18. Circuit idéal d'un convertisseur Buck……..…55

Figure II.19. *Circuit équivalent d'un hacheur buck quand le commutateur est fermé T ∈[0, DTs]……55*

Figure II.20. *Circuit équivalent d'un hacheur buck quand le*commutateur est ouvert T ∈ [DTs, Ts*] [26][53]……56*

Figure II.21. Forme d'onde de la tension d'inductance vl (t) pour un hacheur buck idéal…58

Figure II.22. *Rapport de conversion M(D) en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur buck……59*

Figure II. 23: *Circuit Convertisseur Boost*……..*61*

Figure II. 24 : Circuit équivalent d'un hacheur boost quand le commutateur est fermé

T∈ [*0,DTs*]…….…..62

Figure II. 25 : Circuit équivalent d'un hacheur boost quand le commutateur est ouvert

T ∈ [*DTs, Ts*]……..…62

Figure II.26. *Rapport de conversion M(D) en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur boost.* ……*64*

Figure II. 27 : *Circuit idéal d'un convertisseur buck-boost*……..*65*

Figure II. 28 : Circuit équivalent d'un hacheur buck-boost quand le commutateur est fermé *T* ∈ [*0, DTs*]…….66

Figure II.29 : Circuit équivalent d'un hacheur buck- boost quand le commutateur est ouvert *T* ∈ [*DTs, Ts*]……67

Fig. II. 30. *Rapport de conversion M(D) en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur buck-boost*……..*68*

Figure II. 31. Signe de ΔP pour différentes zones de fonctionnement de la méthode de « P & O »…….…...69

Figure II. 32. *Algorithme de la méthode de « P and O » du MPPT*……*70*

figure (II.33). *représentes les courbe Ppv(V) et rapport cyclique (D) ,avec (E=800 w/m² et T=25c°)*……*71*

Figure II.34 . *la tension du PV après la régulation* ……..*72*

Figure II.35. *Robustesse P&O*……..*73*

Figure II. 36. Signes de dP/dV (a) et dI/dV (b) pour différentes zones de fonctionnement de la méthode de « IncCond »……..74

Figure II.37.Algorithme de la méthode de « IncCond » du MPPT ……..….75

Figures II.38. *représentes les courbe Ppv(V) et rapport cyclique (D) ,avec (E=800 w/m² et T=25c°)*……..*74*

Figure II.40 . la tension du PV après la régulation ……74

Figure III.1. *Principe de la conversion*…….. *76*

Figure III.2. *Chaine de conversion éolienne…… 76*

Figure III.3. *Différentes configurations de fonctionnement de la MADA ……..79*

Figure III.4. *Chaine de conversion éolienne ……..79*

Figure III.5. *Principe de la théorie de Betz ……..80*

figure III.6. *Représente la caractéristique cp et landa…….. 81*

Figure III.7.*coefficient de puissance et vitesse spécifique…… 81*

Figure III.8. *Schéma bloc du modèle de la turbine ……84*

Figure III.11. *Représentation spatiale de la MADA…….. 84*

Figure III.12. Repère référentiel de Park ……87

Figure III.13. *Représentation spatiale de l'orientation du flux statorique ……88*

Figure III.14. *Schéma bloc de la MADA à réguler ……..91*

Figure III.15. *Schéma bloc de la commande de puissance directe ……..92*

Figure III.16. *Schéma bloc de la commande de puissance indirecte ……93*

Figure III.17 : *la structure d'un onduleur de tension triphasé à trois niveaux à structure NPC*. ……94

Figure III.18. a) *Les tensions de l'onduleur à trois niveaux b) signes de commande de l'onduleur…….. 95*

Figure. III.19. *Tensions de l'onduleur…… 95*

Figure III.20. *(a) Puissance active (watt), (b) puissance réactive (VAR) de la MADA coté machine ……96*

Figure III.21. (a) Evolution du courant rotorique (A) en fonction de la vitesse du vent, (b) Zoom courant rotorique…….. 96

Figure III.22. Flux rotorique (wb) directe et en quadrature de la MADA……. 97

Figure III.23. *Connexion du CCR au réseau électrique. ……98*

Figure III.24. *Filtre RL le repère dq…… 99*

Figure III.25. *Modèle de bus continu ……..100*
Figure III.26. (a) Courant directe (A), (b) Courant en quadrature (A) d'un filtre coté réseau. ……101
Figure III.27. *Puissance active d'un filtre coté réseau……101*

Figure III.28.*Tension de filtre……101*
Figure III.29. Tension de bus continu en fonction de référence ……...102
Figure IV.1 *Système régulé par un PI……105*
Figure IV.2 *Schéma de la régulation des courants rotorique ……106*

Figure IV.3. *Schéma de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux ……107*

Figure IV.4. Príncipe La commande PWM d'un onduleur deux niveaux ……..109

Figure IV.5.*Tension simple et son spectre de l'onduleur à deux niveaux commandé par lastratégie triangulo–sinusoïdale à deux porteuses bipolaires (m*=12*, r*=0.8*)…… 109*

Figure IV.6. *Tension simple et son spectre de l'onduleur à deux niveaux commandé par la stratégie triangulo–sinusoïdale à deux porteuses bipolaires (m*=21 *, r*=0.8*) ……110*

Figure IV.7. *Tension simple et son spectre de l'onduleur à deux niveaux commandé par lastratégie triangulo–sinusoïdale à deux porteuses bipolaires (m*=36 *, r*=0.8*)…… 110*

Figure IV.8. *La commande d'un bras A de l'onduleur à deux niveaux* ……. 110
Figure IV.9. (a)*Principe de la MLI sinus triangle (b)* signe de commande d'un bras A de l'onduleur ……..112
Figure IV.10. *tension simple de l'onduleur…… 112*
Figure IV.11. *Schéma bloc avec asservissement de la vitesse ……114*
Figure IV.12. *Caractéristique de la puissance générée ……115*
Figure IV.13 : *simulation de la MADA complète* ……116
Figure IV.14. *Schéma globale fonctionnement la chaine hybride ……118*
Figure IV.15 *profile de consommation adoptée ……120*
Figure IV.16 *Variation du nombre de module PV en fonction du nombre de batterie avec un cout minimal pour un système sans l'éolienne. ……121*
Figure IV.17 *optimaux déterminés pour le système hybride (PV/éolien…… 122*

Liste des tableaux :

Tableau I.1. Classification des SEH par gamme de puissance 2

Tab. I.2 : *Comparatif des différentes technologies 17*

Tableau IV.1 *Couples optimaux avec un cout minimal. 121*

Tableau IV.2:les *Différentes des coûts de système hybride (PV/éolien) 122*

LISTE DES SYMBOLES

C : Vitesse de la lumière (3.10^8 m/s)

δ : Longueur d'onde (m)

H : Constante de Planck ($6{,}62.10^{-34}$ J.s)

I : Courant délivré par la cellule photovoltaïque

V : Tension délivrée par la cellule photovoltaïque

V_G : Tension du générateur photovoltaïque

I_G : Courant du générateur photovoltaïque

I_{ph} : Courant photogénéré

I_s : Courant de saturation de la diode dépendant de la température

I_{s1} : Courant de saturation de la première diode

I_{s1} : Courant de saturation de la deuxième diode

I_d : Courant de diode

I_{d1} : Courant traversant la première diode de la cellule photovoltaïque

I_{d2} : Courant traversant la deuxième diode de la cellule photovoltaïque

I_{d1G} : Courant traversant les premières diodes du générateur photovoltaïque

I_{d1G} : Courant traversant les deuxièmes diodes du générateur photovoltaïque

I_{RSh} : Courant dérivé par la résistance shunt de la cellule photovoltaïque

$I_{RSh,G}$: Courant dérivé par la résistance shunt du générateur photovoltaïque

R_s : Résistance série de la cellule photovoltaïque

R_{sh} : Résistance shunt de la cellule photovoltaïque

R_{sG} : Résistance série du générateur photovoltaïque

R_{shG} : Résistance shunt du générateur photovoltaïque

R_{sh0} : résistance parallèle de référence donnée par le constructeur

q : Charge de l'électron $=1.602.10^{-19}$ C

K : Constante de Boltzmann $=1.381.10^{-23}$ J/K

T : Température de la cellule en Kelvin (K)

T_0 : Température ambiante (T_0=25°C)

E : Eclairement (W/m^2)

E_0 : Eclairement dans les conditions standards (E_0=1000W/m^2)

N_s : Nombre de cellules en séries

N_p : Nombre de cellules en parallèles

n_1 : Facteur d'idéalité de la première diode

n_2 : Facteur d'idéalité de la deuxième diode

V_{co} : Tension de circuit ouvert

I_{co} : Courant de circuit ouvert

I_{cc} : Courant de court circuit

V_{cc} : Tension de court circuit

Eg : Energie de gap du semi conducteur

IBB : courant de la batterie (A)

IGAZ : courant de gazage de la batterie (A)

CB(t) : Capacité de batterie (Ah)

CBi : Capacité initiale de batterie (Ah)

C10 : Capacité de batterie au taux de dix heurs de décharge (Ah)

IG0 : Courant normaliser de gazéification (A)

CV : Coefficient de tension (V-1)

VELE : Tension d'un élément de la batterie (V)

CT : Coefficient de température (K-1)

TBB : Température de la batterie (K)

QMAXC : Capacité maximale de charge (Ah)

R0D : Résistance interne de déchargement (Ω)

QMAXD : Capacité maximale de décharge (Ah)

D : Rapport cyclique du hacheur

M (D) : Le rapport de conversion

RL : Résistance parasite

CE : Capacité d'entrée du hacheur

CS : Capacité de sortie du hacheur

Z : Charge du convertisseur

Tr : Transistor bicommandable

L : Inductance du convertisseur.

vL : Tension aux bornes de l'inductance L

VSO : Variations de la tension de sortie

VPV : Ondulation de la tension d'entrée

T : Période

t : temps (s)

η : Rendement du convertisseur

ε : Paramètre de l'algorithme Perturbation et observation

k : Instant d'échantillonnage.

E(k) : Erreur pour un échantillon k

CE(k) : Changement d'erreur pour un échantillon k.

P(k) : Puissance du générateur photovoltaïque

V(k) : Tension de sortie du générateur photovoltaïque

C1, C2 : Capacités du filtre intermédiaire de l'onduleur à trois niveaux

Uc1, Uc2 : Tensions d'entrée de l'onduleur à trois niveaux

i_{d1}, i_{d2}, i_{d0} : Courants d'entrée de l'onduleur à trois niveaux

i_{red1}, i_{red2}, i_{red0} : Courants redressés

i_1, i_2, i_3 : Courants de la charge

i_{res1}, i_{res2}, i_{res3} : Courants de réseau

V_A, V_B, V_C : Tensions simples aux bornes de chaque phase de la charge

V_{AM}, V_{BM}, V_{CM} : Tensions entre chaque bras de l'onduleur et le point milieu M de l'alimentation continue de l'onduleur

V_{NM} : Tension entre le point neutre de la charge et le point milieu de l'alimentation continue de l'onduleur

V_{AB}, V_{BC}, V_{CA} : Tensions composées

m : Indice de modulation

f_p : Fréquence de la porteuse (Hz)

f : Fréquence de la tension de référence (Hz)

r : Taux de modulation ou coefficient de réglage de tension

i_{c1} : Le courant du condensateur C_1

i_{c2} : Le courant de condensateur C_2

F_{KS} : Fonction de connexion de chaque interrupteur

B_{KS} : Commande de base des transistors

F_{Km} : Fonction de connexion du demi-bras

F_C : Fonction liée à la cellule de commutation

M : Point milieu fictif de l'onduleur trois niveaux

V_{ref} : Tension de référence

V_K : Potentiel au noeud K

V_{KN} : Différence de potentiel entre le bras K et le point fictif M de l'onduleur

$[N(t)]$: Matrice de conversion simple

$[M(t)]$: Matrice de conversion composée

V_m : Amplitude de la référence

V_{pm} : Amplitude de la porteuse

Ω_s : Vitesse angulaire de synchronisme (rad/s)

Ω_{mec} : Vitesse angulaire mécanique de la turbine (rad/s)

Ω_{ref} : Vitesse angulaire mécanique de référence (rad/s)

V_1 : Vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur (m/s)

V_2 : Vitesse du vent en aval de l'aérogénérateur (m/s)

V : Vitesse du vent (m/s)

V_n : Vitesse de vent nominale (m/s)

$\Omega 1$: Vitesse de rotation avant multiplicateur (rad/s)

Ω2 : Vitesse de rotation après multiplicateur (rad/s)

Ωs : Pulsation de synchronisme (rad)

ω mec : Pulsation mécanique (rad)

β : Angle de calage des pales

g : Glissement

J : Inertie totale des parties tournantes (Kg.m2)

f : Coefficient de frottements visqueux

fr : coefficient de frottement

G : Gain du multiplicateur

ρ : Densité d'air (1,25 Kg/m en atmosphère normale)

S : Surface des pales (m2)

Pm : Puissance mécanique extraite de l'éolienne (W)

Pn : Puissance nominale (W)

Cp : Coefficient de puissance de la turbine

λ : Vitesse spécifique

λnom : Vitesse spécifique nominale.

R : Rayon de l'aérogénérateur (m)

CTurbine : Couple de la turbine (Nm)

Cmec : Couple mécanique sur l'axe du générateur en (Nm)

Cmec : Couple des frottements visqueux (Nm)

Cpmax : Couple maximal

Cem : Couple électromagnétique (Nm).

Cem-ref : Couple électromagnétique de référence (Nm)

CTurbine-estimé : Couple de la turbine estimé (Nm)

a, b, c : Indices des phases l'enroulement rotoriques

A, B, C : Indices des phases de l'enroulement statorique

d, q : Axes direct et en quadrature correspondant au référentiel lié au champ tournant

Vs, Vr : Tensions statoriques et rotoriques

is, ir : Courants statoriques et rotoriques

Rs, Rr : Résistances des enroulements statoriques et rotoriques

φs, φr : Flux statoriques et rotoriques ;

Ls, Lr : Inductances de fuites des statoriques et rotoriques

Ms, Mr : inductances mutuelles

Id : Courant direct

Iq : Courant en quadrature

p : Nombre de paire de pôles

P : Puissance active statorique de la MADA (W)

Q : Puissance réactive statorique de la MADA (VAR)

θ : Angle entre l'axe de la phase du premier enroulement statorique et l'axe du rotor

θs : Angle entre l'axe de la première phase de l'enroulement statorique et l'axe d

θr : Angle entre l'axe de la première phase du rotor et l'axe d

Kp : Gain proportionnel du régulateur

Ki : Gain intégral du régulateur

VKN : tension liée au bras « i » du redresseur

Vresi : Tension de la phase « i » du réseau triphasé

Iresi : Courant de la phase « i » du réseau triphasé

Rres : Résistance du réseau

Lres : Inductance du réseau

FTBO(S) : Fonction de transfert en boucle ouverte du courant

FTBF(S) : Fonction de transfert en boucle fermé du courant

Te : Constante de temps exigée du régulateur de courant

PI : Régulateur de vitesse

LISTE DES ACRONYMES

D	: Diode.
T	: Transistor.
IGBT	: Transistor Bipolaire à Grille Isolée (Insulated Gate Bipolar Transistor)
GTO	: Thyristor à extinction par la Gâchette (Gate Turn-Off Thyristor)
NPC	: Neutrel Point Clamped.
MLI	: Modulation de Largeur d'Impulsion
THD	: Distorsion d'Harmonique Totale (Total Harmonics Distorsion)
PV	: Photovoltaïque.
GPV	: Générateur Photovoltaïque.
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
PPM	: Point de Puissance Maximum.
PI	: Proportionnel Intégral.
MADA	: Machine Asynchrone à Double Alimentation
MCC	: Machine à Courant Continu.
HAWT	: Horizontal Axe Wind Turbine
VAWT	: Vertical Axe Wind Turbine
FF	: Facteur de Forme.
P&O	:Perturbation et observation.
MPPT	:Maximum Power Point Tracking.
MPP	:Maximum Power Point.
GPV	:Générateur photovoltaïque.
CA	:Courant alternatif.
CC	:Courant continu.
FTBO	:Fonction de Transfer en Boucle Ouverte.
FTBOF	:Fonction de Transfer en Boucle Fermée.
PI	: Proportionnel – Intégrale.
DFIM	: Doubly-fed induction machine.
DFIG	: Doubly-fed induction générator

Introduction générale

L'intense industrialisation des dernières décennies et la multiplication des appareils domestiques électriques ont conduit à des besoins planétaires en énergie électrique considérables. Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures. Par ailleurs, des récentes estimations ont montré qu'actuellement prés de 2.2 milliards d'individus ne sont toujours pas raccordé aux grands réseaux d'électricité ce qui représente environ 44% de la population mondiale), pour la plus part située dans les pays du tiers monde dont l'Algérie, ou plus de 50% vivent encore sans électricité, 95% d'entre eux vivent dans la partie sud algérienne du fait des plus faibles revenus, de la présence des régions rudes et d'une faible densité de population . .[63]

Le secteur de la génération électrique est le premier consommateur d'énergie primaire et les deux tiers de ses sources sont des carburants fossiles. Il est techniquement et économiquement capable de faire des efforts importants pour réduire les atteintes de l'activité humaine sur le climat et l'environnement. Une des possibilités est d'accroître le taux de production d'électricité à partir de ressources de type non-fossiles et renouvelables. Actuellement, les énergies renouvelables n'entrent qu'à hauteur de 20% environ dans la production mondiale d'électricité. Bien qu'énergie finale propre par excellence . C'est pourquoi, l'une des mesures pour préparer un développement réellement durable consiste à accroître la part des ressources renouvelables pour la production d'électricité.

Aujourd'hui, les sources de génération renouvelables, notamment le solaire et l'éolien, sont les énergies dont le taux de croissance est le plus élevé. Leur développement au niveau résidentiel et industriel est considérable.

En raison de la caractéristique intermittente du vent et du rayonnement solaire, les systèmes hybrides raccordé aux réseau présentent une solution efficace de production d'électricité sans interruption. La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vu technique qu'économique.

Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides, à savoir : éolien-diesel, photovoltaïque-diesel, et éolien- photovoltaïque-diesel. Ces mêmes sources d'énergies peuvent êtres combinées avec d'autres sources telles que l'énergie hydrauliques.

Dans ce contexte, l'apport envisagé avec ce travail de thèse est de collaborer à l'étude et à l'optimisation d'un système de production hybride éolien-photovoltaïque avec stockage d'énergie. Cette thèse est organisée en quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre, après avoir présenté la définition et la mission des systèmes à énergie hybride (SEH), un état de l'art de ces systèmes est réalisé. Notre travail porte sur un système hybride (photovoltaïque/éolien) .
- Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation du générateur photovoltaïque. Ainsi, nous décrirons brièvement la structure et le fonctionnement des cellules et générateurs photovoltaïques. Par ailleurs l'influence des conditions météorologiques (température et éclairement) sur les caractéristiques électriques des générateurs photovoltaïques est présentée.
- Le troisième chapitre est dédié à la modélisation du système de conversion d'énergie éolienne.et concerne la modélisation et la commande de la génératrice asynchrone à double alimentation (MADA). Une stratégie de contrôle vectoriel par orientation du flux statorique est étudiée. Nous nous intéressons à l'échange de puissance active entre le stator et le réseau.
- Le dernier chapitre est consacré à l'optimisation de la chaîne hybride. Pour ce faire, les différents algorithmes les plus répandues pour la poursuite du point de puissance maximum (MPPT) sont développés. Ainsi, les méthodes *MPPT* étudiées pour le système photovoltaïque.[63] sont les suivantes :
  - La méthode Perturbation et Observation (*P&O);*
  - La méthode Conductance Incrémentale ;

Par ailleurs, deux stratégies de commande afin de maximiser la puissance extraite du vent sont développées à savoir :

- ✓ Stratégie de maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse ;
- ✓ Stratégie de maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse.

Les performances du système hybride sont présentées.

Enfin une conclusion générale résume les principaux résultats auxquels nous avons abouti et les futures perspectives de ce travail.

Introduction :

Le terme « Système d'Energie Hybride » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources, La combinaison des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne, le photovoltaïque ou les petites centrales hydroélectriques peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels, Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées mais la présence du générateur diesel dans ce type de système hybride autonome suscite certaines discussions quant aux notions de « propreté » et de durabilité [1] et [2].

I.1. l'origine de la notion du système

Un système est un ensemble d'objets organisés en fonction d'un but et immergé dans un environnement.

- Le système est un outil conceptuel,
- L'ensemble doit former une identité ou une unité cohérente et autonome,
- Les objets ou éléments peuvent être réels ou conceptuels,
- La notion d'organisation implique des relations, interrelations, interactions dynamiques entre les objets [17].

I .2. Définition et missions des systèmes hybrides

Un système d'énergie hybride (SEH) est défini comme une installation qui utilise deux ou plus des technologies de la génération d'énergies :

Une ou plusieurs sources de production d'énergie classique (groupe diesel en général) et au moins une source de production d'énergies renouvelables, L'objectif d'utiliser des technologies multiples est de réunir les avantages et les meilleures caractéristiques opérationnelles de chaque système [18] et [19].

Les performances d'un SEH (le rendement et la durée de vie) sont influencées d'une

Part par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture etc., et d'autre part par le choix de la stratégie de fonctionnement, Quelques paramètres permettant d'évaluer ces performances sont : l'économie de carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc.

Dans l'un de ses travaux, Museli et al,[20] a suggéré que la configuration optimale pour les systèmes hybrides devrait être déterminée en minimisant le coût du kilowatt heure. Ashok [21] a développé pour sa part un modèle de système fiable basé sur un modèle d'optimisation hybride pour la production d'électricité renouvelable (HOMER), Ainsi, pour trouver un système hybride optimal parmi des combinaisons de l'énergie renouvelable différentes nous procédons en minimisant le coût du cycle de la vie totale, La durée de vie des composants d'un SEH peut être beaucoup plus courte que la durée de vie normale des composants individuels (fonctionnement en réseaux interconnectés) [18], Les points les plus critiques sont en général la dégradation des batteries, l'endommagement des démarreurs diesel et du système mécanique de freinage des éoliennes, ainsi que la carbonisation excessive des cylindres du moteur diesel. Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (tableau I-1).

Puissance du SEH [KW]	**Application**
Faible : < 5	Systèmes autonome : stations de télécommunications, pompage de l'eau, autre application isolés
Moyenne : 10-250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, des zones rurales…
Grande : > 500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires)

Tableau I.1. *Classification des SEH par gamme de puissance*

Les grandes installations de SEH en site isolé peuvent être classifiées en fonction du

degré de pénétration de l'énergie renouvelable [19] défini par la proportion de la puissance (énergie) produite par les sources d'énergie renouvelable et la puissance demandée par la charge demandée.

I.3. Principaux Composants des systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride sont en général constitués de sources d'énergie classique (groupe électrogène), de sources d'énergie renouvelable (éolienne, solaire), Ils peuvent aussi

Inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydroélectrique, marémotrice, géothermique etc.), des convertisseurs statiques et dynamiques, des systèmes de stockage (batterie, volant d'inertie, le stockage hydrogène…), des charges principales et de délestages et un système de surveillance.

I.3.1 Généralité sur les systèmes éoliens

Introduction

Les énergies renouvelables (*énergie éolienne*, *énergie solaire, biomasse, hydraulique* …) représentent la solution la plus intéressante pour relever les défis énergétiques mondiaux. Elles sont propres et n'ont pas besoin d'aucun combustible. En outre, *l'éolien* et le *solaire* constituent une ressource indigène dont les potentiels sont suffisants pour faire face à la demande d'énergie qui est en augmentation incessante.

Par ailleurs, la production de l'énergie éolienne devient de plus en plus compétitive par rapport à l'énergie solaire et aux combustibles fossiles traditionnels et se situe déjà aujourd'hui à égalité avec les nouvelles centrales à charbon ou à gaz .

Dans de nombreuses régions du monde, comme les Etats Unis et le Canada, l'énergie éolienne est maintenant tend à devenir une source d'énergie de premier plan. Pendant longtemps, des préoccupations liées aux changements climatiques étaient la cause principale de la naissance du développement du domaine des énergies renouvelables, surtout dans le monde développé et tout particulièrement en Amérique du nord et en Europe. Le développement est bien vu dans le progrès technologiques et l'amélioration apportée aux capteurs des énergies est particulièrement ceux de l'énergie éolienne.

I.3 .1.1. Définition de L'énergie éolienne

Une éolienne est une machine qui transforme l'énergie cinétique du vent (déplacement d'une masse d'air) en énergie mécanique ou électrique. La puissance récupérable par une éolienne est fonction du carré de son diamètre et du cube de la vitesse du vent.

Ce courant est acheminé vers un convertisseur qui transforme le courant continu variable en courant alternatif stable et alimente le réseau électrique du bâtiment ou bien est stocké dans des batteries.

I.3.1.2. Historique

Les premières éoliennes ne font leur apparition véritablement qu'à la fin du XIXème siècle, sous forme expérimentale. C'est Charles F. Bush qui conçoit ce dispositif en premier pour alimenter sa maison en électricité, en 1888. L'éolienne fonctionne avec des pales à axe vertical et plusieurs accumulateurs (batteries) pour stocker l'énergie produite. Par la suite, le dispositif éolien de Charles F. Bush est repris par le danois Poul La Cour qui dessine plusieurs éoliennes industrielles dont une qui sera vendue en 72 exemplaires au début du XXème siècle. Ces éoliennes visaient à produire de l'hydrogène en utilisant la force du vent pour la convertir en énergie chimique par un processus d'électrolyse.

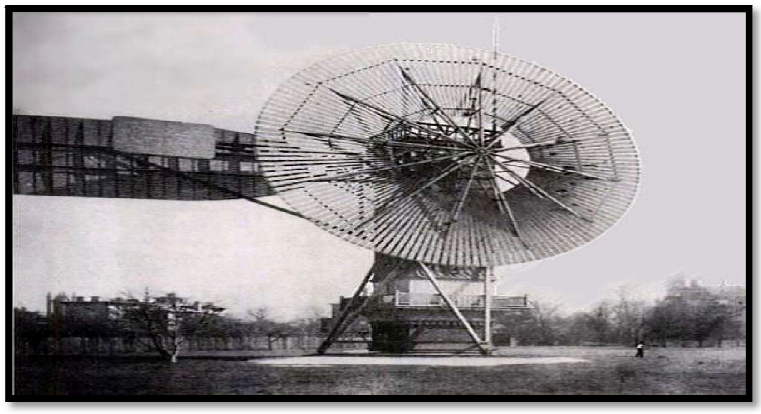


Figure 1.1. *Première éolienne 1888 charles brush*

I.3.1.3. Le fonctionnement d'une éolienne

- transformation de l'énergie par les pales : les pales fonctionnent sur le principe d'une aile d'avion. La différence de pression entre les deux faces de la pale crée une force aérodynamique, mettant en mouvement le rotor par la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

- accélération du mouvement de rotation grâce au multiplicateur : les pales tournent à une vitesse relativement lente, de l'ordre de 5 à 15 tours par minute, d'autant plus lente que l'éolienne est grande. La plupart des générateurs ont besoin de tourner à très grande vitesse (de 1 000 à 2 000 tours par minute) pour produire de l'électricité. C'est pourquoi le mouvement lent du rotor est accéléré par un multiplicateur.

- production d'électricité par le générateur : l'énergie mécanique transmise par le multiplicateur est transformée en énergie électrique par le générateur. En tournant à grande vitesse, le générateur produit de l'électricité à une tension d'environ 690 volts.

- traitement de l'électricité par le convertisseur et le transformateur : l'électricité produite ne peut pas être utilisée directement. Elle est traitée grâce à un convertisseur, puis sa tension est élevée à 20 000 volts par un transformateur. L'électricité est alors acheminée à travers un câble enterré jusqu'à un poste de transformation pour être injectée sur le réseau électrique.

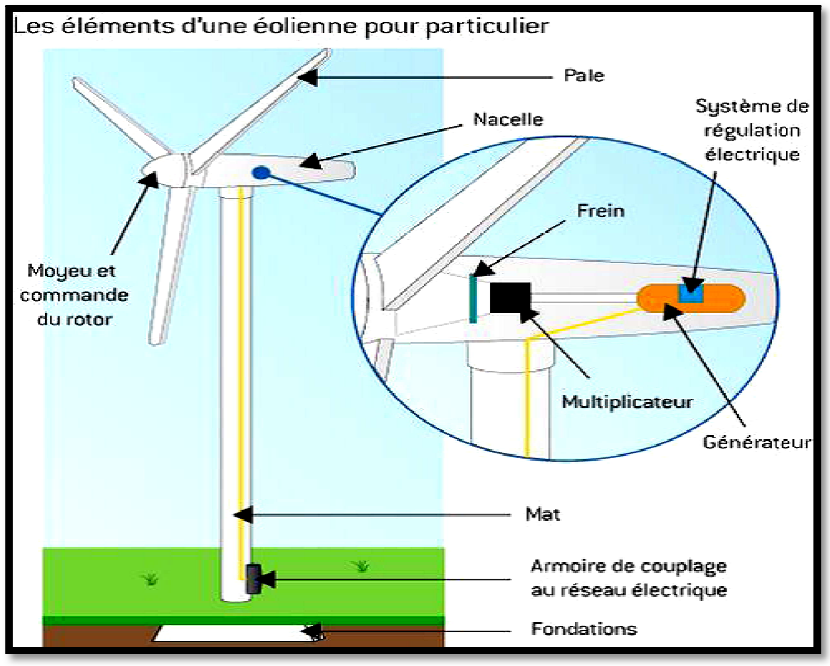


Figure 1.2. *schéma explicatif d'un éolienne*

I.3.1.4. Constitution d'un aérogénérateur

L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique qui est elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique solidaire au rotor. L'électricité peut être envoyée dans le réseau de distribution, stockée dans des accumulateurs ou utilisée par des charges isolées.

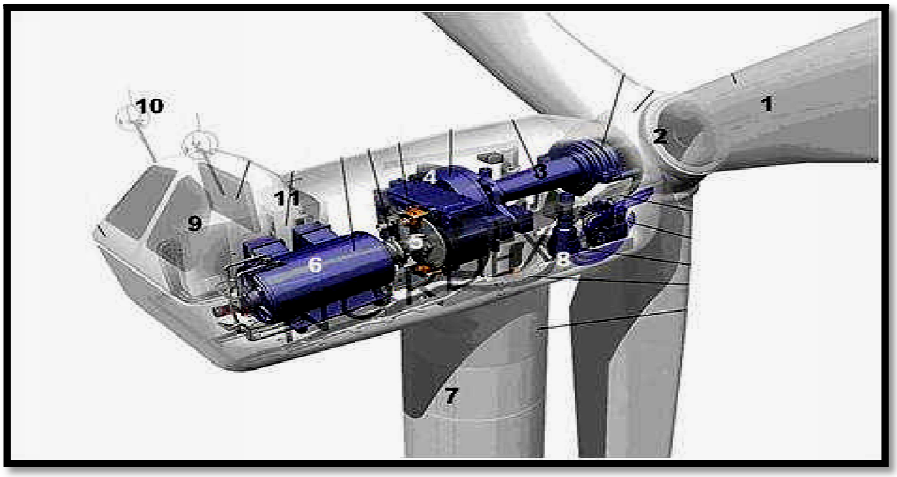


Figure 1.3. *les composante de l'aérogénérateur*

1. **Les pales** : sont les capteurs de l'énergie cinétique qui transmettent l'énergie au rotor.
2. **Le moyeu** : il est pourvu d'un système qui permet d'orienter les pales pour réguler la vitesse de rotation.
3. **L'arbre primaire** (ou arbre lent) : relie les pales au multiplicateur.
4. **Le multiplicateur** : il permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse**.** C'est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire.
5. **L'arbre secondaire** : il amène l'énergie mécanique à la génératrice. Il est équipé d'un frein à disque mécanique qui limite la vitesse de l'arbre en cas de vents violents.
6. **Le générateur électrique** : il assure la production électrique. Sa puissance peut atteindre jusqu'à 5 MW. Il peut-être une dynamo (produit du courant continu) ou un alternateur (produit du courant alternatif). L'alternateur est le plus utilisé pour des raisons de coût et de rendement.
7. **Le mât** : c'est un tube en acier**,** pilier de toute l'infrastructure. Sa hauteur est importante : plus elle augmente, plus la vitesse du vent augmente mais en même temps le coût de la structure augmente. En général, le mat a une taille légèrement supérieure au diamètre des pales.
8. **Le système d'orientation de la nacelle** : c'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter l'éolienne et de la verrouiller dans l'axe du vent grâce à un frein.
9. **Le système de refroidissement** : il est à air, à eau ou à huile et destiné au multiplicateur et à la génératrice**.**

10. **Les outils de mesure du vent** : girouette pour la direction et anémomètres pour la vitesse. Les données sont transmises à l'informatique de commande.
11. **Le système de contrôle électronique** : il gère le fonctionnement général de l'éolienne et de son mécanisme d'orientation.
12. Au pied du mât se trouve un **transformateur**.

I.3.1.5. Les types de configuration possible

L'éolienne sert donc à produire de l'électricité, généralement dans trois types de configuration :

I.3.1.5.1. Une éolienne sur un terrain individuel :dont la production en énergie électrique est destinée à satisfaire l'autoconsommation du propriétaire .



Figure 1.4 . *Une éolienne sur un terrain individuel*

I.3.1.5.2. Un parc éolien terrestre :est constitué de plusieurs éoliennes distantes entre elles d'au moins 200 m dont la production 'électricité est destinée à la vente au distributeur local.



Figure 1.5. *Un parc éolien*

I.3.1.5.3.Un parc éolien en mer : ou offshore, est un parc éolien implanté en mer (à des profondeurs allant jusqu'à 25 ou 30 m et dans des zones situées en moyenne à 10 km des côtes) et raccordé au réseau terrestre par un câble sous-marin.



Figure 1.6. *Un parc éolien en mer*

I.3.1.6. Les types d'éoliennes

On distingue deux grands types d'éoliennes :

- Les éoliennes à axe vertical
- Les éoliennes à axe horizontal

I.3.1.6.1. Les éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes horizontales peuvent être de type « aval » ou « amont ». Dans la majorité des cas, ce sont des éoliennes « amont », c'est-à-dire que le vent souffle directement sur les pâles de l'éolienne. Cela implique l'utilisation de pâles très rigides car elles sont très exposées au vent Il existe plusieurs sortes d'éoliennes a axe horizontal.

I.3.1.6.1.1.Les éoliennes modernes classiques tripales :

Conception qui s'est imposée sur le marché mondial pour des raisons de stabilité de la structure. On distingue les éoliennes on shore (terme américain signifiant sur le sol c'est-à-dire sur les continents), et les éoliennes off-shore (sur la mer). Ces dernières présentent des avantages au niveau des nuisances sonores puisqu'elles sont éloignées des habitations et au niveau des vents car les vents marins sont plus nombreux et plus forts que les vents continentaux. En revanche, elles sont beaucoup plus difficiles à installer et donc beaucoup

plus coûteuses. La hauteur totale de ces éoliennes varie entre 25 et 180m pour une puissance qui va de 100 Kw à 5 MW.



Figure 1.7 a) *Les éoliennes modernes classiques tripales*

I.3.1.6.1.2.Les éoliennes domestiques : Leur taille n'excède pas les 12m et elles ont une puissance comprise entre 100W et 20Kw.



Figure 1.7. b). *Les éoliennes*

I.3.1.6.1.3. les éoliennes bipales et monopales : très peut utiliser on trouve aussi on trouve également des éoliennes bipales et des monopales.



Figure 1.7. c. *Les éoliennes monopale et bipale*

I.3.1.6.2. Les éoliennes à axe vertical

Sont plus onéreuses que les éoliennes à axe horizontal et de conception plus complexes mais s'adaptent plus facilement à des zones de vent irrégulier. Il existe deux modèles d'éoliennes à axe vertical : **Savonius** et **Darrieus**

I.3.1.6.2.1.Savonius : Cette éolienne a également un faible rendement par rapport à une éolienne classique mais elle a l'avantage de fonctionner avec toutes les directions du vent. L'éolienne est compact et le fait d'être sur un axe vertical diminue les vibrations ce qui peut être très contraignant sur un bâtiment.

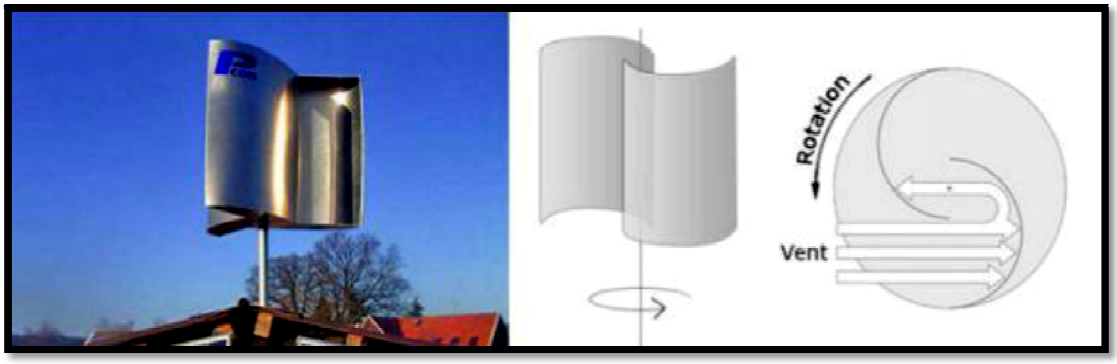


Figure 1.8.a. *éolienne de type savonius*

I.3.1.6.2.2.Darrieus : Elles sont peu encombrantes, ne nécessitent pas de systèmes d'orientations et sont simples à installer. Par contre, elles ont un faible rendement et ne démarrent pas toutes seules.

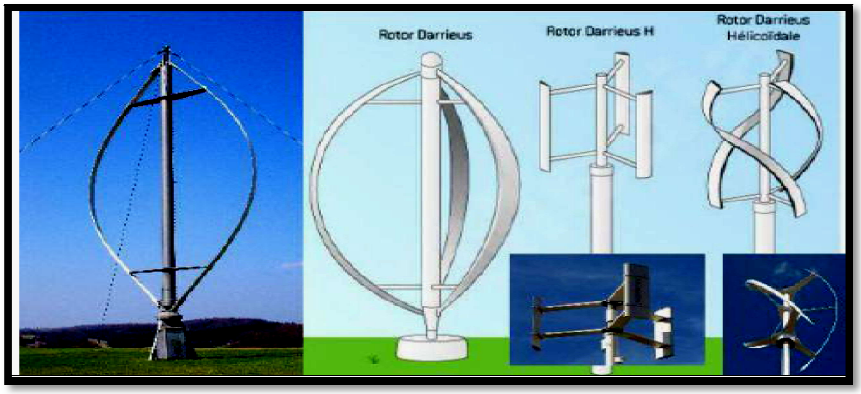


Figure 1.8.b.*éolienne de type darrieus*

I.3.1.6.2.3.Les hydroliennes : Les hydroliennes sont des éoliennes spécifiques qui fonctionnent sous l'eau en utilisant l'énergie des courants marins. Ce sont des éoliennes sous-marines ou aérogénérateurs marins.

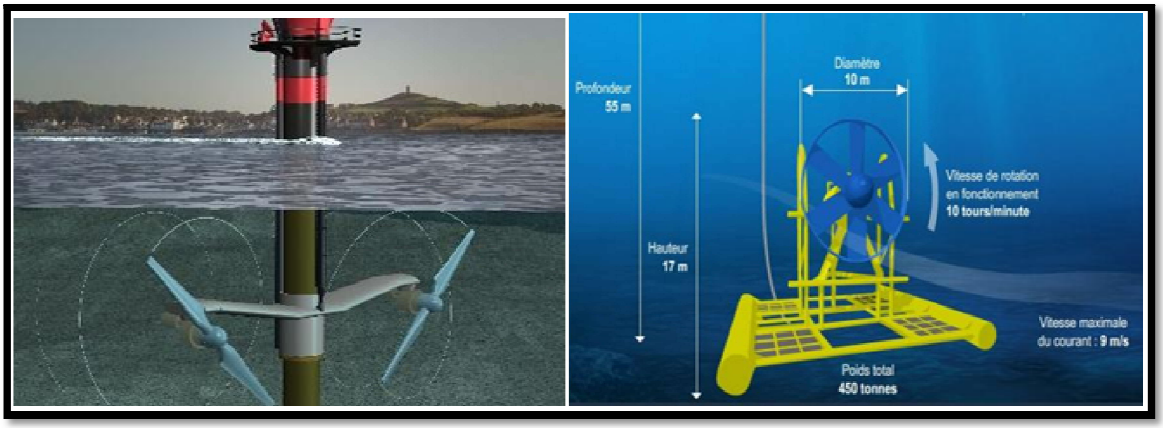


Figure 1.9. *les hydrolienne*

I.3.1.7. Génératrices synchrones

Dans le cas des entraînements directs (sans multiplicateur mécanique), on utilise des machines synchrones (voire figure I.11). Leurs performances, notamment en terme de couple massique, sont très intéressantes lorsqu'elles ont un très grand nombre de pôles. Leur fréquence étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose naturellement. C'est pourquoi les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable.

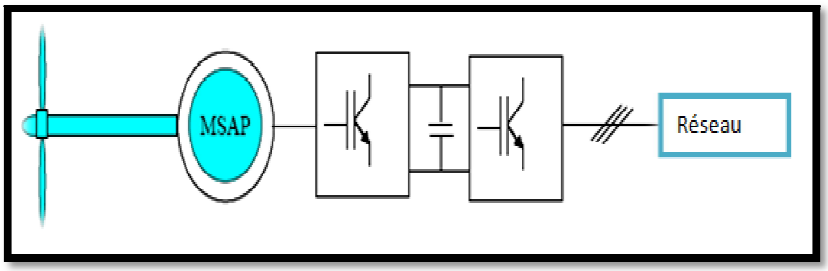


Figure I.10. *Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents [15]*

Est possible de valoriser. L'utilisation de cette cogénération permet d'atteindre des rendements très intéressants, jusqu'à 80% dans certains cas. Les piles à combustibles (PAC), générateurs statiques d'électricité et de chaleur.

Deux technologies sont actuellement prometteuses et connaissent d'intenses efforts de R&D, D'une part les PAC à membrane polymère PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) fonctionnant à des températures basses comprises entre 50 et 90 °C qui sont les plus développées. Le rendement en électricité, supérieur à 80% en théorie, est supérieur à 50% en pratique. D'autre part les PAC à oxydes solides SOFC (Solid Oxyde Fuel Cell) fonctionnant à des températures supérieures à 600 °C ce qui implique un moins haut rendement mais permet de valoriser la chaleur produite en cogénération.

I.3.1.7.Avantages et inconvénient d'un éoliens

I.3.1.7.1. les avantages

- L'énergie éolienne, propre, fiable, économique, et écologique, c'est une énergie qui respecte l'environnement.
- Bien que ne pouvoir envisager de remplacer totalement les sources traditionnelles d'énergie, l'énergie éolienne peut toutefois proposer une alternative intéressante et renouvelable. Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de CO2, etc. … .
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre, gratuit, et inépuisable .
- Chaque mégawatheure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO2 rejetées chaque année par la production d'électricité d'origine thermique .
- Parmi toutes les sources de production d'électricité, celle d'origine éolienne subit de très loin le plus fort taux de croissance .
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs .
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en Fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque que l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique .
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace .
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales .

- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles.

I.3.1.7.2. les inconvénients

Mêmes s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques désavantages

- L'impact visuel : Ca reste néanmoins un thème subjectif . Des images de synthèse sont élaborées pour montrer l'impact visuel. Dans la plus grande majorité des cas, les enquêtes réalisées montrent une réelle acceptation des populations voisines ou visitant un site éolien
- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux en étant un obstacle mortel. En effet, les pales en rotation sont difficilement visibles par mauvais temps ou la nuit. Les oiseaux peuvent alors entrer en collision avec celles-ci. Plus le parc éolien est dense plus ce risque est grand. Des lumières sur les pales peuvent réduire ce danger.

  Cependant, aucune étude sérieuse ne semble actuellement avoir démontré la réalité du danger pour les oiseaux .
- La source d'énergie éolienne étant stochastique , la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suit, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.
- Les systèmes éoliens coûtent généralement plus cher à l'achat que les systèmes utilisant des sources d'énergie classiques, comme les groupes électrogènes à essence, mais à long terme, ils constituent une source d'énergie économique et ils demandent peu d'entretien.

I.3.2.Généralité sur les systèmes photovoltaïque

Dans la plupart des pays en vois de développement, rendre l'électricité disponible dans le milieu rural a toujours été un enjeu socio-économique important. Ce problème d'accès à l'électricité est incompatible avec un développement équilibré de ces pays et constitue un des facteurs favorisant l'exode rural. C'est donc un défi de mettre à la disposition des populations rurales une source d'énergie capable de stimuler l'activité économique et de conduire à une amélioration de leurs conditions de vie.

Aussi, il est nécessaire d'explorer de nouvelles solutions possibles pour assurer une électrification rationnelle du monde rural, par exemple l'exploitation du potentiel solaire abondant dont disposent ces pays.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires, représente une alternative intéressante et bien adaptée à des besoins limités. Malgré sa facilité de mise en oeuvre, son faible impact environnemental et le peu d'entretien qu'il nécessite, un système photovoltaïque n'est plus concurrentiel lorsque la demande augmente.

La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Mais les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système PV.

I.3.2.1. Rayonnement solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments [16], c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement. Sa lumière, à une vitesse de 300000Km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présenté un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 μm, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°k [17].

I.3.2.2 Le spectre de rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire s'est rayonnement électromagnétique décomposé de grains de lumière appelés photons .L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde dont 98% d'énergie est comprise entre $\gamma = 0.25\mu m \; et \; \gamma = 4\mu m$ le reste représente 1% au-dessus et 1% au –dessous de cet intervalle.

Le spectre de rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K. [16]

La répartition de l'énergie en fonction de la longueur d'onde est [18] :

- Pour $0.25< \gamma< 0.4\mu m$: c'est le domaine de l'ultraviolet (invisible), il représente 7% de l'énergie totale émise par le soleil.
- Pour $0.4< \gamma <0.8\mu m$: c'est le domaine du visible, il représente 47.5% de l'énergie totale émise par le soleil.
- Pour $0.8< \gamma <4\mu m$: c'est le domaine de l'infrarouge (invisible), il représente 45.5% de l'énergie totale émise par le soleil.

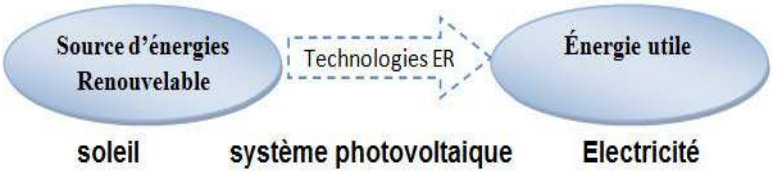
L'énergie rayonnée par le soleil n'est pas uniformément répartie pour toutes les longueurs d'onde, elle passe par un maximum pour une longueur d'onde donnée par la loi de WIEN :

$$\boldsymbol{\gamma_m T = 2898 \mu_m K} \qquad \textbf{Pour T=2800K} \Longrightarrow \boldsymbol{\gamma_m \approx 0.5 \mu m} \tag{I.1}$$

I.3.2.3. La description des capteurs photovoltaïques

I.3.2.3.1 La cellule solaire

La cellule solaire est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par un processus appelé EFFET PHOTOVOLTAIQUE



I.3.2.3.2. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été mis en évidence pour la premier fois par A .Becquerel en 1839 il découvert que certain matériaux délivraient une petite quantité d'électricité quand ils exposées à la lumière. Albert Einstein expliqua le phénomène photoélectrique en1912, mais il fallut attendre le début des années 50 pour sa mise en explication pratique dans la réalisation d'une cellule PV en silicium. [19]

Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie (h ϑ), si cette

énergie est supérieur ou égale à l'énergie de gap de ce semi-conducteur (Eg=Ec-Ev), l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron –trou dans différents points de la jonction . Donc toute particule minoritaire prés de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et le jonction s'oppose uniquement le passage des porteurs majoritaires. Si les photons ont une énergie très supérieur à Eg, ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction .l'excès d'énergie sera transmis sous forme de phonons au réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction.

Si les photons ont une énergie inférieure à Eg ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque. [20]

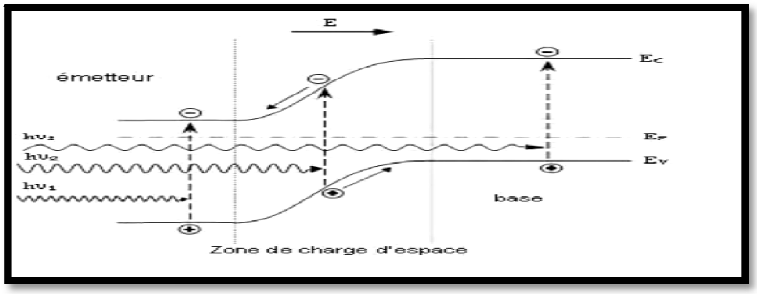


Figure 1.11. *Digrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction*

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones de n et p et dans la zone de charge d'espace .les photoporteurs auront un comportement différent suivant la région: Dans la zone n ou p les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont en envoyés par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électron) ou' ils seront majoritaire on aura un photocourant de diffusion .

Dans la zone de charge d'espace, les paires électron /trous crées par les photons incident sont dissociés par le champ électrique :

Les électrons vont aller vers la région n, les trous vers la région p. on aura un photon courant de génération. Ces deux contributions s'ajoutent pour donner un photo courant résultant Iph. C'est un courant de porteur minoritaire il est proportionnel à l'intensité lumineuse. [19]

I.3.2.4 La technologies des cellules solaires

Les technologies des cellules solaires se divisent en :

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18%	20 à 30 ans	▪Très performant. ▪Stabilité de production d'W. ▪Méthode de production coûteuse et laborieuse	Aérospatiale, modules pour toits, façades,…
Silicium poly cristallin	11 à 15%	20 à 30 ans	▪Adapté à la production à grande échelle. ▪Stabilité de production d'W. ▪Plus de 50% du marché mondial	Modules pour toits, façades, générateurs
Amorphe	5 à 8%		▪Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. ▪Fonctionnement si faible luminosité. ▪Fonctionnement par temps couvert. ▪Fonctionnement si ombrage partiel ▪La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois	Appareils électroniques (montres, calculatrices…), intégration dans le bâtiment

Tab. I.2 : *Comparatif des différentes technologies.*

I.3.2.5 le module photovoltaïque

Les puissances demandées par les charges couramment utilisées nécessitent conjointement des tensions supérieures à ceux que peuvent fournir les cellules élémentaires, il faut donc envisager des groupements .Pour cela les cellule sont assemblées pour former un module .Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la même tension. Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boite de jonction électrique. [21-22]

I.3.2.5.1.Caractéristiques d'un module [23]

Voici la description des paramètres d'un module :

- **La puissance crête PC** : puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standard (25°C et un éclairement de 1000W/m2).

- **La caractéristique I (V)** : courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui –ci .
- **Tension à vide Vco** : tension au bornes du module en absence de tout courant, pour un éclairement « plein soleil ».
- **Courant de court circuit Icc** : courant débité par un module en court circuit pour un éclairement « plein soleil ».
- **Point de fonctionnement optimum (Um , Im)** : lorsque la puissance de crête est maximum en « plein soleil » , Pm=Um .Im .
- **Rendement maximal** : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme** : rapport entre la puissance optimale Pm et la puissance maximale que peut avoir la cellule : Vco, Icc.

I.3.2.6 le panneau photovoltaïque

Afin d'obtenir des puissance de quelques KW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associe les modules en série (augmenté la tension) et en parallèle (augmenté le courant) pour former un panneau (ou champ PV).

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants du panneau PV dépend :

- Des besoins en électricité
- De la taille du panneau
- De l'ensoleillement du lieu d'utilisateur
- De la saison d'utilisateur

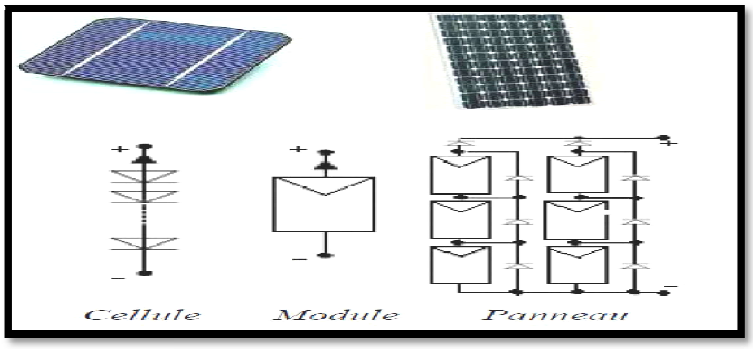


Figure 1.12 . *Cellule, module et panneau photovoltaïque*

I.3.2.7. Repérage d'un site sur la surface terrestre :

Pour repérer un site donné S sur la surface terrestre on définit deux grandeurs :

- **la latitude du lieu** φ :qui représente la distance angulaire du site S par apport au plan de l'équateur φ varie entre -90°et +90° tel que [φ >0 vers le Nord et φ <0 vers le Sud].
- **la longitude du lieu** γ: c'est l'ongle que fait le méridien de Greenwich avec la projection du méridien de lieu sur le plan équatorial.

I.3.2.7.1.Coordonnées du soleil

Pour bien définit les coordonnés du soleil, il convient de spécifier un certain nombre de direction de référence, ou elle varie à chaque instant de la journée de deux manières, par deux systèmes de coordonnées différent : [6]

I.3.2.7.1.1.Par rapport au plan équatorial de la terre

La déclinaison du soleil δ:

La direction du soleil est repérée par rapport au plan équatorial de la terre grâce à un angle δ appelée déclinaison du soleil. Le mouvement du soleil se manifeste par une variation de δ entre deux valeurs extrêmes + δ et -δ par apport à l'équateur terrestre, avec δ0=23,7° ≈ 23.45°

$$\boldsymbol{\delta = 23.45\sin\left[\frac{360}{365}(N-80)\right]} \qquad \textbf{(I.2)}$$

N : le nombre de jours de l'année

L'angle horaire du soleil H :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu passant par le sud .Il mesure la course du soleil dans le ciel. L'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation suivante :

$$\textbf{H=15(TSV-12)} \qquad \textbf{(I.3)}$$

TSV : temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.

H varie entre -180° et +180°.

I.3.2.7.1.2.Par rapport au plan horizontal du lieu

La hauteur du soleil h :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La Hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante :

$$\sin h = \cos H \cos \delta \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi \qquad \textbf{(I.4)}$$

h varie entre + 90°et -90°

on prend : h>0 le jour

h<0 la nuit

h = 0 aux lever et coucher

Azimut du soleil a :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation suivante :

$$\text{Sin a} = (\cos \delta \sin H) / \cosh \qquad \text{(I.5)}$$

a **:**varie entre -180° et +180°

I.3.2.7.2 Coordonnées du capteur [11]

Un capteur quelconque R est définit par deux angles (γ, α) en coordonnées horizontales

La hauteur de la normale du capteur γ :

C'est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal.

γ varie entre -90°et +90° $\begin{cases} \gamma > 0 & \textit{plan tourné vers le haut} \\ \gamma < 0 & \textit{plan tourné vers le bas} \\ \gamma = +90 & \textit{plan tourné vers le haut} \\ \gamma = -90 & \textit{plan horizontal tourné vers le bas} \\ \gamma = 180 & \textit{plan vertical} \end{cases}$

Azimut du capteur $\boldsymbol{\alpha}$:

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud

$\boldsymbol{\alpha}$ Varie entre -180° et +180° $\begin{cases} \boldsymbol{\alpha > 0} & \text{vers l ouest} \\ \boldsymbol{\alpha < 0} & \text{vers l'est} \\ \boldsymbol{\alpha = 0} & \text{plan sud} \\ \boldsymbol{\alpha = -90} & \textit{plan Est orienté vers l Est} \\ \boldsymbol{\alpha = 90} & \textit{plan Ouest orienté vers l ouest} \\ \boldsymbol{\alpha = 180} & \textit{plan Nord orienté vers le Nord} \end{cases}$

I.2.7.3 Angle d'incidence sur un capteur plan

Par définition, l'angle d'incidence **i** est l'angle de la direction du soleil avec la normal au plan.

$$\cos(i)= \cos(\alpha - a)\cos(\gamma)\cos(h) + \sin(\gamma)\sin(h) \qquad \text{(I.6)}$$

I.3.2.8 énergie reçue par un capteur photovoltaïque

le rayonnement solaire globale (G) reçue par un capteur incliné de β par apport à un plans horizontal est composée de deux rayonnement ,direct(S) et diffus(D) . Ses rayonnements varient aléatoirement en fonction de la hauteur du soleil, l'angle d'incidence, des intempéries de l'état de visibilité de l'atmosphère .le calcule de ces rayonnement est très compliqué, on utilise des méthodes approchées. Pour l'Algérie la méthode empirique de PERRIN DE BRICHAMBAUT donne de bons résultats pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur. [12]

I.3.2.8.1 Estimation de l'énergie instantanée (ciel clair) [10]

Les puissances du rayonnement direct ES, diffus ED et global EG reçues par un capteur (α, γ) incliné de β par rapport au plan horizontal sont données par les relations suivantes :

$$\begin{cases} E_S = A\cos(i)e^{\frac{-1}{B\sin(h+2)}} \\ E_D = \left(\frac{1+\cos(B)}{2}\right)D_H + \left(\frac{1-\cos(B)}{2}\right)a^* G_H \; avec \begin{cases} D_H = A'(\sin(h))^{0.4} \\ G_H = A''(\sin(h))^{B''} \end{cases} \\ E_G = E_S + E_D \end{cases} \qquad \text{(I.7)}$$

[ES]=[ED]= [EG]=W/m2

DH : éclairement diffus reçu par une surface horizontale.

GH : éclairement global reçu par une surface horizontale.

a* :l'albédo du sol (coefficient de réflexion du sol.

$$a^* \begin{cases} 0,9 \text{ à } 0,8 \text{ neige} \\ 0,8 \text{ à } 0,4 \text{ sol clair} \\ 0,4 \text{ à } 0,2 \text{ verdure} \end{cases}$$

I.3.2.8.2 Estimation de l'énergie instantanée (ciel couvert) : [10]

Le ciel couvert est un ciel gris totalement rempli de couches nuageuse, plus ou moins denses optiquement, mais au travers desquelles il n'est pas possible de distinguer le disque solaire, dans ces conditions le rayonnement direct est inexistant et le rayonnement global ne

se compose que de rayonnement diffus. Si la couverture nuageuse est homogène on peut considérer que le rayonnement diffus du ciel est isotrope de même que le rayonnement diffus du sol. Le rayonnement global par le ciel couvert est :

$$\mathbf{EG'=ED'=K\ EG\ (1+0.3\ \sin h)} \quad \text{(I.8)}$$

Avec :

K=0.6 pour le ciel bleu foncée.

K=0.3 pour le ciel bleu clair.

K=0.15 pour le ciel bleu laiteux.

Pour Tlemcen on prend le cas de ciel clair (k=0.3).

I.3.2.8.3 Estimation de l'énergie journalière incidente [13]

L'énergie journalière reçue par un capteur plan quelconque dépend en générale de la latitude des couches atmosphériques et des conditions météorologique est donnée par

$$\begin{cases} \mathbf{E_{JS} = \frac{1}{K}\Delta T \sum_{k} E_{DS}} \\ \mathbf{E_{JD} = \frac{1}{K}\Delta T \sum_{k} E_{sD}} \\ \mathbf{E_{JG} = \frac{1}{K}\Delta T \sum_{k} E_{JG}} \end{cases} \quad \mathbf{(I.9)}$$

E : l'énergie instantanée (directe, diffus, globale) incidente sur le capteur.

K : le nombre d'intervalle entre le lever et le coucher sur le capteur.

ΔT : la différence entre le temps du lever et du coucher sur le capteur.

EJ : l'énergie journalière (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur.

I.3.2.8.4 Estimation de l'énergie annuelle incidente

L'énergie annuelle reçue par un capteur d'orientation quelconque est déterminée par un programme de simulation en faisant la somme des énergies journalières :

$$\begin{cases} \mathbf{E_{as} = \frac{1}{K}\sum_{1}^{N} E_{js}} \\ \mathbf{E_{aD} = \frac{1}{K}\sum_{1}^{N} E_{jD}} \\ \mathbf{E_{aG} = \frac{1}{K}\sum_{1}^{N} E_{jG}} \end{cases} \quad \mathbf{(I.10)}$$

Ea : l'énergie annuelle (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur

I.3.2.9 Avantages et inconvénients d'une installation PV

I.3.2.9.1.Avantages : [30]

- **Son carburant est gratuit :**

Le soleil est la seule ressource dont a besoin un panneau solaire. Et le soleil brillera jusqu'à la fin des temps. De plus, la plupart des cellules photovoltaïques sont fabriquées à base de silicium, un matériau abondant et non toxique (second matériau le plus abondant sur Terre).

- **L'énergie solaire photovoltaïque ne génère ni bruit, ni émissions nocives, ni gaz polluants :**

L'électricité solaire utilise seulement l'énergie du soleil comme carburant. Elle ne crée aucun co-produit nocif et contribue activement à réduire le réchauffement climatique.

- **Les systèmes photovoltaïques sont très sûrs et d'une grande fiabilité** :

L'espérance de vie d'un module solaire est d'environ 30 ans**.** La performance des cellules photovoltaïques est généralement garantie par les fabricants pour une durée de 20 à 25 ans.Le photovoltaïque est donc une technologie fiable sur le long terme. De plus, la fiabilité des produits est garantie aux consommateurs

- **Les modules photovoltaïques sont recyclables et les matériaux utilisés pour leur production (silicium, verre, aluminium, etc.) peuvent être réutilisés.**

Le recyclage n'est pas seulement bénéfique pour l'environnement, il contribue également à réduire l'énergie nécessaire pour produire ces matériaux et ainsi à réduire leur coût de fabrication.

- **L'énergie solaire photovoltaïque exige peu de maintenance** :

Les modules solaires ne nécessitent pratiquement aucune maintenance et sont faciles à installer.

- **L'énergie solaire photovoltaïque fournit de l'électricité aux zones rurales les plus isolées :**

Les systèmes photovoltaïques apportent une valeur ajoutée aux zones rurales (en particulier dans les pays en développement où il n'y a pas de réseau électrique disponible).

- **L'énergie solaire photovoltaïque peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments** :

Les modules solaires peuvent couvrir toits et façades, contribuant ainsi à l'autonomie énergétique des bâtiments. Ils sont silencieux et peuvent être intégrés de manière très esthétique

- **L'énergie solaire captée par la terre pendant une heure pourrait suffire à la Consommation mondiale pendant une année :**

Au total, ce rayonnement représente 1.6 milliards de TWh, soit huit mille fois la consommation énergétique annuelle mondiale

I.3.2.9.2. Inconvénients :

Le développement du photovoltaïque est rapide, mais représente encore peu de chose dans le bilan énergétique mondial. L'ensemble des modules existant actuellement produit autant d'énergie que 20 % d'une tranche nucléaire. Ce n'est notamment pas une solution significative pour répondre immédiatement aux enjeux nationaux actuels. [31]

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%)
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru .la fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulation associés soient judicieusement choisis.
- Tributaire des condition météorologiques. Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à230 V alternatif. Or, l'énergie issus du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (<30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur. [33]

I.3.4. Générateur diesel

Dans le cas des installations à sources d'énergie renouvelables autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels. Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (figure I.15), La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse (régulateur de vitesse) sur le moteur diesel [1]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la

vitesse du générateur constante. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

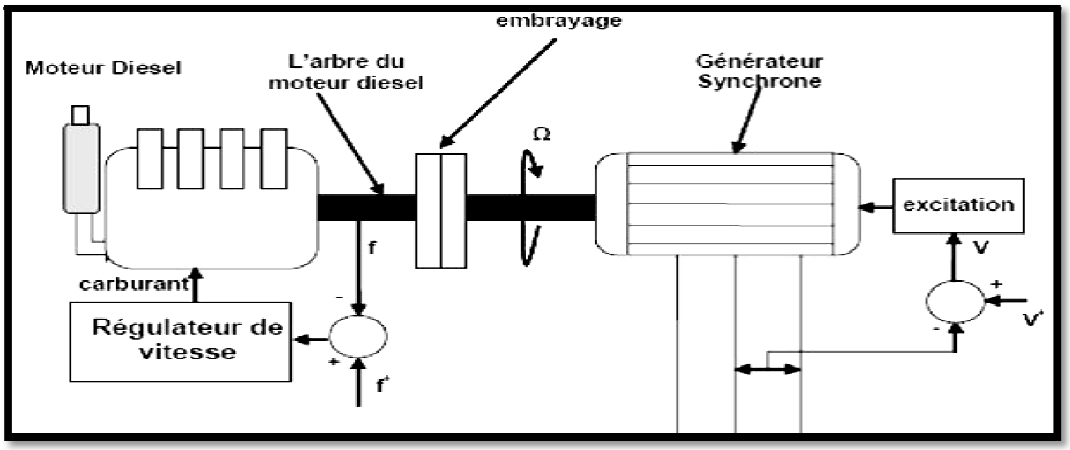


Figure I.13. *Configuration du générateur diesel*

Les réseaux de courant alternatif avec diesel, tout comme ceux interconnectés fournissent pour leurs charges, deux formes d'énergie : active et réactive.

Quand plusieurs générateurs diesels fournissent de l'énergie au réseau, ceux-ci sont connectés généralement à un bus à CA. Dans ce cas, un système de commande doit être utilisé pour une distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels.

I.3.5.Systèmes de stockage electrique

Le stockage d'énergie est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé. Dans la plupart des cas, les batteries représentent encore la technologie la plus rentable. Elles sont d'habitude du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. La technologie des batteries plomb-acide bénéficie en effet d'avantages, tels son faible coût (par rapport à d'autres technologies) et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent. Cette technologie est par ailleurs largement disponible dans le commerce. Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides à fin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [4].

L'emploi des batteries plomb-acide est sujet à des contraintes qu'il est nécessaire de respecter pour garantir son bon fonctionnement et sa longévité. Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Les cycles répétés de

charge/décharge aléatoires doivent être évités. Leur état de charge ne doit pas atteindre de valeurs extrêmes pour éviter toute dégradation prématurée [22].

I.3.6. Système de supervision

La plupart des systèmes hybrides comportent une certaine forme de commande. Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants, Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs diesels, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour les différents types de charges.

I.3.7.Convertisseurs statiques (DC/DC) (DC/AC)

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu (CC) en à courant alternatif (CA) et vice-versa.

Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

- ✓ Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC, Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement ils sont généralement monophasés ou triphasés.
- ✓ Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu' ils imposent leur propre fréquence à la charge.
- ✓ Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC pour adapter la tension entre deux sources.

I.3.8. Charges

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont

les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

I.4. Structure des systèmes de génération

En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels (GD) et d'au moins une source d'énergie renouvelable, un SEH peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un system de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Celles-ci sont résumées dans la Figure I-14. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [10] : un bus à CC pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution.

Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système, L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie. Ainsi, dans un SEH avec des batteries de stockage et charges auxiliaires, s'il existe un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelable et des diesels), celui-ci passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle : charge et source.

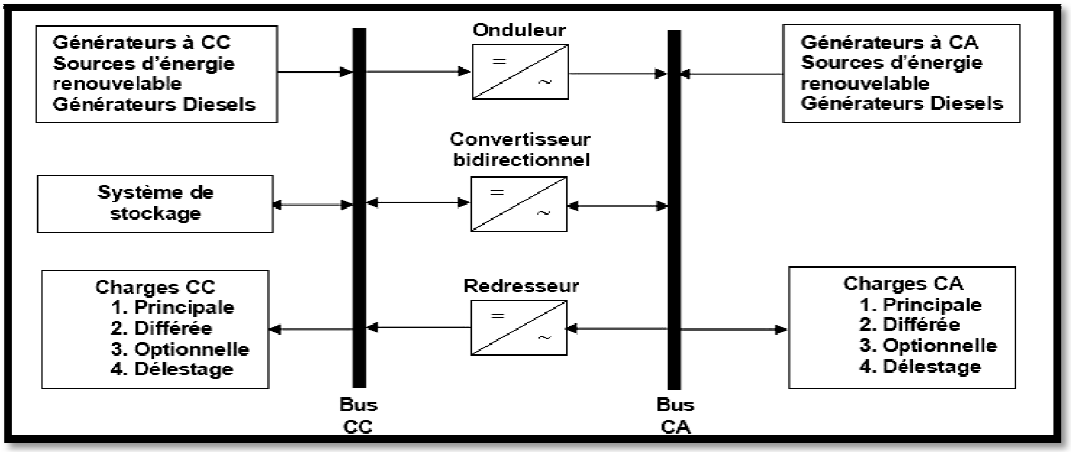


Figure I.14. *Architecture des SEH*

I.4.1. Les systèmes autonomes et isolés

On peut potentiellement envisager l'utilisation d'un système d'énergie hybride via des alternatives énergétiques possédant les même propriétés que les hydrocarbures tel que : Les énergies renouvelable pour tout système nécessitant de l'énergie. Néanmoins, aujourd'hui, la mise en application de ce type de systèmes reste encore limitée aux sites isolés, Il reste à fournir d'importants efforts de recherche et de développement afin de démontrer leur viabilité et d'identifier des applications bien adaptées à leur utilisation. Des recherches sont en cours pour améliorer le coût et le rendement des composants du système (rendement des panneaux solaires, des aérogénérateurs, convertisseurs, etc.), On recense à l'heure actuelle de nombreux projets de réalisation de systèmes électriques, intégrant entre autres, des sources renouvelables et un stockage d'énergie via batteries de stockage et hydrogène, installation isolée.

I.4.2. Configuration de bus dans les systèmes hybrides

Les générateurs électriques d'un SEH peuvent être connectés en différentes configurations. Ces configurations constituées par des sources d'énergies renouvelables, des batteries et des générateurs diesels se résument en trois types :

Architecture à Bus CC (bus à courant continu) et architecture à Bus CC-CA (la connexion mixte, bus à CA et bus à CC) [12], architecture à Bus CA (bus à courant alternatif) [8]. Nous présenterons ci-après, une description ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

I.4.2.1. Architecture à bus à CC

Cette technologie est née du besoin de coupler des consommateurs CA (plage de puissance moyenne) avec des générateurs CC et, de plus, de charger la batterie du côté CC par le biais d'un groupe électrogène (à ce propos, voir la figure I.17.). Ces configurations d'installation servent à l'alimentation de consommateurs éloignés (par ex. petites entreprises ou fermes). La plage de puissance globale est située entre 1 et 5 kW, la tension CC allant de 12 à 48 V.

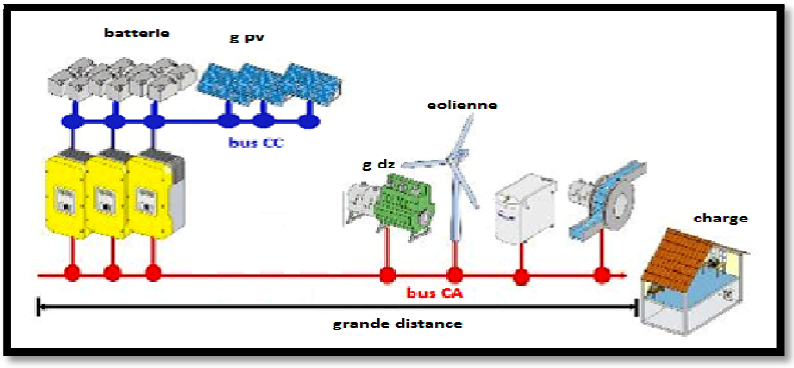


Figure I.15. *Petits systèmes de puissance CA avec composants couplés du côté CC [30]*

Un couplage CC (toute l'énergie converge vers un bus CC)[5][7]. Dans le système hybride présenté dans la (figure I-20), la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC. Le ou les générateur(s) diesel(s) sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges à CA, Les générateurs diesels ne peuvent donc pas alimenter les charges à CA directement. L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence [11], Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge, alors que le générateur diesel est dimensionné pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable. Les avantages et les désavantages d'un tel système sont présentés ci-après.

Avantages

- La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande.

- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à
- fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75-85 %.

Inconvénients

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.
- Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge.

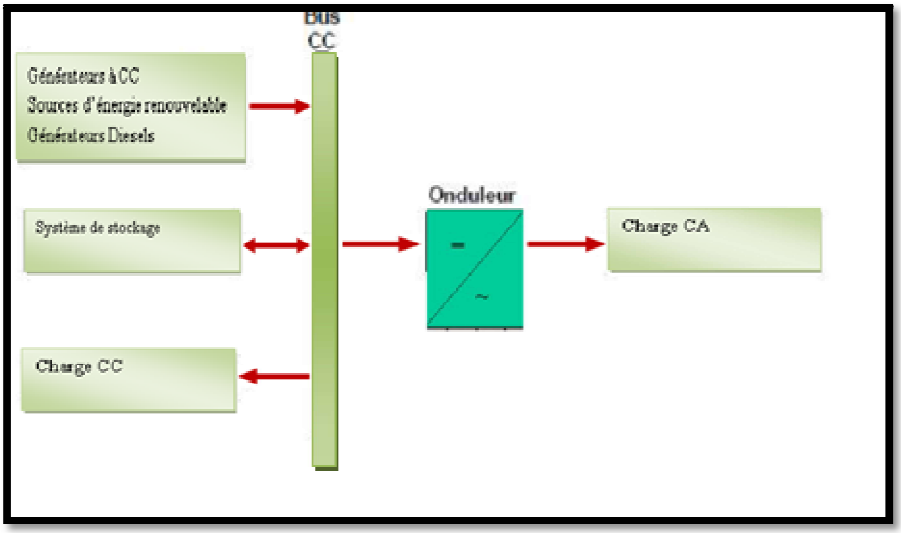


Figure I.16. *Configuration du SEH à bus CC*

I.4.2.2. Architecture mixte à bus à CC/CA

La configuration à deux bus, à CC et à CA, est présentée dans la (figure I-17), Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure (un couplage CC).

Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur, Le ou les générateur(s) diesel(s) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [13], [28], Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les

batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé. Pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue [3] [27].

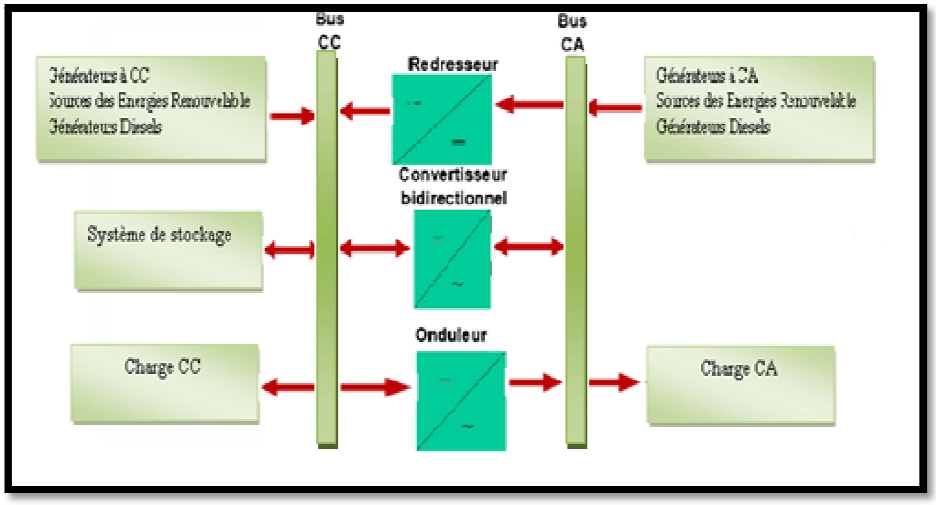


Figure I.17. *Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA*

Avantages

Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le

- niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge.La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter
- la capacité du système d'alimenter les pics de charge.

Inconvénients

La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement

- parallèle (l'onduleur doit être capable de fonctionner en autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en sortie avec les tensions en sortie du GD).

I.4.2.3. Configuration de bus CA

De nouvelles approches sont proposées pour améliorer la modularité par un couplage CA (toute l'énergie converge vers un même bus CA) [32][34]. Toutes les sources de Productions

sont reliées au bus AC via des convertisseurs sauf le générateur diesel qui peut fixer la fréquence de bus.

- ***L'aspect pratique de la configuration de bus exclusivement CA.***

Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateurs du côté CA (voir figure I.18.) permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires. En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles. Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants. Ces structures peuvent être utilisées pour l'alimentation de tous les consommateurs électriques, y compris dans les régions rurales des pays en voie de développement et des pays nouvellement industrialisés dans lesquels l'électricité, l'approvisionnement en eau et la purification de l'eau potable sont des besoins vitaux.

L'ingénierie des systèmes modulaires avec couplage du côté CA a été développée pour la première fois par l'Institut national de l'énergie solaire (ISET, Université de Kassel) et par l'entreprise SMA Technologie AG.

L'utilisation du courant alternatif présente plusieurs avantages et inconvénients :

Avantages

- ✓ Un découplage des différentes sources de production, ce qui permet d'agir de façon assez indépendante les unes sur les autres .
- ✓ Le générateur diesel peut fixer la tension et la fréquence de bus (AC).
- ✓ Capacité d'augmenter et de réduire la tension à l'aide d'un simple dispositif passif (transformateur);
- ✓ Appareillage de connexion bon marché et disponible facilement;
- ✓ Les circuits triphasés produisent un champ magnétique rotatif permettant des moteurs compacts et efficaces;
- ✓ La fréquence peut être utilisée comme moyen de contrôle (dérive de fréquence) [35].

Inconvénients

- ✓ Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs .

- ✓ La connexion de toutes les sources sur un bus à CA complique le système de commande

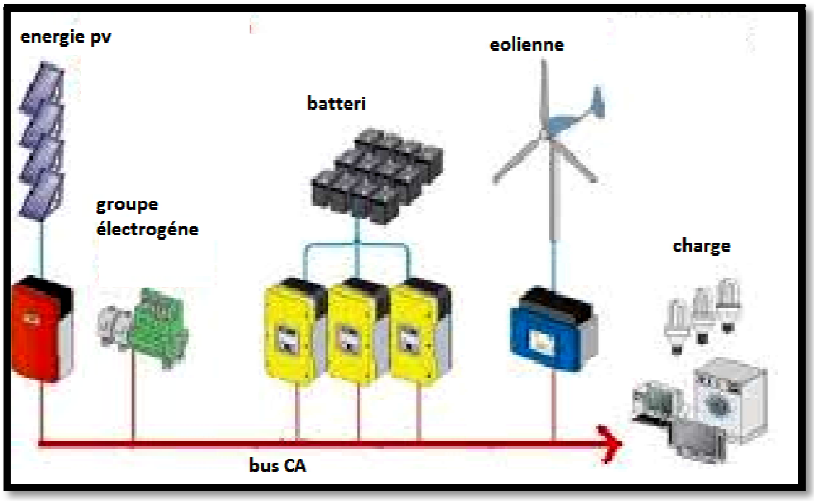


Figure I.19. *Configuration de bus CA*

I.5. Commande des SEH

Le problème principal dans la commande de SEH est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, malgré les grandes variations de l'énergie produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus à CA dans des limites acceptables. Les variations de la production sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables.

Deux aspects principaux doivent être pris en compte dans la commande du SEH :

1. La stratégie de fonctionnement, qui implique des décisions liées au flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système,

2. La qualité de l'énergie, à l'échelle des secondes ou millisecondes. Cela concerne la stabilité de la fréquence et de la tension, les protections, etc.

I.6 Stratégie de fonctionnement

La stratégie de fonctionnement est un algorithme qui permet au système de supervision d'un SEH de décider combien et quels générateurs il faut mettre en marche, quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible [36] [16]. Le fonctionnement d'un SEH dépend des paramètres suivants :

- Le profil de charge : les variations diurnes, les variations saisonnières, les pics et les creux, etc.
- Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, l'écart type, la fréquence des événements, les valeurs extrêmes, les variations diurnes et saisonnières, etc, Les caractéristiques des générateurs classiques : le type de carburant, les limites de fonctionnement, etc.
- La configuration du système : le nombre et les types de composants (les sources d'énergie renouvelable, les sources classiques, les charges contrôlables, les types de stockage, les convertisseurs de puissance, etc.)
- Les normes de qualité de l'énergie : les exigences en ce qui concerne les variations de la fréquence et de la tension. Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces dans des applications particulières, en fonction des objectifs du système et les caractéristiques présentées ci-dessus. Une brève description de quelques stratégies de fonctionnement est donnée ci-après.

Conclusion

Une brève description des systèmes d'énergies hybride a été présentée dans ce chapitre.
Les principales notions liées a la technologie utilisée dans les systèmes a énergies hybrides
Ont été données. Notre travail portant sur un système hybride compose d'une éolienne, des
Panneaux photovoltaïques et des batteries de stockage.
Le prochain chapitre sera consacre pour l'étude de la Modélisation et Commande d'un
générateur photovoltaïque.

Introduction

L'énergie solaire est la source d'énergie la plus abondante parmi les énergies renouvelables. L'électricité photovoltaïque est obtenue par transformation directe de la lumière des rayonnements solaires en électricité, au moyen de cellules photovoltaïque.

Nous nous intéressons dans ce chapitre à la conversion photovoltaïque ; dans un premier temps, nous décrirons brièvement la structure et le fonctionnement des cellules et des générateurs photovoltaïques ; dans un environnement Matlab Simulink. Ainsi, nous étudierons l'influence des paramètres météorologiques (Température et Eclairement) et des paramètres internes (résistances série et shunt) sur le comportement électrique d'une cellule solaire. Deux modèles de GPV seront abordées dans ce chapitre, à savoir, le modèle à une seule exponentielle et le modèle à deux exponentielles.

II.1. Cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont des dispositifs à semi-conducteurs, elles sont généralement faites du silicium sous ses différentes formes. Elles ne mettent en œuvre aucun fluide et ne contiennent pas de substances corrosives, ni aucune pièce mobile. Elles produisent de l'électricité du moment qu'elles sont exposées au rayonnement solaire. Elles ne nécessitent pratiquement aucun entretien ; elles ne polluent pas et ne produisent aucun bruit. Les cellules photovoltaïques sont donc la façon la plus sûre et la plus écologique de produire de l'énergie. Plusieurs technologies ont vu le jour; chacune propose un type de cellule avec un rendement et un coût qui lui est propre.

II.2. Structure d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet Photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée a la lumière. La structure de base d'une cellule PV est une jonction PN (Figure II.1) constituée de la manière suivante : un cristal semi-conducteur dopé P est recouvert d'une zone mince dopée N (quelques millièmes de mm). Entre les deux zones se développe une jonction. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode, tandis qu'une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du millimètre. Il est à noter que les cellules photovoltaïques peuvent être réalisées à partir des diodes Schottky (métal déposé sur un semi-

conducteur de type P ou N). Réciproquement, le fonctionnement d'une jonction P-N (dont le semi-conducteur de type P est fortement dopé) est analogue à celui d'une diode Schottky. Un rayon lumineux frappe le dispositif peut pénétrer dans le cristal à travers la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode. Le dessus et le dessous de la cellule doivent alors être recouverts de contacts métalliques pour collecter l'électricité générée.

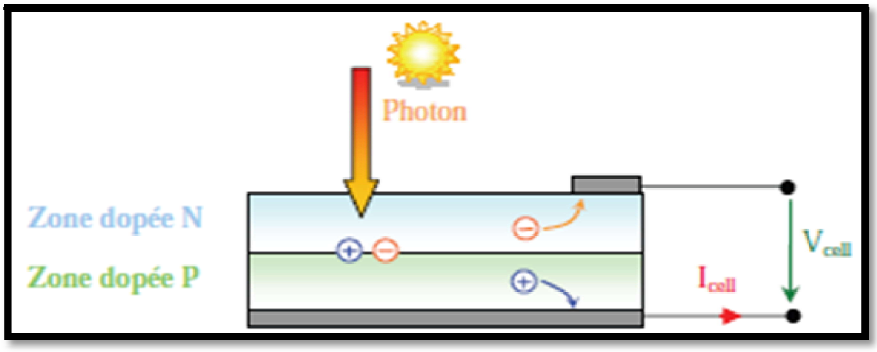


Figure II-1. *Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium (jonction P-N).*

II.3. Principe de fonctionnement

Le phénomène de conversion photovoltaïque est dû à la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière, selon le concept décrit ci-après, Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie de photon ($\mathbf{W_{Ph} = h_P \frac{c}{\lambda_{Ph}}}$) avec $\boldsymbol{\lambda_{Ph}}$ représente la longueur d'onde, **h** constante de Planck et **c** la vitesse de la lumière. Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap **(Wg)** de ce semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence BV à la bande de conduction BC en laissant un trou derrière, d'où l'apparition des paires électron trou dans la jonction[11]. Donc toute particule minoritaire prés de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement au passage des porteurs majoritaires.

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons de valence ont tendance à être " arrachés / décrochés : si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique.

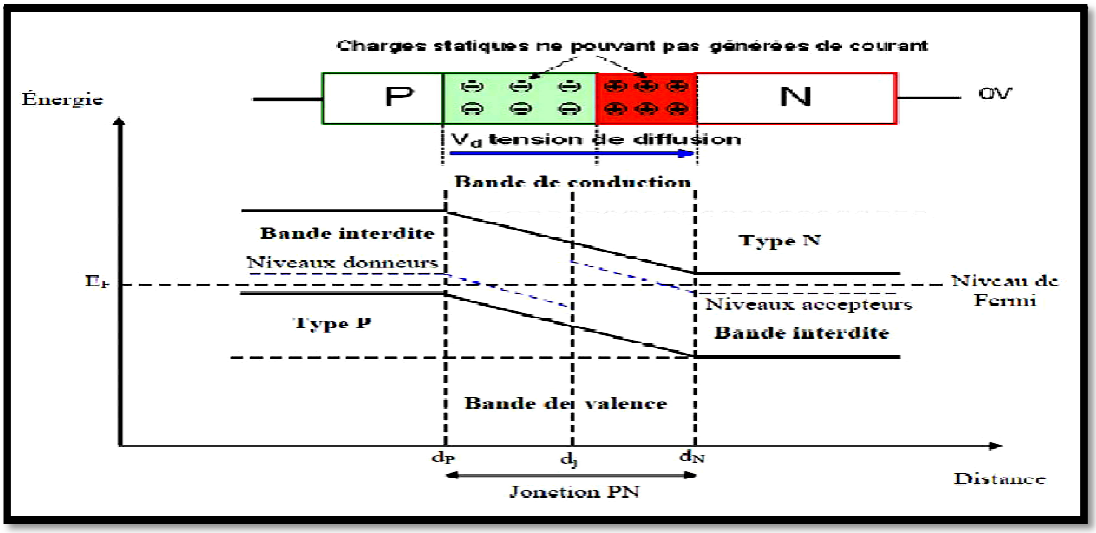


Figure II.2. *Diagramme de bandes d'énergie au voisinage de la jonction P-N.*

Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique, c'est l'effet photovoltaïque

II.4. Regroupement des cellules

II.4.1. Regroupement en série (modules)

Dans un groupement en série, les cellules sont traverses par le même courant et la Caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par adition des tensions a courant donne. L'équation résume les caractéristique électriques d'une association série de (Ns) cellules .

$$V_{co} = N_s * V_{so}; I_{cc} = I_c \qquad \textbf{(II-1)}$$

Icc: courant de court circuit de Ns cellules en série.

Vco: la somme des tensions en circuit ouvert de Ns cellules en série

La figure (II-3) montre un schéma de l'associant en série *ns* cellules identiques.

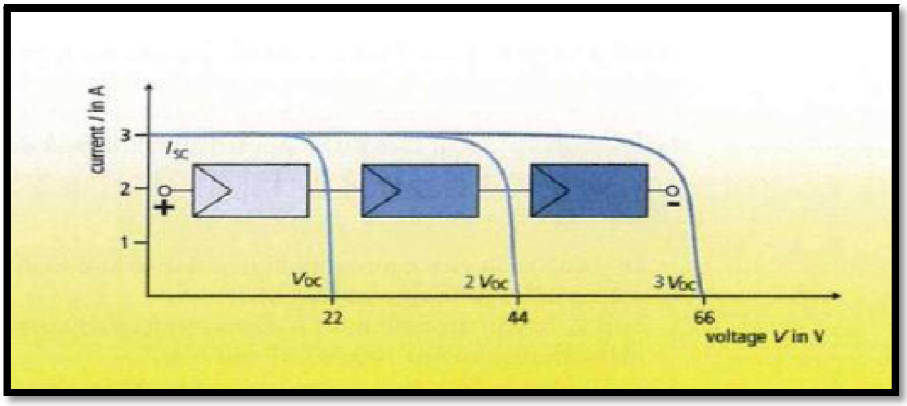


Figure II.3 . *schéma d'un groupement en série de ns cellules identique*

La puissance des modules PV s'exprime en Watts-crête (Wc) ou en Watts-peak (Wp). Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous les conditions standards de fonctionnement, [49,50, 51].

II.4.2. Regroupement des modules en parallèle (Les champ)

Une association parallèle de (NP) cellule figure (II.4) est possible et permet d'accroitre le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants [49].

$$\mathbf{I_{cc} = N_s * I_c} \qquad \text{(II-2)}$$

Icc : la somme des courants en circuit ouvert de Ns cellules en série

Vco : la tension en circuit ouvert de Np cellules en parallèle L'association série et parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau Photovoltaïque .

La figure II-4 montre un schéma de l' associant en parallèles *np* cellules identiques.

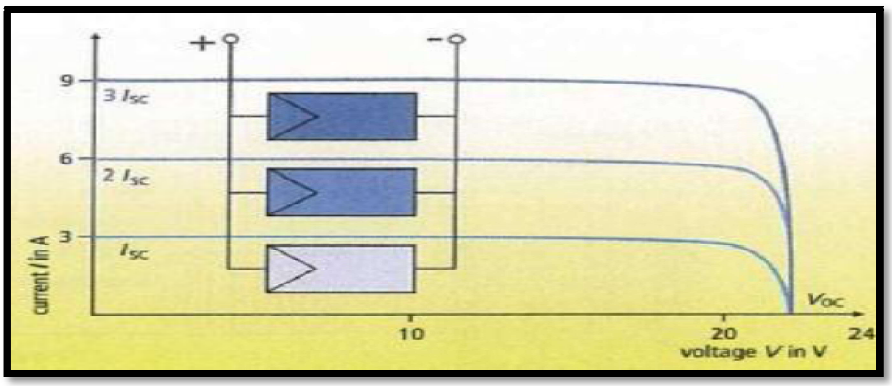


Figure II.4 : schéma représente le groupement en parallèle de *np* cellules identiques

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous, ce qui peut être généralisé sur une gamme de Ns modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant.

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque [41]. Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque ou générateur photovoltaïque GPV



Figure II-5. *Champ photovoltaïque.*

II.5. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

L'objectif, est d'obtenir la caractéristique de la puissance fournie au bus continu, P_{PV}, en fonction des conditions météorologiques et électriques, c'est-à-dire l'éclairement dans le plan des panneaux, leur température ainsi que le niveau de tension du bus continu.

II.5.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque à une seule diode

Nous souhaitons obtenir les caractéristiques tension/courant et tension/puissance et déterminer la puissance maximale que peuvent fournir chacun des deux groups de panneaux, pour un ensoleillement et une température donnés. Un travail de comparaison, en terme de simplicité, de temps de calcul et de précision a été effectué en [52] et sa nous a permis de choisir le model a une diode pour notre modélisation.

II.5.1.1. Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque à une diode

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque comprend un générateur de courant qui modélise l'éclairement et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN, mais le Schéma équivalents réel tient compte de l'effet résistifs parasite du a la fabrication, il est Représente sur le schéma équivalent par deux résistances (figure II.6).

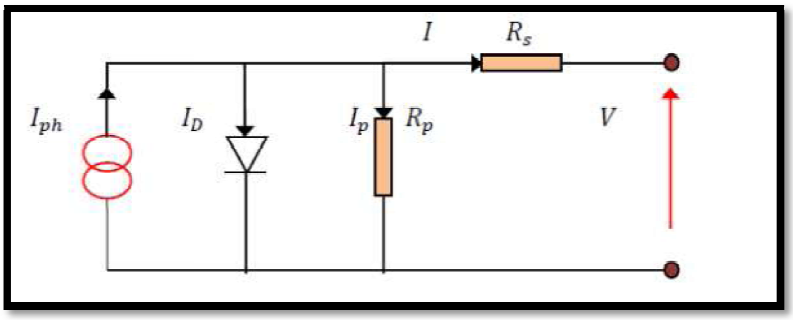


Figure II-6. *Schéma équivalent d'un cellule photovoltaïque à une diode*

II.5.1.2. Modèle mathématique d'une cellule photovoltaïque à une diode

Le modèle mathématique est donné par l'équation suivante :

$$\mathbf{I = I_{ph} - I_d - I_{sh}} \qquad \textbf{(II-3)}$$

$$\mathbf{I = I_{Ph} - I_0\left[\exp\left(\frac{q(V + R_S I)}{N_{CS}.\,Gamma.\,k.\,T_c}\right) - 1\right] - \frac{V + R_S}{R_{sh}}} \qquad \textbf{(II.4)}$$

Telle que :

I : Courant fourni par la cellule photovoltaïque (A).

V : Tension aux bornes de la cellule (V).

Iph : Photo-courant, proportionnelle à l'irradiation G, avec une correction en fonction de TC (A).

$$\mathbf{I_{Ph} = [I_{Ph\,ref} - \mu_{ISc}(T_C - T_{C\,ref})]\frac{G}{G_{ref}}} \qquad \textbf{(II.5)}$$

G et Gref : Irradiation efficace et référence (W / m²).

TC et TC ref : Température de la cellule efficace et de la référence (° K).

μ_{ISc}= Coefficient de température du courant photoélectrique (ou court-circuit).

Io = Courant de saturation inverse, en fonction de la température (A)

$$I_0 = I_{0\,ref}\left(\frac{T_C}{T_{C\,ref}}\right)^3 . exp\left(\frac{qE_g}{Gamma.K}\left(\frac{1}{T_{C\,ref}} - \frac{1}{T_C}\right)\right) \qquad \textbf{(II.6)}$$

Rs = Résistance série (ohm).

Rsh = Résistance du shunt (ohm).

q = La charge de l'électron = $1{,}6\times10^{-19}$ Coulomb.

k = constante de Boltzmann = $1{,}38\times10^{-/////}$J / K.

Gamma : Le facteur de qualité de la diode, normalement entre 1 et 2.

NCS = Nombre de cellules en série.

II.5.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque à deux diodes

II.5.2.1. Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque à deux diodes

C'est le modèle qui décrit le mieux la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque, trois mécanismes essentiels sont pris en compte [55][56][57] :

- Le mécanisme de recombinaisons dans les régions quasi-neutres, modélisé par un terme exponentiel *Id1* comportant un courant de saturation *Is1*.
- Le mécanisme de recombinaisons dans la zone de charge d'espace, représenté par un terme exponentiel *Id2* comportant un courant de saturation inverse *Is2*.
- Le troisième mécanisme pris en compte est l'effet Joule qui se traduit par des pertes d'énergie dans les résistances série *Rs* et shunt *Rsh*.

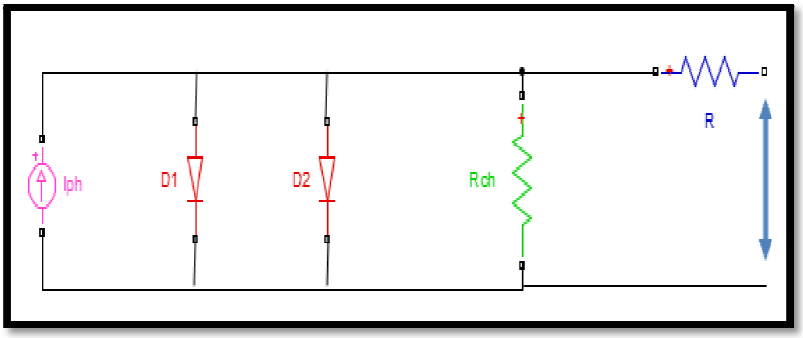


Figure II.7. *Schéma électrique équivalent du modèle à deux exponentielles de la cellule solaire.*

II.5.2.1. Modèle mathématique d'une cellule photovoltaïque à deux diodes

Le modèle mathématique est donné par l'équation suivante :

$$\mathbf{I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh}} \qquad \textbf{(II.7)}$$

$$\mathbf{I = I_{ph} - I_{01}\left[\exp\left(\frac{q(V + R_S I)}{N_C.\,Gamma.\,k.\,T_C}\right) - 1\right] - I_{02}\left[\exp\left(\frac{q(V + R_S I)}{N_C.\,Gamma.\,k.\,T_C}\right) - 1\right] - \frac{q(V + R_S I)}{R_{sh}}} \quad \textbf{(II.8)}$$

I : Courant fourni par le module de (A).

V : Tension aux bornes du module (V).

Iph : Photo-courant, proportionnelle à l'irradiation G, avec une correction en fonction de TC (A).

$$\mathbf{I_{Ph} = [I_{Ph\,ref} - \mu_{ISc}(T_C - T_{C\,ref})]\frac{G}{G_{ref}}} \quad \textbf{(II.9)}$$

$$\boldsymbol{I_{Ph} = \left[1 + \left(T_C - T_{C\,ref}\right).5.10^{-4}\right]\frac{G}{G_{ref}} * I_{Ph\,ref}} \quad \textbf{(II.10)}$$

G et Gref = Irradiation efficace et de référence (W / m²).

TC et TC ref = Température de cellule efficace et de référence (° K).

μ_{ISC}= Coefficient de température du courant photoélectrique (ou court-circuit).

Io = Courant de saturation inverse, en fonction de la température (A)

$$\mathbf{I_{01} = K_1(T_C)^3.\exp\left(\frac{E_g}{T_C K}\right)} \quad \textbf{(II.11)}$$

$$\mathbf{I_{02} = K_2(T_C)^{2.5}.\exp\left(\frac{E_g}{T_C K}\right)} \quad \textbf{(II.12)}$$

$K_1 = 1.2\frac{A}{m^2}K^3$ $K_2 = 2.9 * 10^5\frac{A}{m^2}K^{5/2}$

k = constante de boltzman.

II.6. Modélisation d'un générateur (champ) photovoltaïque (GPV)

II.6.1. Modélisation d'un générateur (champ) photovoltaïque à une seule diode

II.6.1.1. Modèle électrique d'un champ photovoltaïque à une diode

Chaque group de panneau est une association série/parallèle de NS.NP panneau élémentaires. Si touts les panneaux sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le GPV suivant :

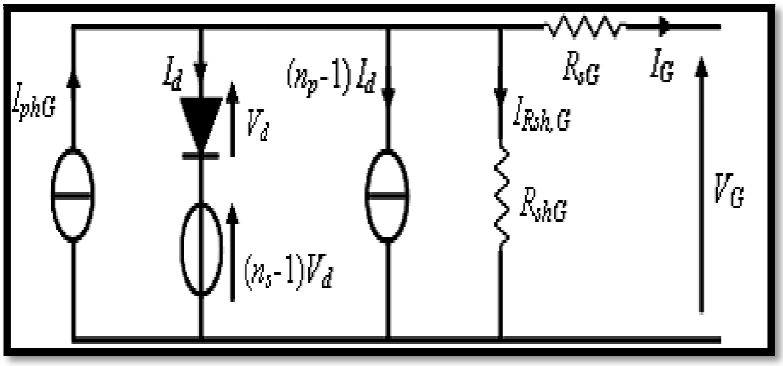


Figure II-8. *Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux, modèle 1diode*

II.6.1.2. Modèle mathématique d'un champ photovoltaïque à une diode

Nous adoptons dans ce qui suit, les notations suivantes :

$$I' = N_{PP} * I \qquad V' = N_{PS} * V \qquad R'_s = \frac{N_{PS}}{N_{PP}} R_S \qquad R'_P = \frac{N_{PS}}{N_{PP}} R_P$$

Nous obtenons, une fonction implicite de la forme :

$$\mathbf{I' = I_{pp} * I_{ph} - N_{pp} * I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V' + I'R'_S)}{N_{PS}N_{CS}.Gamma.k.T_C}\right) - 1\right] - \frac{(V' + R'_S I')}{R'_{sh}}} \qquad \textbf{(II.13)}$$

II.6.1.2.1. Paramètres *externes*

Ce sont des paramètres pouvant être détermines à partir des courbes I(V) ou de l'équation caractéristique . Les plus usuels sons les suivants [15] :

Courant de court-circuit Icc C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (Rs nulle, Rsh infini) ce courants confond avec le photo-courant Iph.

Dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (II-11) et on obtient

$$\mathbf{I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(R_S I_{cc})}{N_{cs}.Gamma.k.T_C}\right) - 1\right] - \frac{R_S I_{cc}}{R_{sh}}} \qquad \textbf{(II.14)}$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance serie est faible), on peut négliger le terme $\mathbf{I_0 \left[\exp\left(\frac{q(R_S I_{cc})}{N_{cs}.Gamma.k.T_C}\right) - 1\right]}$ devant $\mathbf{I_{ph}}$

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors celle donnée par l'expression

$$\mathbf{I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_S}{R_{sh}}}} \qquad \textbf{(II.15)}$$

- Tension de circuit ouvert Vco :

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le GPV est nul (la tension maximale d'une.photopile ou d'un générateur PV). Son expression est déduite de l'expression suivante :

$$\mathbf{0 = I_{ph} - I_0\left[\exp\left(\frac{qV_{C0}}{N_{cs}.Gamma.k.T_C}\right) - 1\right] - \frac{V_{C0}}{R_{sh}}} \qquad \textbf{(II-16)}$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inferieure à $\mathbf{V_{C0} = \frac{N_{cs}.Gamma.k.T_C}{q}.\ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right)}$

II.6.2. Modèle électrique d'un générateur (champ) photovoltaïque à deux diodes (GPV)

Le modèle électrique de générateur photovoltaïque est donné par la figure suivante

II.6.2.1. Modèle électrique d'un champ photovoltaïque à deux diodes

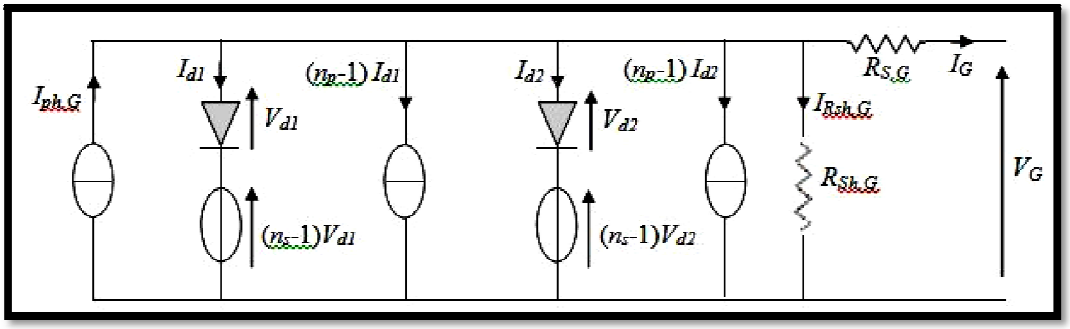


Figure II.9: *Schéma électrique équivalent d'un générateur photovoltaïque*

II.6.2.2. Modèle mathématique d'un champ photovoltaïque à deux diodes

Nous adoptons dans ce qui suit, les notations suivantes :

$$I'_1 = N_{pp} * I_{01} \qquad I'_2 = N_{pp} * I_{02} \qquad V'_1 = N_{ps} * V \qquad R'_S = \frac{N_{ps}}{N_{pp}} R_S$$

$$\mathbf{R'_P = \frac{N_{ps}}{N_{pp}} R_p + \frac{N_{ps}}{N_{pp}} R_p(\alpha - 1)e^{-5.5*G/G_{ref}}} \qquad \textbf{(II.17)}$$

Alors on obtient, une fonction implicite de la forme

$$\mathbf{I' = N_{pp} * I_{ph} - I'_1\left[\exp\left(\left(\frac{q(V' + I'R'_S)}{N_{PS}N_{CS}.Gamma.k.T_C}\right) - 1\right)\right] - I'_2\left[\exp\left(\left(\frac{q(V' + I'R'_S)}{N_{PS}N_{CS}.Gamma.k.T_C}\right) - 1\right)\right] - \frac{(V' + R'_S I')}{R'_{sh}}} \qquad \textbf{(II.18)}$$

II.7. Résultat de la simulation de GPV à une seule diode

La figure suivante la caractéristique I(V) et P(V) du générateur photovoltaïque en utilisant le modèle à une diode étude lors d'un fonctionnement sous les conditions standards. (Tc=25C° et Gref=1000 W/m2).

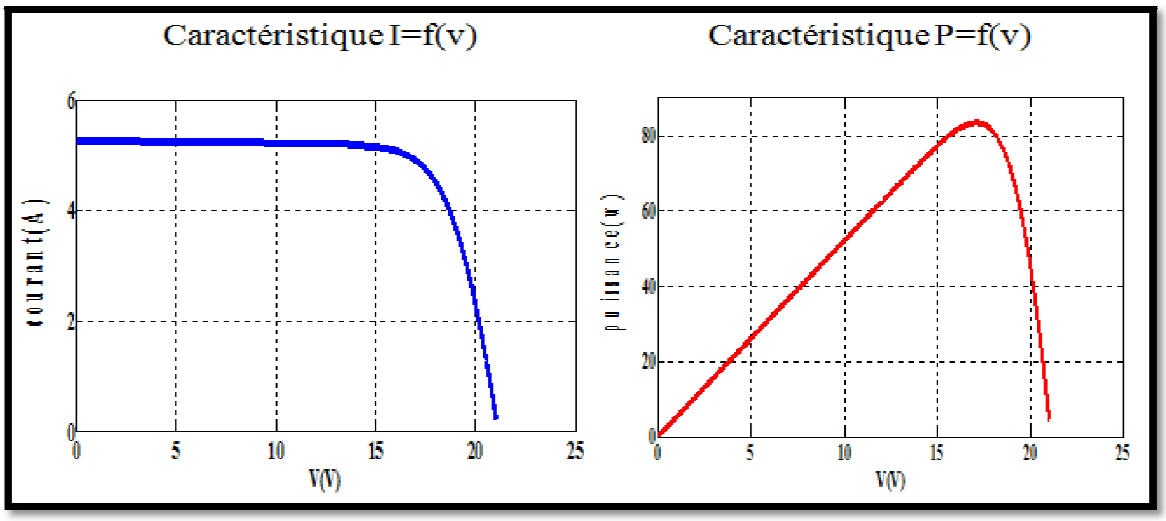


Figure II.10: Caractéristiques obtenues pour les conditions standards d'éclairement 1000 W/m² et de température 25 °C.

II.7.1. Influence de l'éclairement

Le photo-courant Iph est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou aux flux lumineux G.

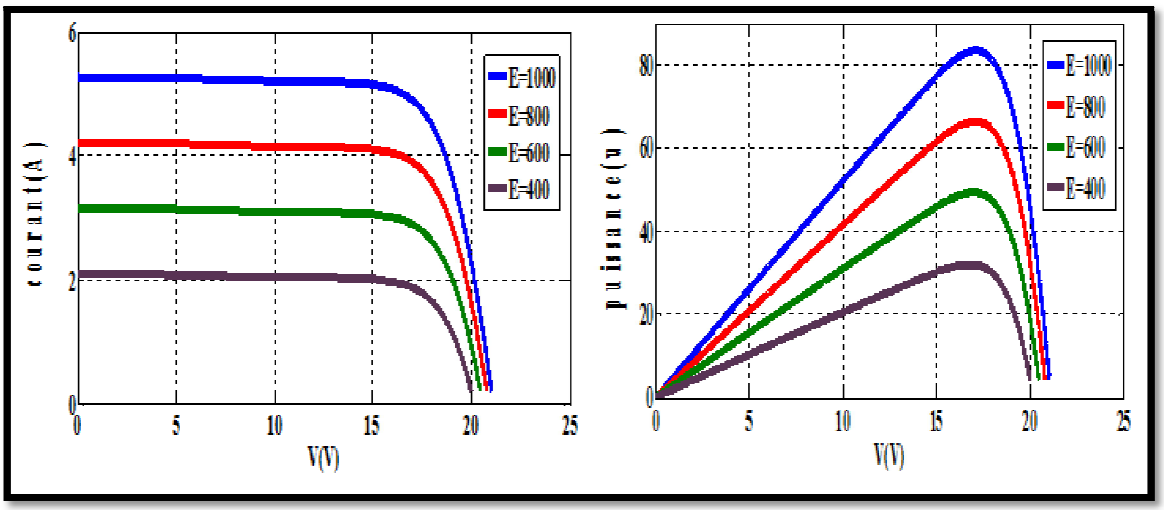


Figure II.11 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V).

Les figures représentent les caractéristiques I(V) et P(V) d'un panneau photovoltaïque sous diverses valeurs d'éclairement. A chacune de ces valeurs de G, correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir le panneau. Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert VCO, suite à une chute du flux lumineux

II.7.2. Influence de la température

Si la température augmente, le photo-courant augmente, implique le courant augmente. Par contre la tension du circuit ouvert VCO engendre une diminution.

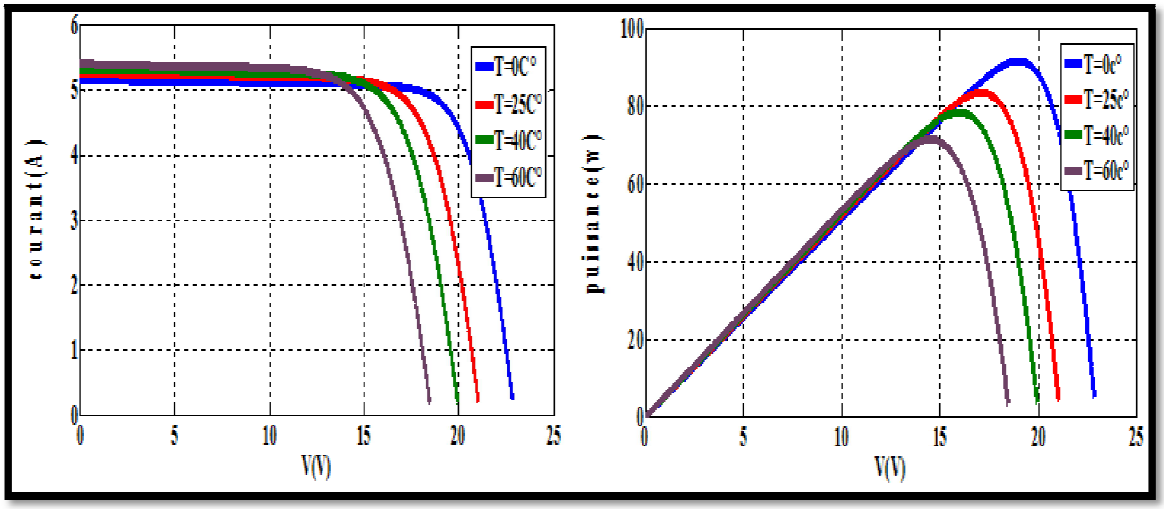


Figure. II.12 : Influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V).

L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible. On résume, un niveau d'ensoleillement élevé favorise la production d'électricité par l'effet photovoltaïque, tandis que les températures élevées diminuent le rendement des panneaux.

II.7.3. Influence du branchement série parallèle sur les caractéristiques I(V) et P(V)

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée comme indique la figure suivante.

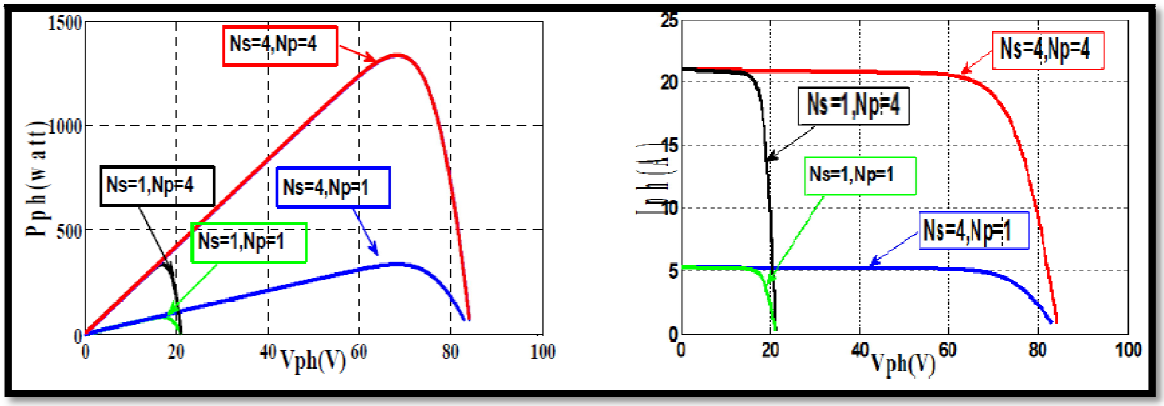


Figure. II.13 : Influence du branchement série parallèle sur les caractéristiques I(V) et P(V)

II.8. Modélisation des accumulateurs électrochimiques

Les deux types de batteries, utilisés le plus couramment, notamment dans les systèmes photovoltaïques, sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb acide) et les batteries avec accumulateurs au Nikel-cadmium (Ni-Cd). La batterie au plomb-acide est la plus connue, aussi c'est sur celle-ci que notre étude se base.

Le circuit sur la figure décrit les caractéristiques d'une batterie plomb-acide d'une manière complète, pourtant très simplifiée, rapportée par Lu, Liu et Wu [22] ;

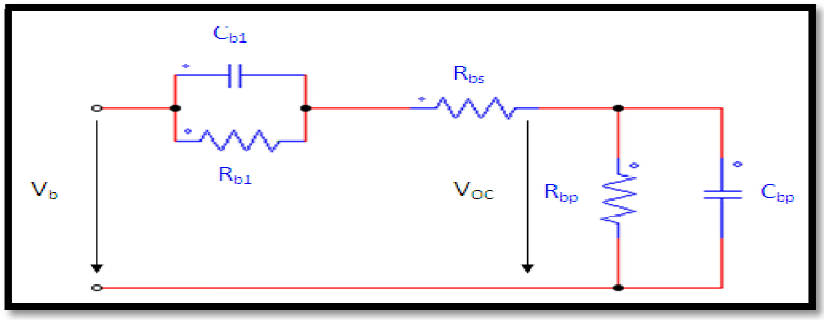


Figure. II.14: Modèle équivalent d'une batterie plomb-acide.

Cbp : est la capacité de la charge de la batterie

La résistance interne de la batterie est représentée par les deux résistances Rbs et Rb1 en série. La résistance en bloc d'électrolyte et de plaques est représentée par la résistance Rbs, tandis que la résistance Rb1 représente la diffusion d'électrolyte. Ceci représente la tension du circuit ouvert de la batterie dés qu'une charge est reliée, de même on peut observer un saut soudain de tension avec l'application d'un courant de remplissage. C'est le fabriquant qui spécifie les valeurs de ces résistances et capacités.

La décharge spontanée, est représentée par la résistance Rbp parallèle avec le condensateur principal Cbp. Elle est provoquée par électrolyse de l'eau aux tensions élevées et par la fuite lente à travers les bornes de batterie aux basses tensions [14]

La constante de temps est donnée par : $\tau_{b1} = R_{b1}C_{b1}$

L'impédance équivalente d'entrée d'une batterie plomb-acide s'exprime par la fonction de transfert suivante :

$$\mathbf{z(S)} = \frac{\mathbf{a_2S^2 + a_1S + a_0}}{\mathbf{b_2S^2 + b_1S + b_0}} \quad \textbf{(II.19)}$$

$$\mathbf{z(p) = Rbs + (Rb1 \| Cb1) + (Rbp \| Cbp)} \quad \textbf{(II.20)}$$

$$\mathbf{Z(s) = Rbs + \frac{Rb1}{Rb1 * Cb1\ S+1} + \frac{Rbp}{Rbp * Cbp\ S+1}} \quad \textbf{(II.21)}$$

Les facteurs a1, a2, b1, b2 et a0 s'expriment en fonction des éléments du circuit de la figure.

- a2=Rbs.Rb1.Rbp.Cb1.Cbp
- a1=Rbs.Rb1.Cb1+Rbs.Rbp.Cbp+Rb1.Rbp.Cbp+Rbp.Rb1.Cb1
- a0=Rbs+Rb1+Rbp
- b2=Rb1RbpCb1Cbp
- b1=Rb1Cb1+RbpCbp
- b0=1

C'est donc un modèle qui décrit assez bien l'ensemble des composantes d'une batterie plomb acide, mais pas ses caractéristiques lentement changeantes telles la charge et la décharge. Une modélisation plus robuste de la même batterie a été proposée dans la littérature [3][20].

II.8.1. Description du modèle

La structure générale d'une batterie. Elle est représentée par quatre blocs comme :

a) Bloc capacité ;

b) Bloc de tension ;

c) Bloc de l'état de charge (SOC) ;

d) Bloc des pertes par le courant de gazage.

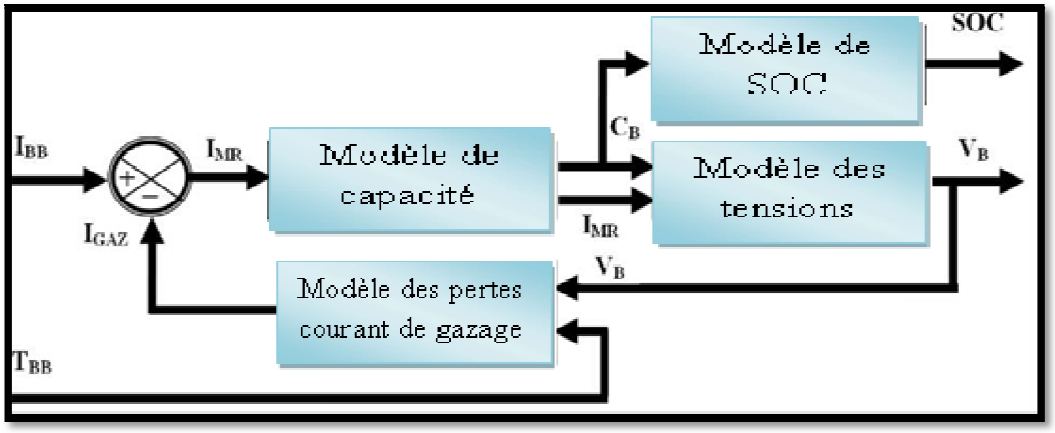


Figure II.15. *Schéma de bloc d'une batterie*

D'après le modèle proposé, Le courant principal de réaction de la batterie $\boldsymbol{I_{MR}}$ s'exprime comme suit:

$$\mathbf{I_{MR}\,(t) = I_{BB}(t) - I_{GAZ}\,(t)} \qquad \textbf{(II.22)}$$

Avec :

I_{BB}: Courant de la batterie (A);

I_{GAZ} : Courant de gazage de la batterie (A).

II.8.1.1. Modèle de la capacité

La capacité représente la quantité du courant qui peut être extraite d'une électrode via les « masses actives », c'est-a-dire l'électrolyte et les matériaux actifs des électrodes, sur une décharge, et en pratique, elle dépend du courant, ainsi que de la température [54].

Le modèle de la capacité est décrit par l'intégrale du courant $\mathbf{I_{MR}\,(t)}$ pendant un temps déterminé.

$$\boldsymbol{C_B(t)} == \int \mathbf{I_{MR}\,(t) + C_{Bi}\,(t)}\,\boldsymbol{dt} \qquad \textbf{(II.23)}$$

Avec :

$C_B(t)$: Capacité de batterie (Ah);

$C_{Bi}(t)$: Capacité initiale de batterie (Ah).

II.8.1.2. Modèle des pertes par courant de gazéification

Le courant de gazéification du batterie est donné par l'équation suivante:

$$\mathbf{I_{GAZ}(t) = \frac{C_{10}}{100Ah} I_{GO}.\, e^{[C_V(V_{ELE}(t)-2.23)+C_T(T_{BB}(t)-20]}} \quad \textbf{(II.24)}$$

Avec :

C_{10}: Capacité de batterie au taux de dix heures de décharge (Ah).

I_{GO}: Courant normalisé de gazéification (A);

C_V: Coefficient de tension (V-1);

V_{ELE}: Tension d'un élément de la batterie (V);

C_T: Coefficient de température (K-1);

T_{BB} : Température de la batterie (K).

II.8.1.3. Modèle de l'état de charge (ou SOC)

L'état de charge de la batterie est décrit comme étant le rapport entre la valeur de la capacité de batterie *CB(t)* et la valeur de la capacité de la batterie après un temps de décharge de dix heures C_{10}.

$$\mathbf{SOC(t)= \frac{C_B(t)}{C_{10}} 100\%} \quad \textbf{(II.25)}$$

Une batterie électrochimique ne peut être exploitée, a sa pleine puissance, sur toute sa plage d'état de charge. Il existe en effet, une zone de travail a privilégier pour la batterie, globalement entre 30 et 70% de l'état de charge qui permet de solliciter la batterie avec des rendements acceptables. Il en résulte une perte de potentiel considérable qui est fonction de la puissance souhaitée, en d'autres termes de la rapidité de charge ou de décharge [13].

II.8.1.4. Modèle de la tension

La tension est caractérisée par deux processus, la tension de charge et la tension de décharge de la batterie. Pour les distinguer nous utiliserons le *C* comme indice de charge et *D* pour la décharge.

→ *Pour la charge* $I_{BB} > 0$

La tension de charge est décrite par l'équation suivante :

$$\mathbf{V_B(t) = E_B(t) - R_{oc} I_{MR}(t)} \quad \textbf{(II-26)}$$

Avec :

R_{oc}: La résistance interne de chargement (Ω)

E : La tension interne de la batterie

La tension interne de la batterie EB(t) elle est décrite par l'équation ci-dessous :

$$\mathbf{E_B = E_{OC} + A_C X(t) + \frac{C_C X(t)}{(D_C - X(t))^{EFC}}} \quad \textbf{(II-27)}$$

Avec :

E_{OC}: Limite de tension interne de la batterie pour un courant nul et la batterie complètement déchargée.

X(t) : Capacité maximum normalisée de charge/décharge.

$$\mathbf{X(t)=\frac{Q_{MAXC}}{Q_{MAX}.(I_{MR}(t))} C_B(t)} \quad \textbf{(II-28)}$$

Avec :

Q_{MAXC}: Capacité maximale de charge (Ah).

$Q_{MAX}.(I_{MR}(t))$: Capacité maximale de la batterie.

$$\mathbf{Q_{MAX}.(I_{MR}(t)) = C_1 I_{MR}^3(t) + C_2 I_{MR}^2(t) + C_3 I_{MR}^1(t) + C_4} \quad \textbf{(II-29)}$$

Où les paramètres AC, CC, DC, EFC, C1, C2, C3, C4 sont relatifs à la batterie (Annexe).

→ Pour la décharge $I_{BB} < 0$

La tension de décharge est décrite par l'équation suivante :

$$\boldsymbol{V_B(t) = E_B(t) - R_{OD} I_{MR}(t)} \quad \textbf{(II-30)}$$

Avec :

R_{OD}: La résistance interne de la décharge.

Effectivement, en charge, la résistance interne dépend encore de l'état de charge de l'accumulateur électrochimique. Sa valeur devient d'autant plus importante lorsque nous approchons de la pleine charge. Et dans un raisonnement à courant constant, il y aura d'autant plus de pertes que nous nous approchons de la pleine charge et le rendement en charge de l'accumulateur sera donc plus faible dans cette zone [24].

E_B: La tension interne de la batterie.

$$\mathbf{E_B = E_{OD} + A_D X(t) + \frac{C_D X(t)}{(D_D - X(t))^{EFD}}} \quad \textbf{(II-31)}$$

Avec :

E_{OD}: Limite de la tension interne de batterie pour un courant nul et la batterie complètement chargée;

X(t): Capacité maximum normalisée de charge/décharge.

$$X(t)=\frac{Q_{MAXCD}(Q_{MAXCD}-C_B(t)}{Q_{MAX}.(I_{MR}(t))} \quad \textbf{(II.32)}$$

Avec :

Q_{MAXCD}: Capacité maximale de décharge (Ah);

$Q_{MAX}.(I_{MR}(t))$: Capacité maximale de la batterie.

$$Q_{MAX}.(I_{MR}(t)) = D_1 I_{MR}^3(t) + D_2 I_{MR}^2(t) + D_3 I_{MR}^1(t) + D_4 \quad \textbf{(II.33)}$$

Où les paramètres AD, CD, DD, EFD, D1, D2, D3, D4 sont relatifs à la batterie (Annexe).

II.9. Résultat de la simulation

Pour valider le modèle proposé [11], nous avons entrepris des essais par simulation de la charge et de la décharge de la batterie, pour différents courants batterie IBB .Les allures des courbes VBB (t) et SOC (t) décrivent les résultats que nous avons obtenus avec une batterie 12 V, sachant que dans notre application nous utilisons deux batteries de 12 [V] en série (voir ses caractéristiques en l'annexe) Ces résultats sont portés sur les deux figures suivantes :

- ✓ **Charge: I BB** > 0

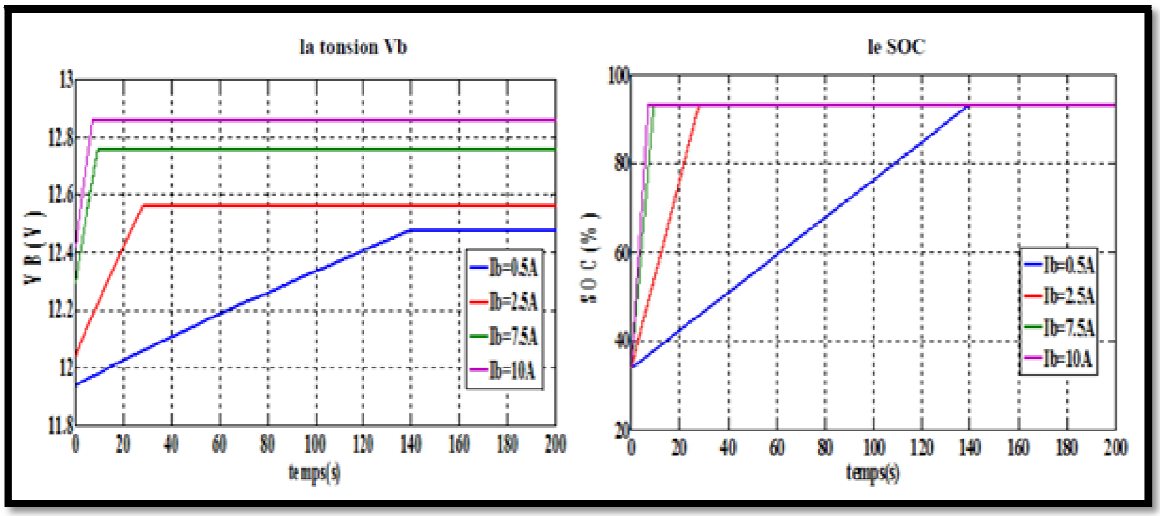


Figure. II.16: Comportement de la batterie lors de la charge.

La figure montre bien l'effet de l'importance du courant sur le temps de chargement de la batterie. Pour exemple, la batterie se charge sur une durée de 10 [s] pour un courant de 10A, alors qu'elle met 170 s lors d'un courant de 0,5A. Nous observons également, que lorsque le courant est faible la tension finale de charge est relativement faible n'atteignant jamais sa valeur nominale. Ces courbent montrent aussi l'effet de la capacité initiale de la batterie.

✓ **Décharge : IBB < 0 :**

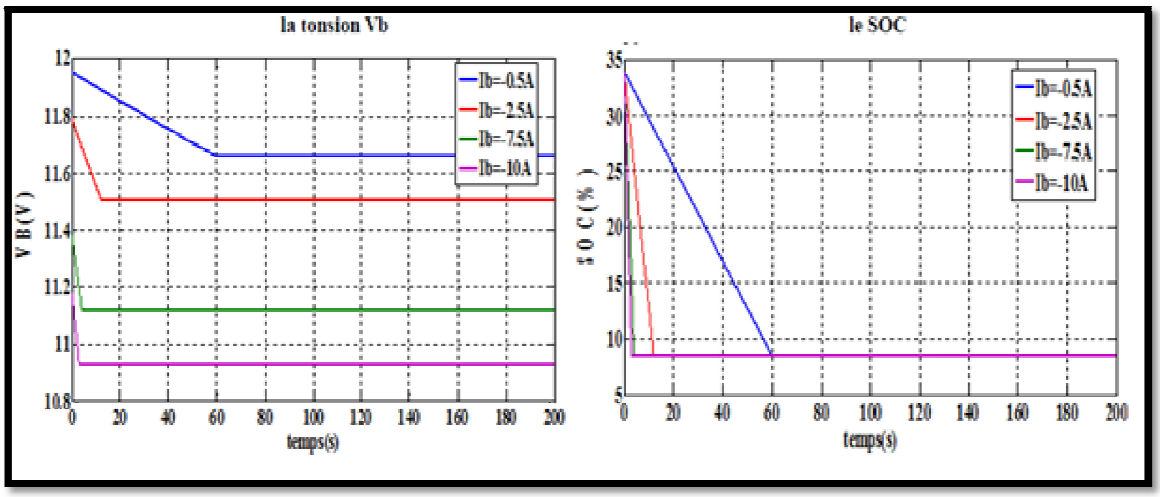


Figure. II.17: Comportement de la batterie lors de la décharge.

Pour le processus de la décharge, nous observons un comportement à peu de choses près identique sauf qu'il semblerait présenter un petit changement dans la forme de l'allure de la courbe. Ceci peut s'expliquer par le phénomène d'hystérésis présent dans la batterie.

II.10 Système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu continue), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif).

A l'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [16].

II.1O.1 Le convertisseur continu -continu

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%. Ce système présente deux inconvénients pour un PV de faible puissance :

- Prix élevé ;
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe [16].

II.10.1.1. Convertisseur Buck (hacheur dévolteur)

Le convertisseur buck (Figure II.30) peut souvent être trouvé aussi dans la littérature dévolteur ou abaisseur de tension. Cela donne une indication de son application typique de la conversion de sa tension d'entrée en une tension de sortie plus faible, où le rapport de conversion $M=Vo/Vi$ varie avec le rapport cyclique D du commutateur.

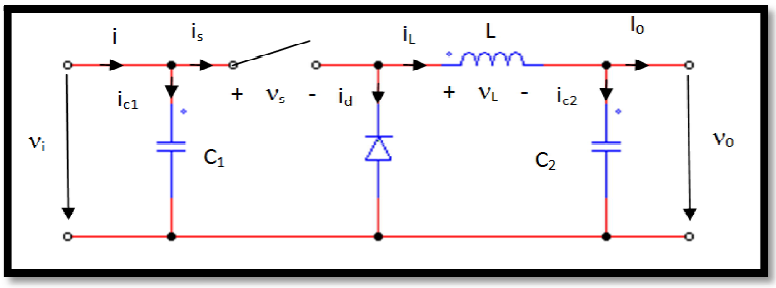


Figure II.18. Circuit idéal d'un convertisseur Buck

Lorsque le commutateur est fermé ($T\in [0, DTs]$), la diode sera bloquée et le courant circulera dans la charge à travers l'inductance Dès que le commutateur est ouvert ($T \in [DTs, Ts]$), l'inductance maintiendra la circulation du courant dans la charge, mais maintenant la boucle se referme à travers de la diode placée en avant .

II.10.1.1. Modèle du circuit équivalent

Pour avoir le modèle mathématique du convertisseur buck, on l'analyse pour des deux états (interrupteur ouvert et fermé) doivent être analysés. La figure (II.21.) représente le convertisseur buck avec le commutateur ouvert pendant l'intervalle de temps $D'Ts$, où D' désigne le complément du rapport cyclique D, défini comme suit :

$$D'=1-D \qquad \text{(II.34)}$$

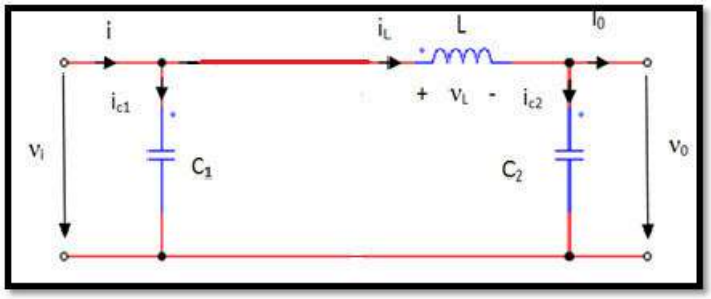


Figure II.19. *Circuit équivalent d'un hacheur buck quand le commutateur est fermé $T \in [0, DTs]$*

L'application de la loi de Kirchhoff pour le circuit de la figure (II.31) (interrupteur fermé) conduit à la série suivante d'équations :

$$\begin{cases} \mathbf{i_{c_1}(t) = C_1 \dfrac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_l(t)} \\ \mathbf{i_{c_2}(t) = C_2 \dfrac{dv_0(t)}{dt} = i_l(t) - i_0(t)} \\ \mathbf{v_l(t) = L \dfrac{di_l(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t)} \end{cases} \quad \textbf{(II.35)}$$

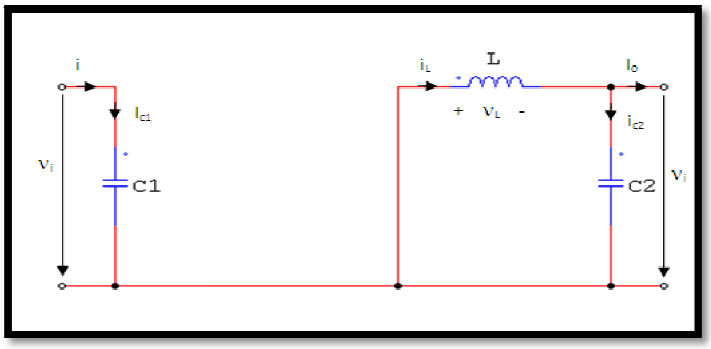


Figure II.20. *Circuit équivalent d'un hacheur buck quand le*commutateur est ouvert T ∈ [DTs, Ts*] [26][53].*

Utilisation de la loi de Kirchhoff sur la figure (III.8) (interrupteur ouvert), une deuxième série d'équations est obtenue :

$$\begin{cases} \mathbf{i_{c_1}(t) = C_1 \dfrac{dv_i(t)}{dt} = i(t)} \\ \mathbf{i_{c_2}(t) = C_2 \dfrac{dv_0(t)}{dt} = i_l(t) - i_0(t)} \\ \mathbf{v_l(t) = L \dfrac{di_l(t)}{dt} = -v_0(t)} \end{cases} \quad \textbf{(II.36)}$$

Ce sont les équations de base utilisées pour calculer l'ensemble des modèles mathématiques décrivant les différentes propriétés de hacheur buck.

II.10.1.1.2 Approximation des Petites ondulations *:*

chaque variable dans les équations a une valeur continue plus une composante harmonique d'ondulation. Cela peut être exprimé en général par :

$$\mathbf{x(t)=X+x_{ond}} \quad \textbf{(II.37)}$$

où *X* représente la composante continue de *x(t)* qui est équivalente à sa valeur moyenne <*x*(*t*)>, tandis que *xond*(*t*) désigne l'ondulation du signal.

Pour un convertisseur bien conçu, l'amplitude de l'ondulation sera beaucoup plus petite que la composante continue :

$$|\mathbf{x_{ond}(t)} \ll \mathbf{X}| \tag{II.38}$$

Par conséquent, l'ondulation peut être négligé, et le signal peut être approché par sa composante continue :

$$\mathbf{X(t)} \cong \mathbf{X} =< x(\mathbf{t}) > \tag{II.39}$$

Cette approximation est appelée approximation des petites ondulations ou l'approximation des ondulations linéaires et rend l'analyse mathématique de la commutation des convertisseurs beaucoup plus facile. Les équations pour *DTs* les équations sont les suivantes *:*

$$\begin{cases} \mathbf{I_{c1} = I - I_1} \\ \mathbf{I_{c2} = I_1 - I_0} \\ \mathbf{v_i = v_i - v_0} \end{cases} \tag{II.40}$$

$$\begin{cases} \mathbf{I_{c1} = I} \\ \mathbf{I_{c2} = I_1 - I_0} \\ \mathbf{v_1 = -v_0} \end{cases} \tag{II.41}$$

***II*.10.1.1.3. Volt-second balance et charge-balance**

Les valeurs de la composante continue de la tension d'inductance et du courant de condensateur sont définies comme la moyenne de leur signal original :

$$\mathbf{V_l =< v_l >= \frac{1}{T_s}\int_0^{T_s} v_l(t)\,dt} \tag{II.42}$$

$$\mathbf{I_c =< i_c >= \frac{1}{T_s}\int_0^{T_s} i_c(t)\,dt} \tag{II.43}$$

Utilisant les relations : $\boldsymbol{v_1 = L\frac{d_{il}}{dt}}$ *et* $\boldsymbol{i_c = C\frac{d_{vc}}{dt}}$ on obtient :

$$\boldsymbol{i_l(T_s) - i_l(0) = \frac{1}{L}\int_0^{T_s} v_1(t)dt} \tag{II.44}$$

$$\boldsymbol{v_c(T_s) - v_c(0) = \frac{1}{c}\int_0^{T_s} i_c(t)dt} \tag{II.45}$$

Si l'opération de l'état stable est supposée, les valeurs initiales et finales pendant une période de commutation doivent être égales :

$$\mathbf{i_l(t+T_s)=i_l(t)} \quad \textbf{(II.46)}$$

$$\mathbf{v_c(t+T_s)=v_c(t)} \quad \textbf{(II.47)}$$

Ces conditions sont appelées *inductor volt-seconde balance* et *capacitor charge balance* (l'équilibre des charges capacitives) respectivement [44], il est maintenant possible de réécrire les équations comme suit :

$$\mathbf{0=\frac{1}{L}\int_0^{T_s} v_1(t)dt} \quad \textbf{(II.48)}$$

$$\mathbf{0=\frac{1}{c}\int_0^{T_s} i_c(t)dt} \quad \textbf{(II.49)}$$

En comparant les équations (II.50) et (II.51) avec la définition des valeurs moyennes de vl il est évident que les valeurs de la composante continue pour la tension d'inductance et le courant de condensateur doivent être nulles :

$$\boldsymbol{v_l =< v_l >= \frac{1}{T_s}\int_0^{T_s} v_1(t)dt = 0} \quad \textbf{(II.50)}$$

$$\boldsymbol{I_c =< i_c >= \frac{1}{T_s}\int_0^{T_s} i_c(t)dt = 0} \quad \textbf{(II.51)}$$

Cette conclusion sera utilisée dans la section suivante pour obtenir les modèles de la composante continue du convertisseur.

II.10.1.1.4. Caractéristiques de l'état d'équilibre et rapport de conversion M(D)

Les équations motivent la construction de la tension de l'inductance utilisant l'approximation des petites ondulations comme le montre la figure (II.23)

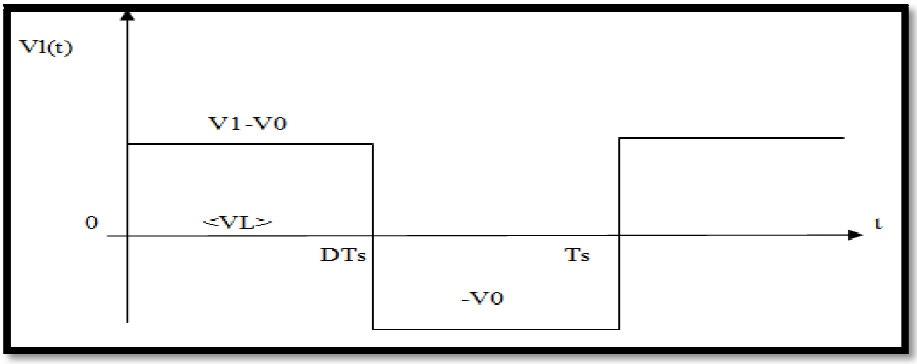


Figure II.21. Forme d'onde de la tension d'inductance vl (t) pour un hacheur buck idéal

L'expression de la tension moyenne de l'inductance peut être facilement dérivée de la forme d'onde de la figure (II.23.). Selon le principe de *inductor volt-seconde balance* et *capacitor charge balance* la tension moyenne d'inductance est égale à zéro au cas de l'état stable ainsi :

$$< \mathbf{v_1(t)} >= D(\mathbf{V_i} - \mathbf{V_0}) + \mathbf{D'}(-\mathbf{V_0}) = \mathbf{0} \qquad \textbf{(II.52)}$$

En utilisant les équations et en appliquant le principe de *capacitor charge balance* conduit à des expressions pour les courants moyens du condensateur:

$$< \mathbf{i_{c1}(t)} >= D(\mathbf{I} - \mathbf{I_1}) + \mathbf{D'I} = \mathbf{0} \qquad \textbf{(II.53)}$$

$$< \mathbf{i_{c2}(t)} >= D(\mathbf{I_i} - \mathbf{I_0}) + \mathbf{D'}(\mathbf{I_l} - \mathbf{I_o}) = \mathbf{0} \qquad \textbf{(II.54)}$$

En outre la conversion de (II.56)-(II.57) associée à (II.58) conduit à trois équations simples qui décrivent les caractéristiques du courant continu à l'état stable d'un hacheur buck :

$$\begin{cases} \mathbf{DV_i} = \mathbf{V_0} \\ \mathbf{I} = \mathbf{DI_1} \\ \mathbf{I_l} = \mathbf{I_0} \end{cases} \qquad \textbf{(II.55)}$$

Où (II-59) donne le rapport de conversion *M (D)* de l'hacheur Buck :

$$\mathbf{M(D)} = \frac{\mathbf{V_0}}{\mathbf{V_i}} = \mathbf{D} \qquad \textbf{(II.56)}$$

La figure (II.24) illustre cette relation linéaire.

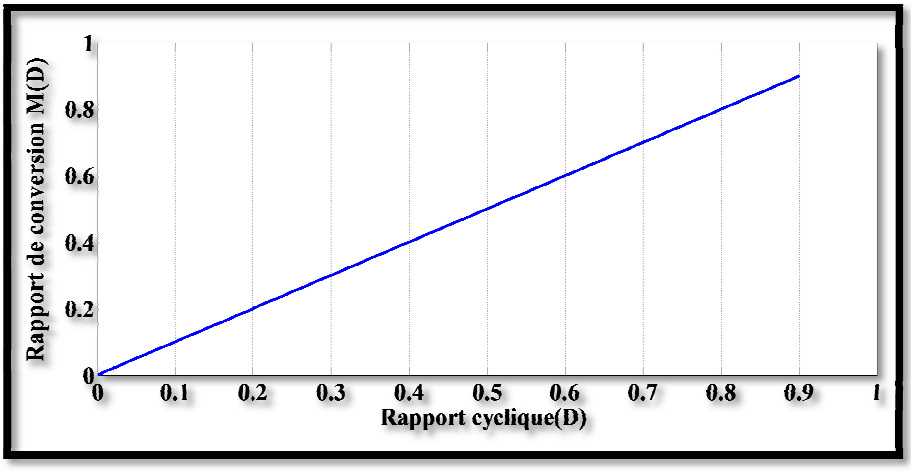


Figure II.22. *Rapport de conversion M(D) en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur buck.*

II.10.1.1.5. Détermination des ondulations de tension et du courant

Alors que l'amplitude de l'ondulation de la tension de sortie Δ*vo* varie généralement de 1% de la composante continue *Vo*, l'amplitude de l'ondulation du courant de l'inductance Δ*il* varie de plus de 10% à 20% de sa valeur continue *Il* [25,45]. Il est important à savoir, parce que l'ondulation du courant de l'inductance est déterminée par la valeur de l'inductance *L*.

Si l'ondulation est trop grande, la taille de l'instrument de commutation semi conducteur doit être renforcée pour traiter les pics de courant élevé.

L'augmentation de la taille se traduirait par une augmentation de poids et de coût plus élevé. Par conséquent, une étude plus approfondie de l'ondulation du courant de l'inductance doit être fait L'utilisation de la relation bien

$$\mathbf{v_l} = \frac{\mathbf{d_{vl}}}{\mathbf{dt}} \tag{II.57}$$

et l'équation (II.61), qui a été dérivée en utilisant la méthode de l'approximation des petites ondulations, l'expression suivante est obtenue :

$$\frac{\mathbf{d_{il}}}{\mathbf{dt}} = \frac{\mathbf{v_l}}{\mathbf{L}} \approx \frac{\mathbf{v_i} - \mathbf{v_0}}{\mathbf{L}} \tag{II.58}$$

Où $\frac{\mathbf{d_{il}}}{\mathbf{dt}}$ représente la pente du courant d'inducteur pendant le premier intervalle de temps *DTs* de la période de commutation. Pour le deuxième intervalle de temps *D′Ts* avec (II.62) de l'équation devient :

$$\frac{\mathbf{d_{il}}}{\mathbf{dt}} = \frac{\mathbf{v_l}}{\mathbf{L}} \approx \frac{-\mathbf{v_0}}{\mathbf{L}} \tag{II.59}$$

Comme le montre les équations (II.60) et (II.61), l'approximation des petites ondulations mène à une expression linéaire de la pente de l'ondulation de commutation, d'où sa désignation alternative comme l'approximation de l'ondulation linéaire Avec l'expression linéaire de $\frac{\mathbf{d_{il}}}{\mathbf{dt}}$ (II.62), l'équation de la crête à crête d'ondulation du courant peut facilement être dérivée :

$$\boldsymbol{i_{icc}} = \mathbf{2}\Delta\boldsymbol{i_l} = \frac{\mathbf{v_i} - \mathbf{v_0}}{\mathbf{L}}\mathbf{DT_s} \tag{II.60}$$

Étant donné que le convertisseur est supposé être en équilibre, il n'y a pas de différence si *DTs* ou *D′Ts* est choisie pour déterminer l'amplitude des ondulations. peut maintenant être résolue à l'inductance *L* afin que l'amplitude d'ondulation du courant désiré peut être atteint :

$$L = \frac{V_i - V_0}{2\Delta i_l} DT_s \quad \textbf{(II.61)}$$

pour obtenir une ondulation de la tension de sortie désirée, une approche similaire peut être utilisée. Avec la relation $i_{c2} = c_2 \frac{dV_{c2}}{dt}$ et l'approximation des petites ondulations (II.61), l'équation suivante est obtenue :

$$\frac{dV_{c2}}{dt} = \frac{i_{c2}}{c_2} \approx \frac{I_1 - I_0}{c_2} \quad \textbf{(II.62)}$$

Ou $\frac{dV_{c2}}{dt}$ est la pente de l'ondulation de la tension de sortie pendant l'intervalle du temps *DTs*. Ceci mène à l'ondulation de la tension de sortie crête à crête :

$$v_{0cc} = 2\Delta v_0 = \frac{I_1 - I_0}{c_2} DT_s \quad \textbf{(II.63)}$$

avec Δvo étant l'amplitude de l'ondulation de la tension de sortie , pour produire *C2*, une expression qui peut être utilisée pour choisir *C2* comme une fonction de l'ondulation de la tension de sortie souhaitée :

$$c_2 = \frac{I_1 - I_0}{2\Delta v_0} DT_s \quad \textbf{(II.64)}$$

II.10.2.Convertisseur Boost (hacheur survolteur)

Les principes de l'approximation des petites ondulations, inductor volt second balance et capacitor charge balance qui ont été présentés dans la section peuvent être utilisés dans tous les convertisseurs de commutation pour trouver les tensions et les courants de son état d'équilibre. Le convertisseur boost, comme le montre dans la figure (II.23), est aussi connu comme le convertisseur élévateur "step-up". Le nom implique son application typique de la conversion d'une faible tension d'entrée à une haute tension de sortie, l'essentiel le fonctionnement est l'inverse d'un convertisseur buck.

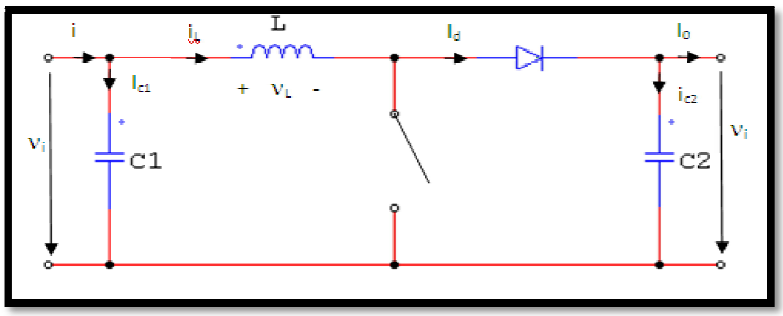


Figure II. 23: *Circuit Convertisseur Boost.*

➢ ***Modèle du circuit équivalent***

En premier temps dT_s, figure (II.24), le transistor est fermé, le courant dans l'inductance croit progressivement, au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période, le transistor s'ouvre et l'inductance L s'oppose à la diminution du courant I_L, ainsi elle génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge à travers la diode.

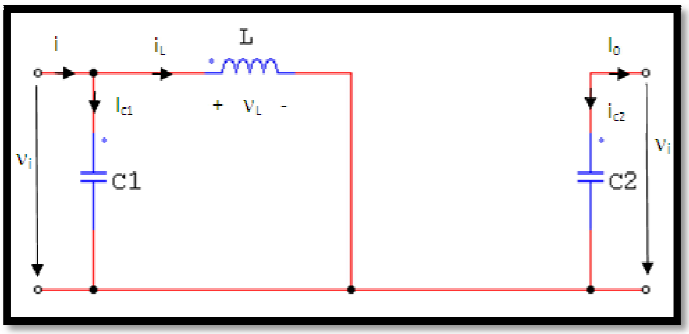


Figure II. 24 : Circuit équivalent d'un hacheur boost quand le commutateur est fermé $T \in [0, DTs]$**.**

Après le commutateur est ouvert dans le deuxième intervalle de temps $D'Ts$ de la période de commutation (Figure II.25), la nature des objets de l'inductance de la discontinuité dans la circulation du courant, et le courant élevé à travers d'une diode de roue libre placée en avant à une haute tension qui est appliquée dans l'ensemble du chargement.

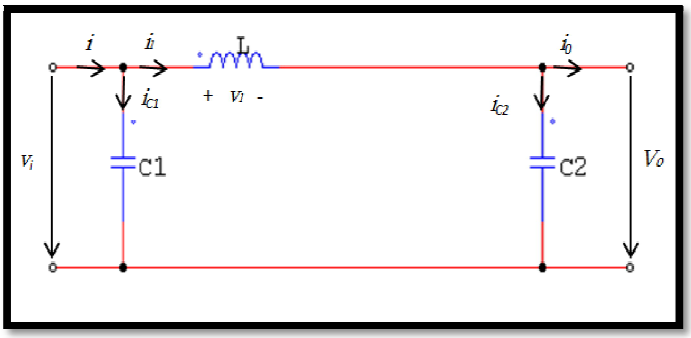


Figure II. 25 : Circuit équivalent d'un hacheur boost quand le commutateur est ouvert $T \in [\, DTs,\ Ts]$.

Pour obtenir l'état d'équilibre l'impulsion des fonctions de transfert d'un hacheur boost et l'expression de son rapport de conversion $M\,(D)$, les deux différents intervalles du temps DTs et $D'Ts$ pour la période de commutation Ts doivent être considérés.

La figure (II.25) montre le circuit équivalent d'un convertisseur boost pendant l'intervalle de temps *DTs*, lorsque l'interrupteur est fermé. L'application de la loi de kirchhoff des équations du circuit mène à la série suivante des expressions de *DTs* :

$$\begin{cases} i_{c_1}(t) = C_1 \dfrac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_1(t) \\ i_{c_2}(t) = C_2 \dfrac{dv_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ v_1(t) = L \dfrac{di_1(t)}{dt} = v_i(t) \end{cases} \quad \textbf{(II.65)}$$

Pour la période de temps de l'interrupteur est ouvert *D'Ts* montré à la figure (II.25), une deuxième série d'équations peut être obtenue :

$$\begin{cases} \mathbf{i_{c_1}(t) = C_1 \dfrac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_1(t)} \\ \mathbf{i_{c_2}(t) = C_2 \dfrac{dv_0(t)}{dt} = i_1(t) - i_0(t)} \\ \mathbf{v_l(t) = L \dfrac{di_l(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t)} \end{cases} \quad \textbf{(II.66)}$$

II.10.2.2. Caractéristiques de l'état d'équilibre et rapport de conversion M(D) :

L'approximation des petites ondulations comme expliquée, il est possible de négliger l'ondulation de commutation dans les signaux de convertisseur et de les remplacer par leurs valeurs moyennes Cela simplifie les équations

$$\begin{cases} i_{c_1} = I - I_1 \\ i_{c_2}(t) = -I_0 \\ v_l = V_i \end{cases} \quad \textbf{(II-67)}$$

$$\begin{cases} i_{c_1} = I - I_1 \\ i_{c_2} = I_1 - I_0 \\ v_1 = V_i - V_0 \end{cases} \quad \textbf{(II-68)}$$

Pour trouver les valeurs moyennes de i_{c_1} ; i_{c2} et v_1 pendant toutes les périodes de commutation *Ts*, les équations (II.67) sont remplacées en (II.70):

$$< x(t) >= \frac{1}{T_S} \int_t^{t+T_s} \mathbf{x(t)\,d\tau} \quad \textbf{(II.69)}$$

$$< x(t) >= \frac{1}{T_S} \int_t^{t+T_S} \mathbf{x} \left| |\mathbf{0}, \mathbf{DT_S}|(\boldsymbol{\tau})\mathbf{d\tau} + \int_{t+DT_S}^{t+T_S} \mathbf{x} \right| \left| \begin{matrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{DT_S, T} \end{matrix} \right| (\boldsymbol{\tau})\mathbf{d\tau} \quad \textbf{(II.70)}$$

En appliquant le principe d'inductor volt-second balance et capacitor charge balance de l'inductance tel que présenté enfin, les moyennes d'un modèle en courant continu d'un convertisseur boost sont ;

$$\begin{cases} < \mathbf{i_{c1}(t)} > = \boldsymbol{D}(\mathbf{I} - \mathbf{I_l}) + \mathbf{D}(\mathbf{I} - \mathbf{I_l}) = \mathbf{0} \\ < \mathbf{i_{c1}(t)} > = \boldsymbol{D}(\mathbf{I_i} - \mathbf{I_0}) + \mathbf{D'}(\mathbf{I_l} - \mathbf{I_0}) = \mathbf{0} \\ < \mathbf{v_l(t)} >= \mathbf{DV_i} + \mathbf{D'}(\mathbf{V_i} - \mathbf{V_0}) = \mathbf{0} \end{cases} \quad \textbf{(II.71)}$$

Avec $D = 1-D$ ce peut être encore simplifiée pour une dernière série d'équations décrivant les caractéristiques de l'état d'équilibre en composant continu :

$$\begin{cases} \mathbf{V_i} = \mathbf{D'V_0} \\ \mathbf{I_0} = \boldsymbol{D'}\mathbf{I_l} \\ \mathbf{I} = \mathbf{I_l} \end{cases} \quad \textbf{(II.72)}$$

On donne le rapport de conversion *M (D)* d'un convertisseur boost l'idéal :

$$\mathbf{M(D)}=\frac{V_0}{V_i} = \frac{1}{D'} = \frac{1}{1-D} \quad \textbf{(II.73)}$$

La figure (II.26) illustre cette relation pour le convertisseur boost.

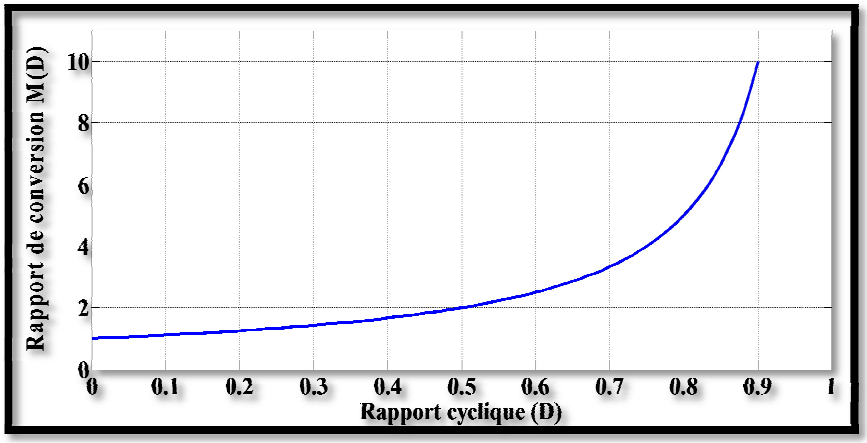


Figure II.26. *Rapport de conversion M(D) en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur boost.*

II.10.2.3. Détermination des ondulations de tension et du courant

Pour le convertisseur boost, comme pour le convertisseur buck une approximation de l'ondulation linéaire est faite pour l'ondulation de la tension de sortie *vo*, l'ondulation de la tension d'entrée *vi*, et pour l'ondulation du courant d'inductance *il*. Ceci permet de tirer des expressions à la dimension des composants du circuit selon les limites d'ondulation spécifiées. Avec les équations (II.65) une approximation linéaire de la pente de ces ondulations est est donnée sous :

$$\frac{\boldsymbol{DV_{c1}}}{\boldsymbol{dt}} \approx \frac{\boldsymbol{ic_1}}{\boldsymbol{c_1}} = \frac{\boldsymbol{I - I_1}}{\boldsymbol{c_1}} \quad \textbf{(II.74)}$$

$$\frac{\boldsymbol{dV_{c2}}}{\boldsymbol{dt}} \approx \frac{\boldsymbol{ic_2}}{\boldsymbol{c_2}} = \frac{\boldsymbol{-I_0}}{\boldsymbol{c_2}} \quad \textbf{(II.75)}$$

$$\frac{di_l}{dt} \approx \frac{v_l}{L} = \frac{v_i}{L} \quad \text{(II.76)}$$

Où $\frac{dV_{c1}}{dt}$, $\frac{dV_{c2}}{dt}$, $\frac{di_l}{dt}$ sont les pentes de l'ondulation de la tension d'entrée, l'ondulation de la tension de sortie, et l'ondulation du courant de l'inductance pendant le premier intervalle de temps *DTs*, respectivement. Avec ces équations linéaires, il est facile d'exprimer l'ondulation de crête à crête .

$$v_{icc} = 2\Delta v_i = \frac{I - I_l}{c_1} DT_s \quad \text{(II.77)}$$

$$v_{0cc} = 2\Delta v_0 = \frac{-I_0}{c_2} DT_s \quad \text{(II.78)}$$

$$v_{lcc} = 2\Delta v_l = \frac{v_i}{L} DT_s \quad \text{(II.79)}$$

En résoudrant (II.81) pour les résultats des valeurs des composants dans une série d'équations qui permettent de concevoir des ondulations spécifications données d'un convertisseur :

$$c_1 = \frac{I - I_l}{2\Delta v_i} DT_s \quad \text{(II.80)}$$

$$c_2 = \frac{-I_0}{2\Delta v_0} DT_s \quad \text{(II.81)}$$

$$L = \frac{v_i}{2\Delta i_i} DT_s \quad \text{(II.82)}$$

II.10.3.Convertisseur buck-Boost (hacheur dévolteur-survolteur)

Le convertisseur buck-boost combine les propriétés des configurations de buck et de boost. Il peut être utilisé pour transformer idéalement n'importe quelle tension d'entrée continue en n'importe quelle tension de sortie continue désirée. En pratique, l'usage de l'idéalité est naturellement limité par les pertes des composants.

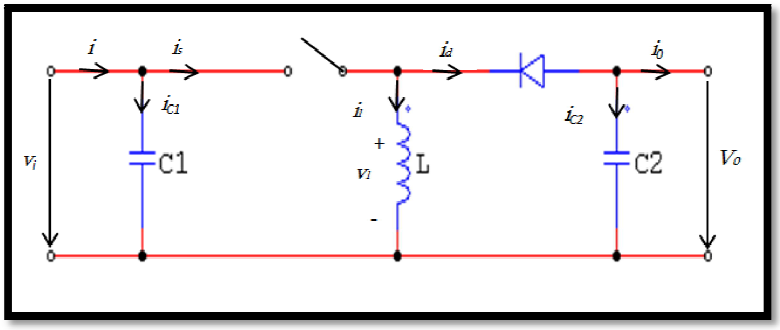


Figure II. 27 : *Circuit idéal d'un convertisseur buck-boost.*

Modèle du circuit équivalent

La figure (II.28) montre le schéma de circuit équivalent idéal de convertisseur buck-boost. Si l'interrupteur est fermé pendant le premier intervalle de temps *DTs* de la période de commutation *Ts*, un courant commence à circuler de la source d'entrée à la masse à travers l'inductance (Figure II.28). Après que le commutateur s'ouvre au début du deuxième intervalle de temps *D'Ts*, ce courant est maintenu par la nature de l'inductance. La boucle de courant se ferme à travers la charge et la diode Puisque le courant est forcé de circuler "en arrière-backwards-" à travers la charge, la tension de sortie *Vo* du convertisseur Buck-Boost est négative. La variation du rapport cyclique *D* variera le rapport de conversion entre la tension de sortie et la tension d'entrée V_0/V_1

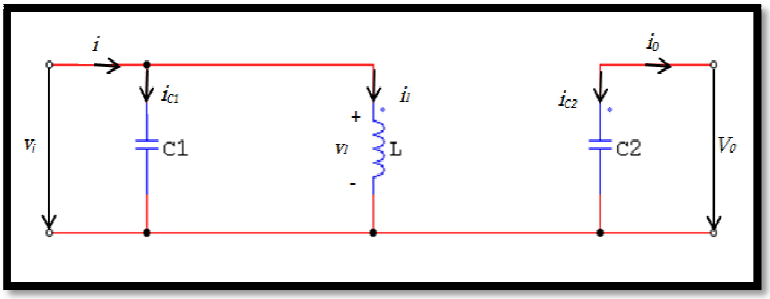


Figure II. 28 : Circuit équivalent d'un hacheur buck-boost quand le commutateur est fermé *T* ∈ [*0, DTs*].

L'application de la loi de Kirchhoff et les équations de noeuds du circuit dans le premier état de commutation illustré à la figure (II.29) donne la première partie des équations du système pour la période de temps *DTs* :

$$\mathbf{i_{c1}(t) = C_1 \frac{d_{vi}(t)}{dt} = i(t) - i_1(t)} \quad \textbf{(II.83)}$$

$$\mathbf{i_{c2}(t) = C_2 \frac{d_{v0}(t)}{dt} = -i_0(t)} \quad \textbf{(II.84)}$$

$$\mathbf{v_l(t) = L \frac{d_{il}(t)}{dt} = v_i(t)} \quad \textbf{(II.85)}$$

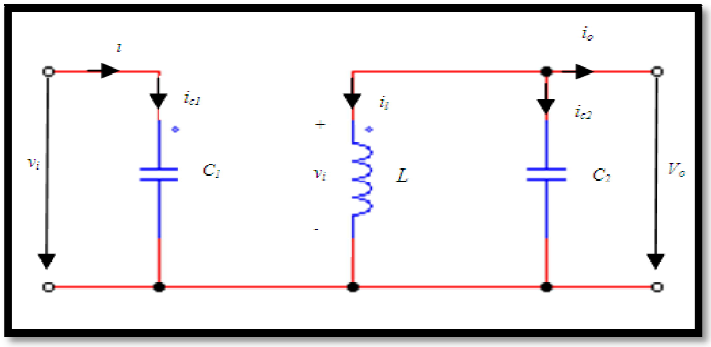


Figure II.29 : Circuit équivalent d'un hacheur buck- boost quand le commutateur est ouvert $T \in [\, DTs,\ Ts]$

Et pour la deuxième période de temps $D'Ts$

$$\boldsymbol{i_{c1}(t) = C_1 \frac{d_{vi}(t)}{dt} = i(t)} \tag{II.86}$$

$$\boldsymbol{i_{c2}(t) = C_2 \frac{d_{v0}(t)}{dt} = -i_1(t) - i_0(t)} \tag{II.87}$$

$$\boldsymbol{v_l(t) = L \frac{d_{il}(t)}{dt} = v_o(t)} \tag{II.88}$$

II.10.2.2. Caractéristiques de l'état d'équilibre et rapport de conversion M(D) :

L'approximation de petites ondulations (II-55) permet de remplacer les variables en fonction du temps (II-10) et (II-101) avec leurs valeurs moyennes (II-56). Ceci donne pour DTs :

$$\begin{cases} \boldsymbol{i_{c_1} = I - I_1} \\ \boldsymbol{i_{c_2}(t) = -I_0} \\ \boldsymbol{v_l = V_i} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \boldsymbol{i_{c_1} = I} \\ \boldsymbol{i_{c_2} = -I_1 - I_0} \\ \boldsymbol{v_1 = V_0} \end{cases}$$

Le modèle d'inductor volt-seconde balance et capacitor charge balance que discuté à la page 48 dans la section (II.4.1.1.3) se mène avec (II-91) à :

$$\begin{cases} \boldsymbol{< i_{c1}(t) > = D(I - I_l) + D'I = 0} \\ \boldsymbol{< i_{c1}(t) > = D(-I_0) + D'(-I_l - I_0) = 0} \\ \boldsymbol{< v_l(t) >= DV_i + D'V_0 = 0} \end{cases} \tag{II.89}$$

Le modèle en moyenne de l'état d'équilibre pour un convertisseur buck-boost idéal peut maintenant être obtenue en multipliant les équations (II-104). Ceci donne avec $D' = 1-D$ (II-47).

$$\begin{cases} \mathbf{DV_1 = -D'V_0} \\ \mathbf{I_0 = -D'I_l} \\ \mathbf{I = DI_l} \end{cases} \quad \textbf{(II.90)}$$

où (II-107) donne le rapport de conversion continu *M(D)* d'un convertisseur buck-boost idéal :

$$\mathbf{M(D)}=\frac{V_0}{V_i} = -\frac{D}{D'} = -\frac{D}{1-D} \quad \textbf{(II.91)}$$

La figure (II.42) illustre le rapport de conversion d'un convertisseur Buck-Boost.

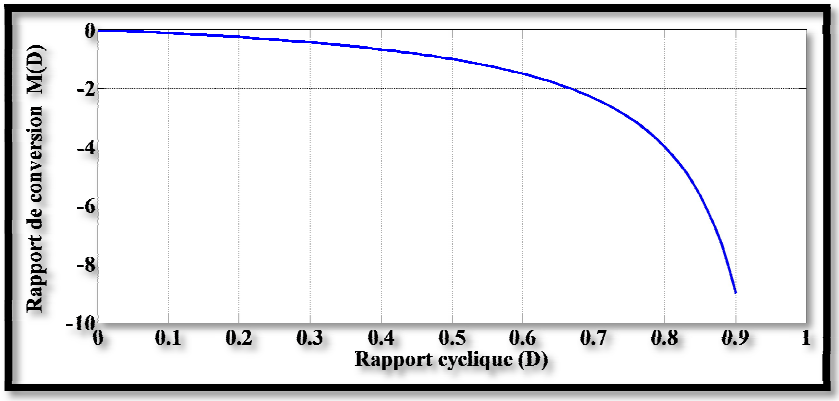


Fig. II. 30. *Rapport de conversion M(D) en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur buck-boost.*

II.11.Régulateur MPPT

Dans ce regulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant au generateur pour tirer de l'energie au point de puissance maximale. Ceci permet de garantir que le maximum de l'energie sera recupere, quels que soient les conditions meteorologiques. En general, ces regulateurs fonctionnent soit en elevant, soit en reduisant la tension. L'avantage de ce regulateur est qu'il permet de travailler grande plage de temperature et permet de charger les batteries a 100%.

Actuellement, des commandes MPPT, analogiques et numériques, sont proposées .Dans le cas des commandes MPPT analogiques, se pose le problème de la divergence de l'encombrement des composants électronique utilisés.

Dans le cas des commandes MPPT numériques, plusieurs algorithmes ont été utilisés dans la littérature à savoir: la méthode de la Conductance Incrémentale « IncCond », la méthode de la logique floue (Fuzzy Logic Control), celle à base des réseaux de neurones (Neural Network) et la méthode de Perturbation et Observation « P and O » traditionnelle [38].

II.11.2. Méthode de Perturbation et d'Observation « P and O »

La méthode de perturbation et d'observation est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de tension et du courant du panneau photovoltaïque *Vpv* et *Ipv* respectivement. Elle peut déduire le point de puissance maximale même lors des variations de l'éclairement et la température [43].

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM [39].

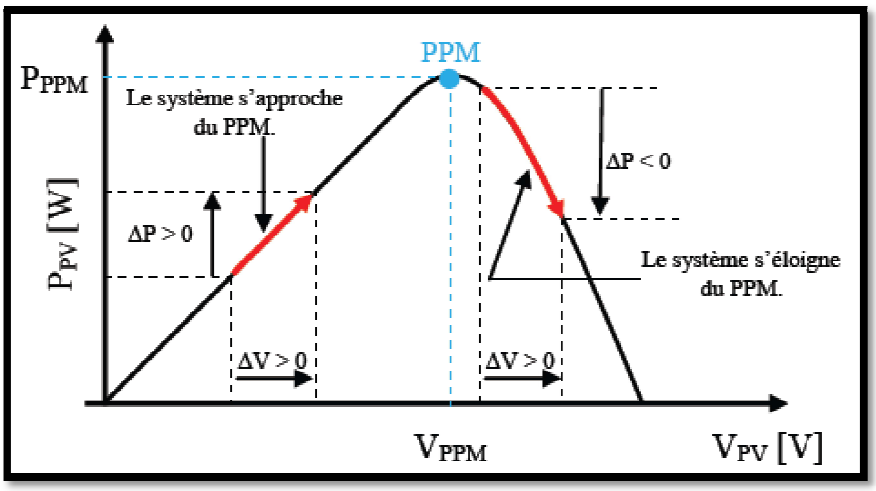


Figure II. 31. Signe de ΔP pour différentes zones de fonctionnement de la méthode de « P and O ».

Comme son nom l'indique, la méthode « P and O » fonctionne avec la perturbation de la tension *Vpv* et l'observation de l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du générateur PV. La figure représente l'algorithme de la méthode « P and O ». À chaque cycle, *Vpv* et *Ipv* sont mesurés afin de calculer *Ppv* (k). Cette valeur de *Ppv* (k) est comparée à la valeur *Ppv* (k-1) calculée au cycle précédent. Si la puissance de sortie a augmentée, *Vpv* est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent. Si la puissance de sortie a diminué, *Vpv* est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent *Vpv* est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT. Quand le point de puissance maximale est atteint, *Vpv* oscille autour de la valeur optimale *Vpv_mp* .

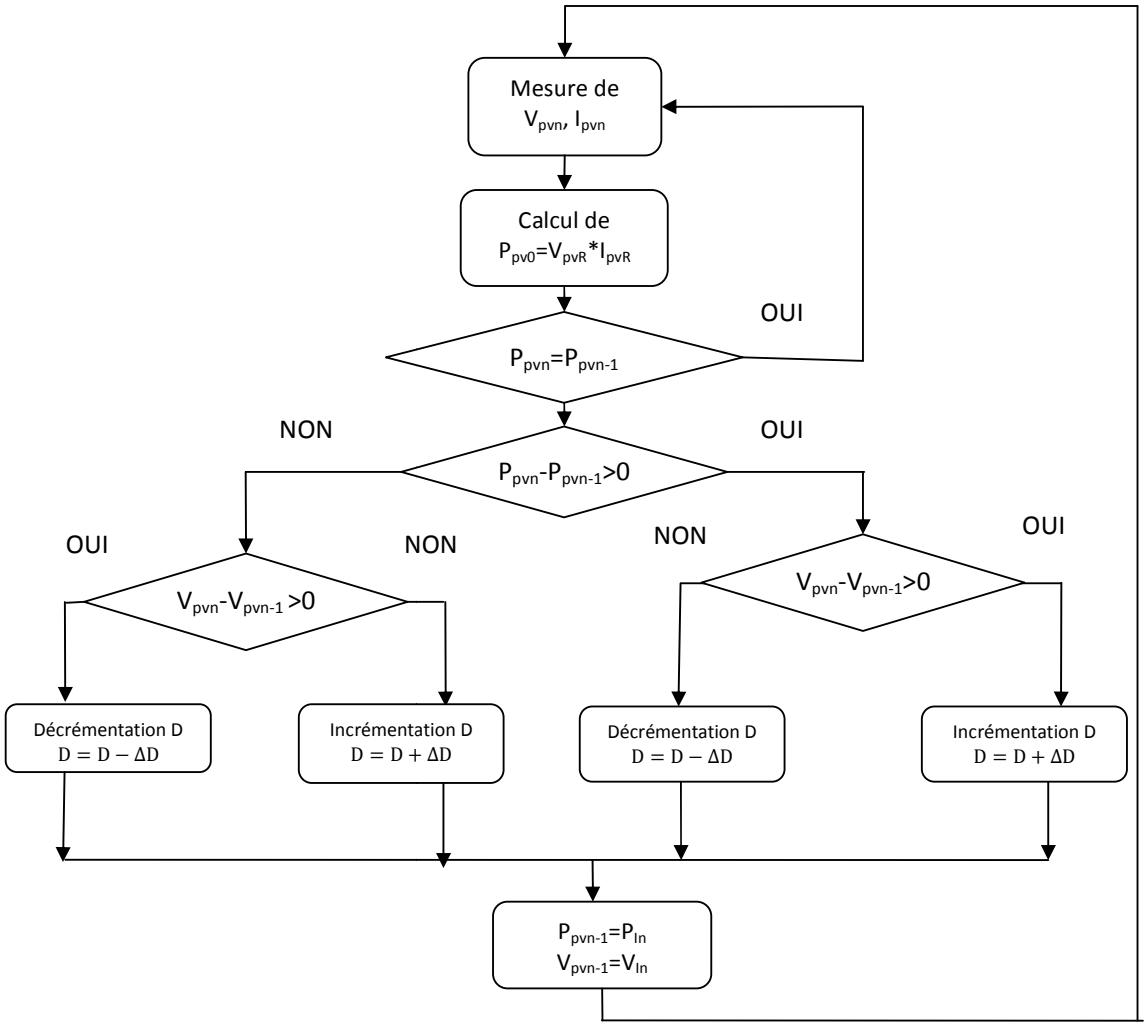


Figure II. 32. *Algorithme de la méthode de « P and O » du MPPT.*

Avec Cp est largeur du pas de la perturbation. Le rendement de cette technique est d'environ 85% [9]. Les figures (II.33) et (II.34) représente les courbe P(V) et Vph(t).

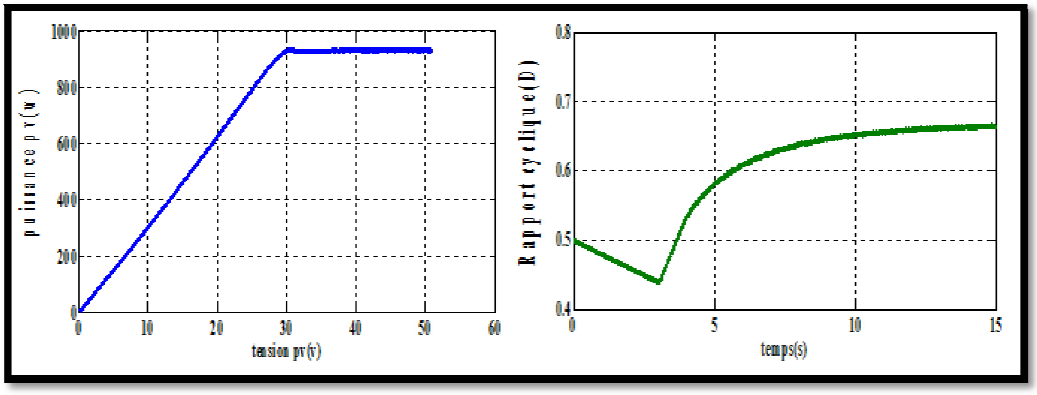


figure (II.33). *représentes les courbe Ppv(V) et rapport cyclique (D) ,avec (E=800 w/m² et T=25c°)*

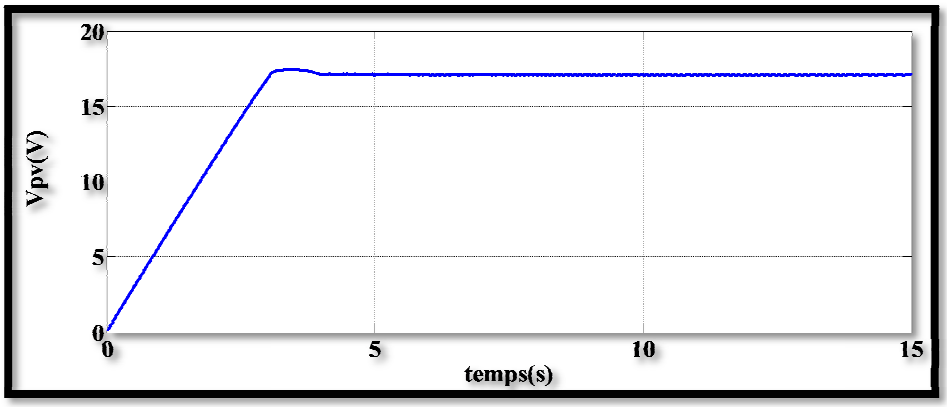


Figure II.34 . *la tension du PV après la régulation*

La figure ci-dessous représente la Robustesse de P&O avec des variables valeurs d'éclairement

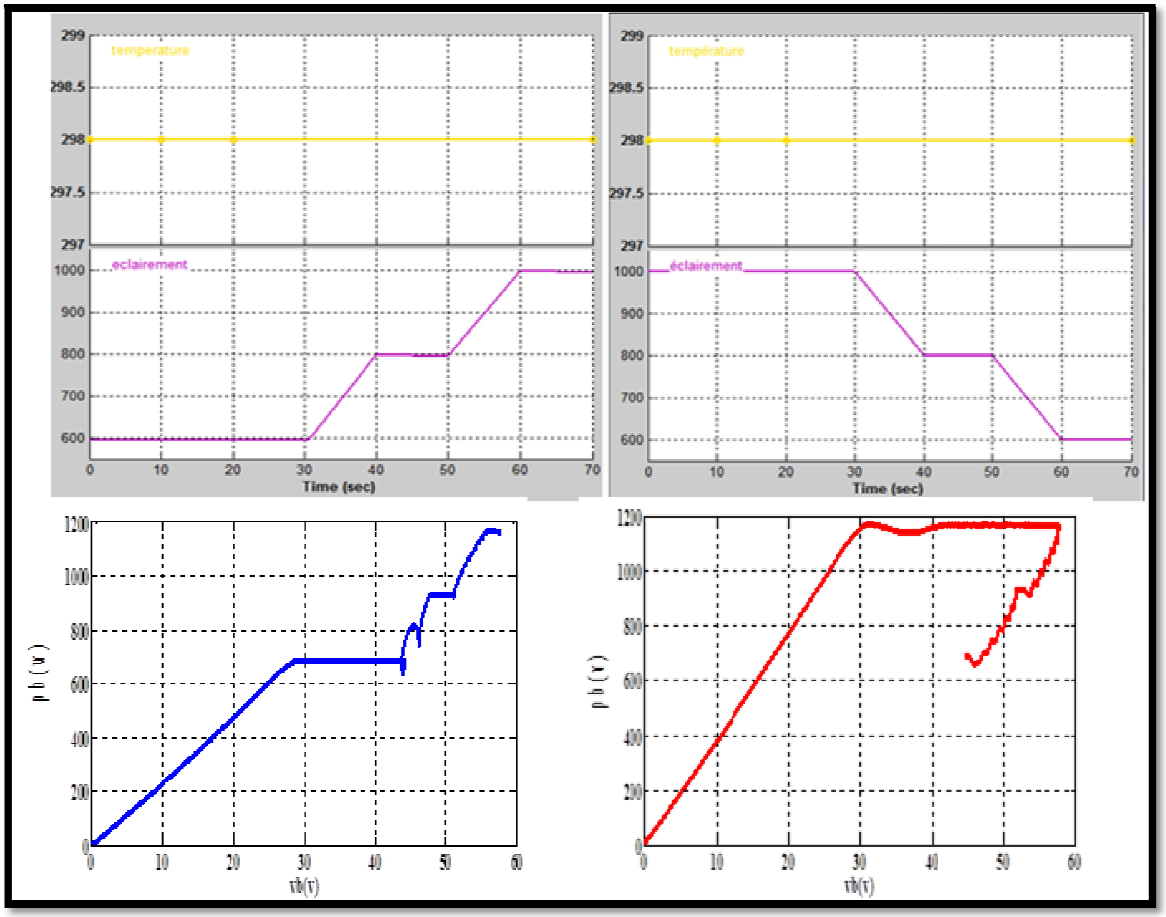


Figure II.35. *Robustesse P&O*

Interprétation des resultats :

Les figures représentes la Robustesse de p&o avec des variable valeurs de températures en remarque l'lorsque l'éradication d'éclairement est augmente en remarque que la puissance de panneau est augmente et le contraire c'est Just. Alors la puissance de panneau suit la variation de la températures et l'éclairements

II.11.3. Méthode d'Incrément de Conductance

La seconde méthode, s'appuie sur une considération mathématique liant la puissance aux deux grandeurs *I* et *V* par le biais des pentes sous le terme "Incrément de Conductance''. Cette technique d'analyse se prête bien aux calculs et permet un certain nombre d'adaptations et de linéarisation [41]. Les caractéristiques de ce dérivé sont explicitées dans la figure (II.30).

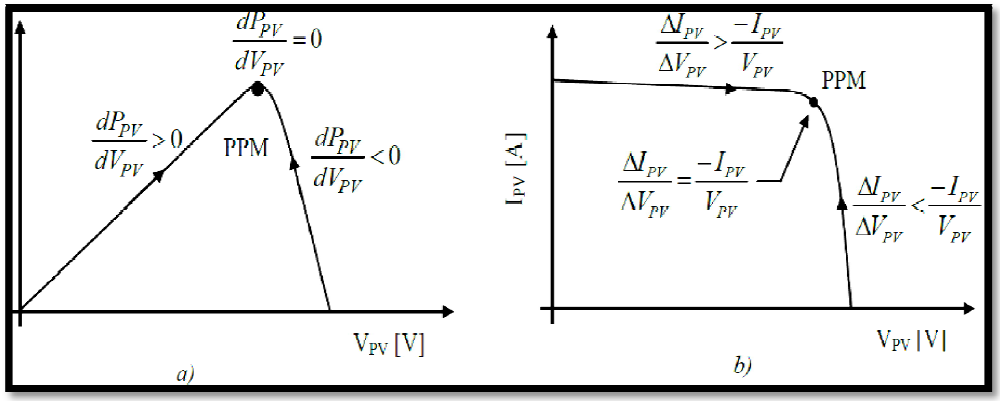


Figure II. 36. Signes de dP/dV (a) et dI/dV (b) pour différentes zones de fonctionnement de la méthode de « IncCond ».

L'avantage de cette technique est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement [42].

Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous [39]:

$$\mathbf{G}=\frac{\mathbf{I_{pv}}}{\mathbf{V_{pv}}} \qquad \textbf{(II.92)}$$

Ceci donne les équations suivantes

Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}}>0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM ;

Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}}=0$, le point de fonctionnement est sur le PPM

Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM [9].

Avec ces relations on pourrait développer l'algorithme d'incrémentation de la conductance et ceci est représenté sur le schéma suivant figure (II.31): L'algorithme est mis en application en l'implémentant sur un microprocesseur qui contrôle directement le convertisseur DC-DC via le rapport cyclique *D*.

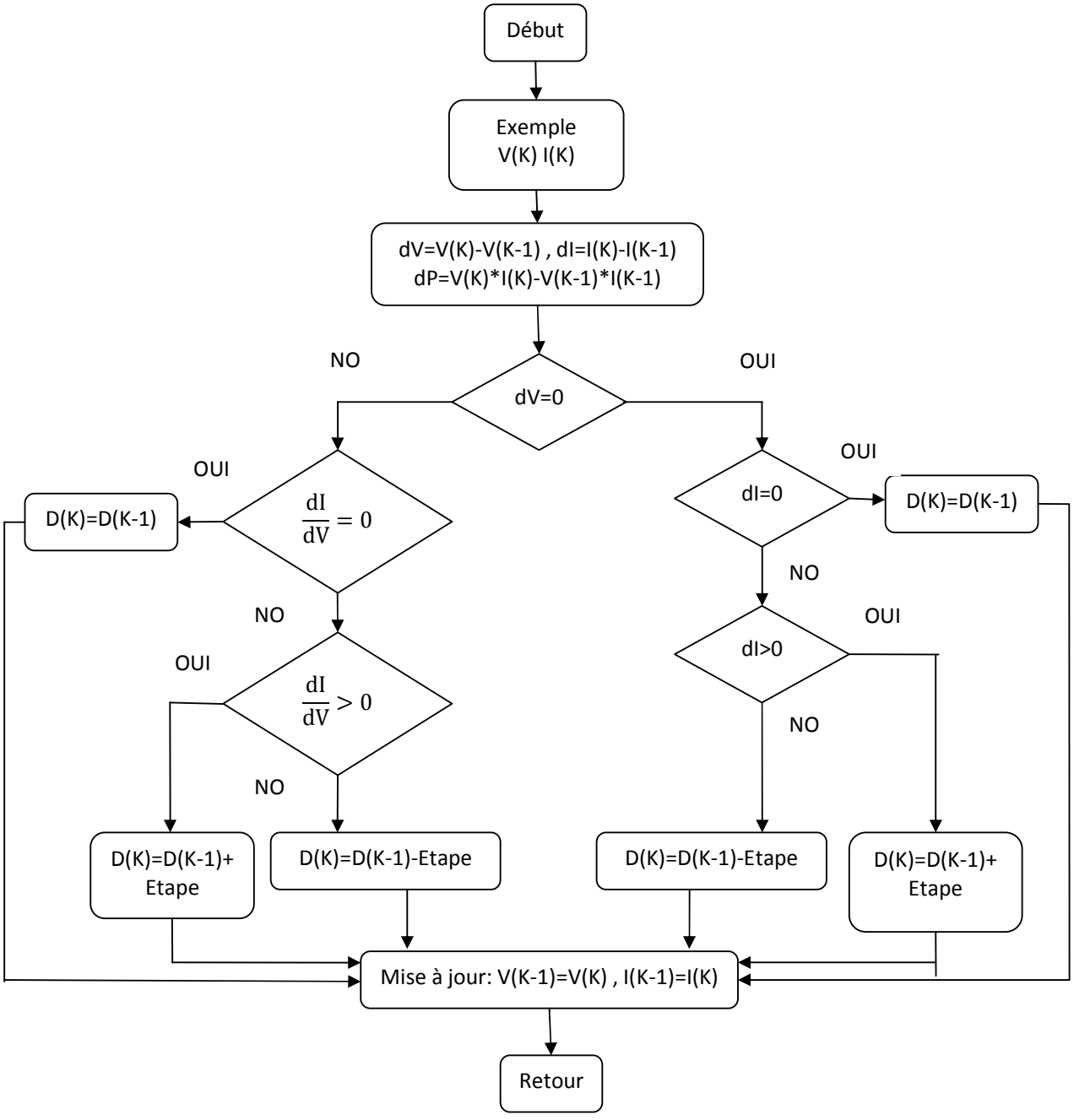
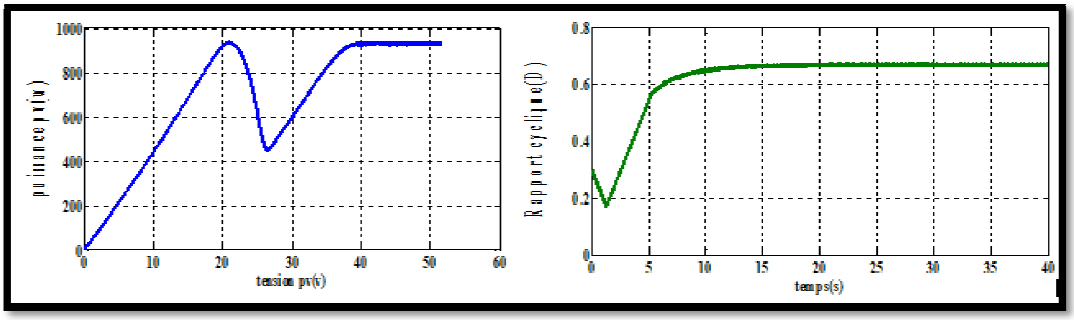


Figure II.37. Algorithme de la méthode de « IncCond » du MPPT .

Avec Cp est la largeur du pas d'ajustement

Dans cet algorithme la dérivée de la puissance de sortie du panneau est calculée d'une autre manière. Elle est calculée en fonction de la tension *V* et sa différence *dV* et du courant I et sa différence *dI*. Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale, positive à gauche du point MPP et négative à droit [37]. Les figures (II.40) et (II.41) represente les courbe P(pv) et rapport cyclique(D).



Figures II.38. *représentes les courbe Ppv(V) et rapport cyclique (D) ,avec (E=800 w/m² et T=25c°)*

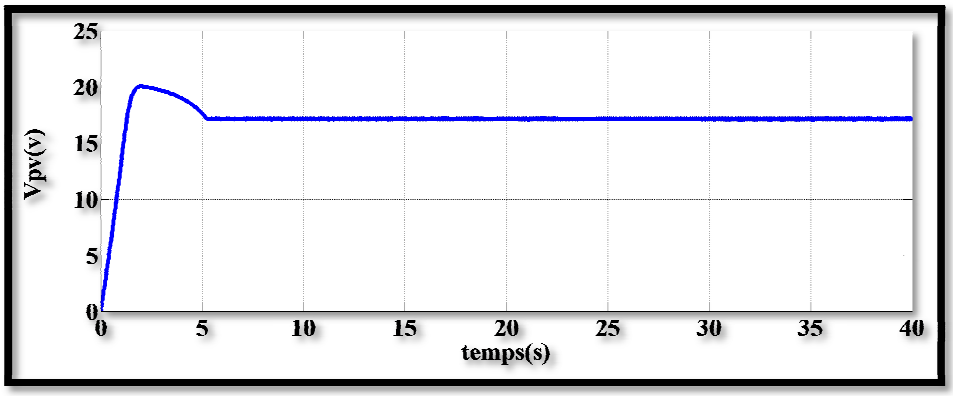


Figure II.40 . la tension du PV après la régulation

Conclusion

Nous avons vus dans ce chapitre, la modélisation d'un générateur photovoltaïque en utilisant le modèle à une et à deux exponentielles. Ce dernier est le modèle le plus adapté pour une bonne compréhension des phénomènes physiques intervenant dans chaque région du dispositif, ainsi que pour une simulation adéquate du fonctionnement des cellules solaires. La simulation effectuée nous a permis d'obtenir des caractéristiques très proches de celles du générateur photovoltaïque réel, ce qui nous a permis de valider notre modélisation. Comme les caractéristiques du générateur photovoltaïque dépendent des paramètres

internes de ce dernier et des paramètres météorologiques, il nous a parut nécessaire d'étudier l'influence de ces paramètres sur les caractéristiques de sortie du générateurs photovoltaïque. Par ailleurs, nous avons constaté que l'influence de la variation des paramètres internes de la cellule sur les caractéristiques du GPV est moins importante que celle des paramètres météorologiques. Ainsi, dans la suite de notre travail on s'intéressera uniquement à l'étude de l'influence des paramètres météorologique sur les caractéristiques du générateur photovoltaïque, Dans le prochain chapitre, nous allons étudier la Modélisation et Commande d'une chaine de conversion éolienne.

Introduction

Les systèmes éoliens connaissent un essor considérable depuis une quinzaine d'années, Grâce au caractère renouvelable et non polluant de l'énergie produite, l'intégration de ces systèmes est devenue un élément clé pour des nouvelles politiques énergétiques dans de nombreux pays [1] [3], C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité, Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [3], Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante, Là encore de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones.

III.1. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée), De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [2].

III.1.1.Principe de fonctionnement

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes [3]

- Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique

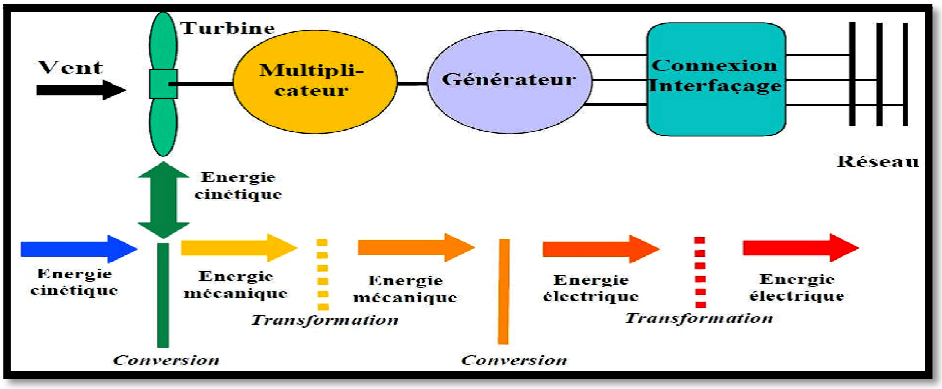


Figure III.1. *Principe de la conversion*

III.1.2. Machine asynchrone à double alimentions (MADA)

La MADA se compose principalement de deux parties, stator et rotor, Le rotor tourne à l'intérieur de la cavité de la machine, il est séparé du stator par un entrefer, En principe les circuits électriques du stator et du rotor sont constitués de trois enroulements identiques couplés en étoile (ou en triangle) avec pour seule différence le circuit électrique du rotor est relié à trois ou quatre bagues sur lesquelles glissent des balais [6].

Les trois enroulements du stator (A, B et C) sont parallèles aux enroulements du rotor et sont distribués sinusoïdalement, décalés de 120 degrés l'un par rapport à l'autre.

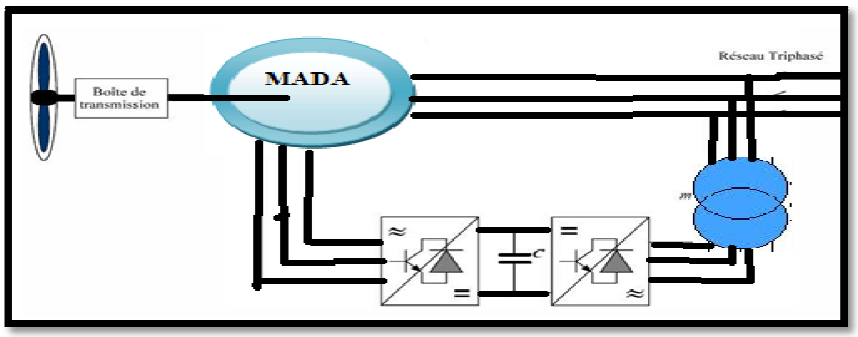


Figure III.2. *Chaine de conversion éolienne.*

III.1.3. Avantages et inconvénients de la MADA

Comme toute autre machine, la *MADA* présente quelques avantages et inconvénients qui sont lié à plusieurs facteurs, sa structure, sa stratégie de commande et ses applications :

III.1.3.1.Avantages

Parmi ses nombreux avantages, nous citons [7][8] :

- La mesure des courants au stator et rotor, contrairement à la machine à cage, donnant ainsi une plus grande flexibilité et précision au contrôle du flux et du couple électromagnétique.
- Le partage des fréquences entre le stator et le rotor : en effet, dans le cas d'une double alimentation, il est possible et recommandé de partager la fréquence de rotation du rotor entre les deux convertisseurs alimentant la machine, réduisant ainsi les pertes fer de la machine et augmentant son rendement.
- La solution avec deux convertisseurs alimentant la machine permet d'assurer un partage du courant magnétisant entre les deux armatures ainsi que la puissance mécanique fournie à la charge.
    - La *MADA* présente une puissance massique légèrement plus élevée que les autres machines à grandes puissances. La possibilité de fonctionner à couple constant au delà de la vitesse nominale.
    - La *MADA* se comporte comme une machine synchrone et l'on peut pratiquer des rapports de démagnétisation très importants (de l'ordre de 1 à 6).
    - Un fonctionnement en régime dégradé, si l'un des deux onduleurs tombe en panne, plus souple que la machine à simple alimentation.

III.1.3.2.Inconvénient

Machine plus volumineuse que celle à cage, généralement elle est plus longue à causes des balais.

- Le coût total de la machine asservie est plus important que celui de la machine à cage.
- Nous soulignons que des études récentes, tenant compte de la chute du prix du silicium, donnent maintenant un petit avantage à la *MADA*.

III.1.4. Fonctionnement de la MADA a vitesse variable

En générale, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur, mais la différence avec les autres types de machine réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur. En effet nous savons qu'une machine à cage doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être en moteur et au-dessus pour être en générateur.

Par contre dans le cas de la MADA, c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de

fonctionner en hyper synchronisme ou en hypo synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur [9][6].

Fonctionnement moteur hypo synchrone (g > 0)

Le fonctionnement en mode hypo synchrone du moteur est réalisé lorsqu'il s'agit d'une plage de réglage de vitesse s'étendant de la vitesse de synchronisme Ωs à une vitesse plus faible Ωmin. La puissance est fournie par le réseau au stator; la vitesse de rotation est inférieure au synchronisme, la puissance de glissement est renvoyée sur le réseau via les convertisseurs connectés au rotor (Figure III.3.a.).

Fonctionnement moteur hypersynchrone (g < 0)

Le fonctionnement en mode hypersynchrone du moteur est réalisé lorsque la vitesse de la machine peut varier au delà de la vitesse de synchronisme. Dans ce mode de fonctionnement une partie de la puissance fournie par le réseau va au rotor via les convertisseurs statiques et est convertie en puissance mécanique (Figure III.3.b).

Fonctionnement générateur hyposynchrone (g > 0)

Dans mode de fonctionnement la puissance est fournie par le dispositif d'entraînement, dans notre cas la turbine éolienne ; une partie de la puissance transitant par le stator est réabsorbée par le rotor (Figure III.3.c).

Fonctionnement générateur hypersynchrone (g < 0)

Dans ce mode de fonctionnement, la totalité de la puissance mécanique fournie à la machine par la turbine éolienne est transmise au réseau aux pertes près. Une partie de cette puissance correspondant à $g.Pmec$ est transmise par l'intermédiaire du rotor (Figure III.3.d).

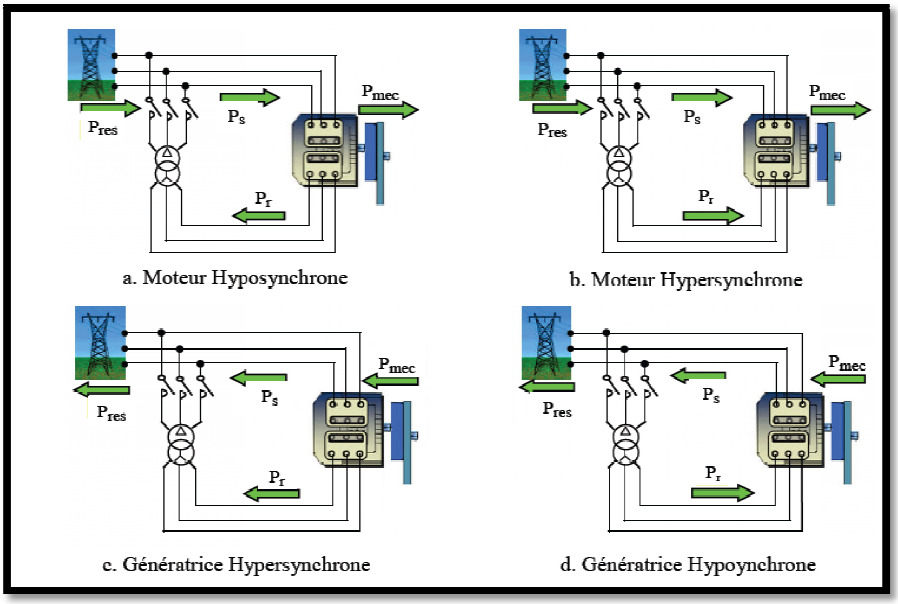


Figure III.3. *Différentes configurations de fonctionnement de la MADA*

III.2. Modélisation d'une chaine conversion éolienne

Le système éolien à vitesse variable étudié dans ce mémoire, basé sur une MADA, est illustré à la Figure III-4, La turbine, via un multiplicateur, entraine la MADA, laquelle est raccordée au réseau électrique directement par le stator mais également au travers de convertisseurs statiques triphasés à IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) par le rotor, Celui ci est muni de systèmes bagues/balais. Ces Convertisseurs Côtés MADA et Réseau, notés respectivement CCM et CCR dans la suite de ce mémoire, sont commandés en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI)

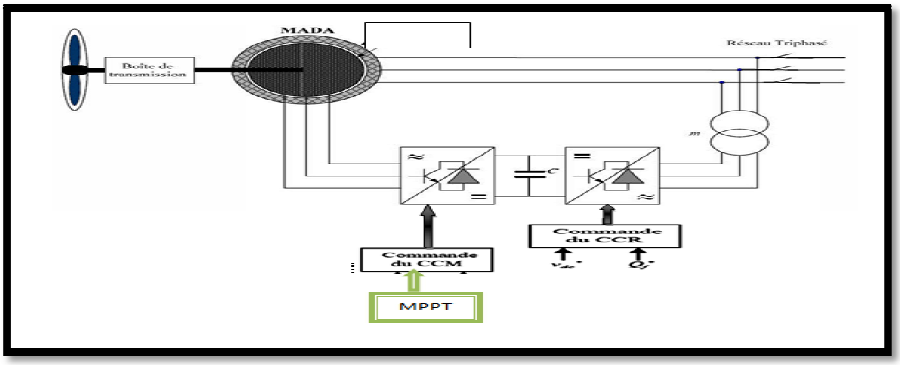


Figure III.4. *Chaine de conversion éolienne.*

III.2.1. Modèle de la turbine éolienne

III.2.1.1. Loi de betz

La turbine à vent est un système aérodynamique complexe à modéliser, cependant des modèles mathématiques simples sont souvent utilisés, Considérons le système éolien à axe horizontal (Figure III.5) sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval [7].

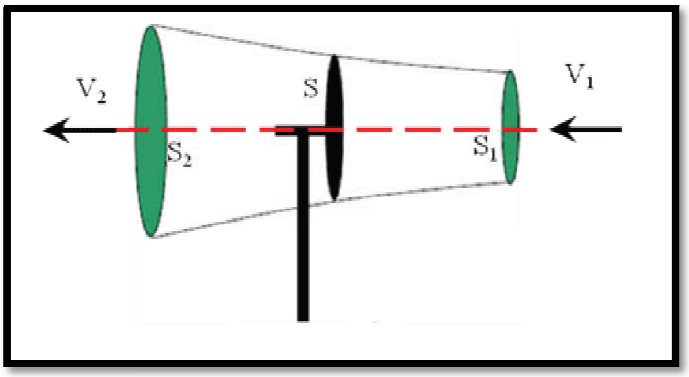


Figure III.5. *Principe de la théorie de Betz*

La théorie de Betz modélise le passage de l'air avant et après les pales de l'éolienne par un tube de courant.

En supposant que la vitesse (V) du vent traversant le rotor est égale à la moyenne des deux vitesses (V_1 et V_2) donc :

$$\mathbf{V = \frac{V_1 + V_2}{2}} \qquad \textbf{(III.1)}$$

L'énergie éolienne provienne de l'énergie cinétique du vent. Si on considère une masse d'air, m (kg), qui se déplace avec la vitesse V (m/s), l'énergie cinétique de cette masse est :

$$\mathbf{E_C = \frac{1}{2} V^2\, m} \qquad \textbf{(III.2)}$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est:

$$\mathbf{m = \rho S\left(\frac{V_1+V_2}{2}\right)} \qquad \textbf{(III.3)}$$

La puissance mécanique P_m extraite de l'éolienne s'exprime comme suite

$$\mathbf{P_m = \frac{1}{2} m\left(V_1^2 - V_2^2\right)} \qquad \textbf{(III.4)}$$

En remplaçant «*m*» par son expression dans l'équation (III-5), on aura :

$$\mathbf{P_m = \frac{1}{4}\rho S(V_1 + V_2)\left(V_1^2 - V_2^2\right)} \qquad \textbf{(III.5)}$$

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface *S* sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1, la puissance P_{mt} correspondante serait alors:

$$\mathbf{P_m = \frac{1}{2}\rho S\left(V_1^3\right)} \qquad \textbf{(III.6)}$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est appelé coefficient de puissance (C_p), il s'exprime comme suit :

$$\mathbf{C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \left(\frac{\left(1+\frac{V_1}{V_2}\right)\left(1-\left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2}\right)} \qquad \textbf{(III.7)}$$

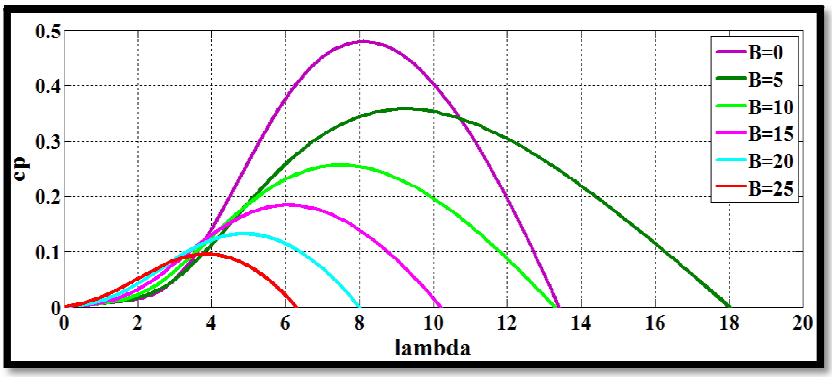


figure III.6. *Représente la caractéristique cp et landa.*

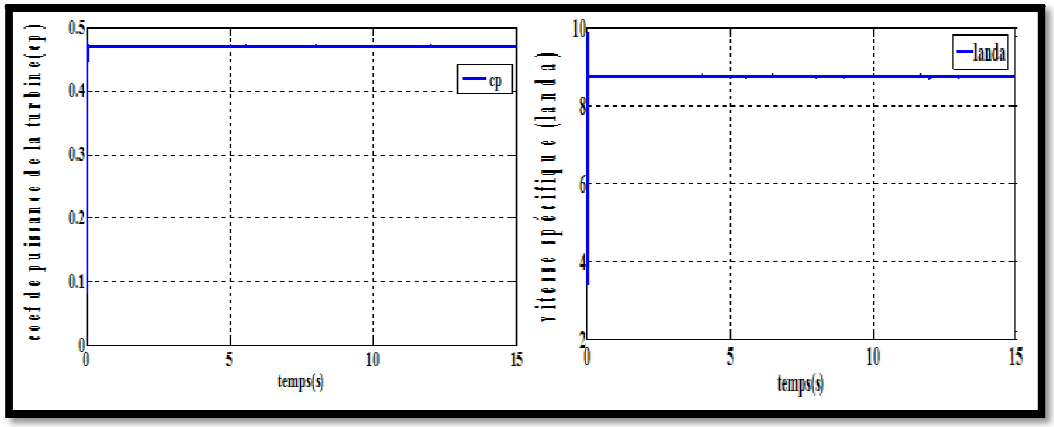


Figure III.7.*coefficient de puissance et vitesse spécifique*

On constate que le coefficient de puissance (C_p) ne dépasse pas la valeur maximale de 0.49, cette valeur théorique est appelée la limite de Betz [4].

En réalité, cette limite n'est jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance 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.

II1.2.1.2. Production d'énergie mécanique

En combinant les équations (III-7), (III-8) et (III-9), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi:

$$C_P = f(\lambda, \beta) = C_1\left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 - C_4\right)\exp\left(\frac{-C_5}{\lambda_i}\right) + C_6\,\lambda \qquad \textbf{(III.8)}$$

$$P_m = C_p P_{mt} = \frac{1}{2} C_p(\lambda)\rho\pi R^2 V_1^3 \qquad \textbf{(III.9)}$$

Avec :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.008\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \qquad \textbf{(III.10)}$$

$C_1 = 0.5176, C_2 = 116\,, C_3 = 0.4\,, C_5 = 21, C_6 = 0.0068$

β: L'angle d'orientation des pâles.

$$\lambda = \frac{R\Omega_1}{V_1} \qquad \textbf{(III.11)}$$

λ : Vitesse spécifique.

Ω_1 : Vitesse de rotation avant multiplicateur

R : Rayon de l'aérogénérateur.

Le couple de la turbine peut alors être obtenu en divisant l'expression de la puissance mécanique extraite de l'éolienne par la vitesse de rotation de l'arbre mécanique Ω_1 :

$$C_{turbine} = \frac{P_m}{\Omega_1} = \frac{1}{2\Omega 1} C_P\left(\frac{R\Omega_2}{K V_1}\right)\rho\pi R^2 V_1^3 \qquad \textbf{(III.12)}$$

Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K, la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par:

$$P_{mg} = C_P\, P_{mt} = \frac{1}{2}\left(\frac{R\Omega_2}{K V_1}\right)\rho\pi R^2 V_1^3 \qquad \textbf{(III.13)}$$

Avec Ω_2 : Vitesse de rotation après multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent (Figure III.5.) [4].

III.2.1.3. Modelé de multiplicateur

Le multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et modélisé par un simple gain. L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles. Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le gain de multiplicateur pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur [10].

$$\mathbf{Cmec} = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{G}}\ \mathbf{C_{turbine}} \qquad \textbf{(III.14)}$$

Où :

G : Gain de multiplication ;

C_{mec} : Couple mécanique sur l'axe du générateur en ($N.m$).

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle du générateur comme suivant :

$$\mathbf{\Omega mec = G\Omega_{turbine}} \qquad \textbf{(III.15)}$$

Où :

Ω_{mec}=Vitesse angulaire mécanique du générateur (rad/s).

III.2.1.4. Modelé de l'arbre

L'équation fondamentale de la dynamique de l'arbre qui permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor s'écrit comme suite:

$$\boldsymbol{j\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{turbine} - f\Omega_{mec}} \qquad \textbf{(III.16)}$$

J : Inertie totale des parties tournantes ($Kg.m^2$)

f : Coefficient de frottements visqueux ;

$\boldsymbol{f\,\Omega mec = Cvis}$: Couple des frottements visqueux;

$\boldsymbol{Cturbine = Cmec + Cem}$=Couple total de l'éolienne ;

C_{em} : Couple électromagnétique du générateur en ($N.m$).

En fonctionnement générateur le couple électromagnétique C_{em} a un signe négatif.

L'inertie totale est la somme de l'inertie du générateur et de la turbine ramenée au côté générateur c'est-à-dire :

$$\mathbf{j = \frac{j_{turbine}}{G^2} + J_{generateur}} \qquad \textbf{(III.17)}$$

Les équations précédentes permettent d'établir le schéma bloc du modèle de la turbine (Figure III.8).

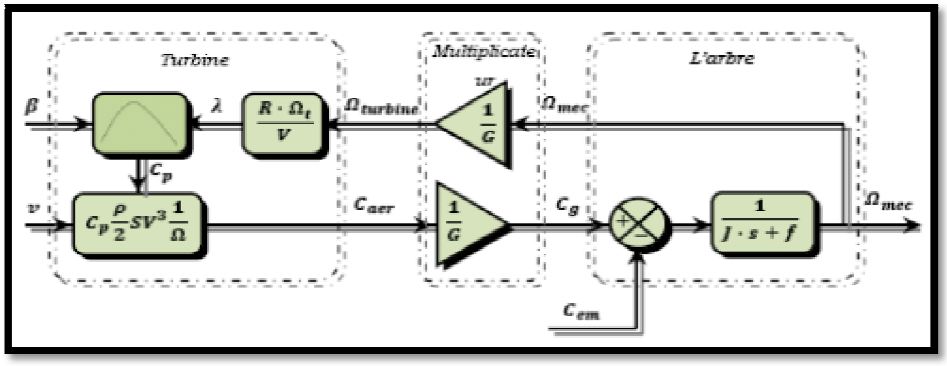


Figure III.8. *Schéma bloc du modèle de la turbine*

III.2.2. Modélisation d'une chaine de conversion éolienne

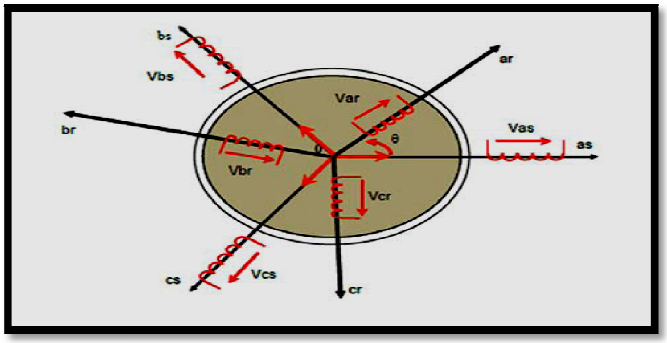


Figure III.11. *Représentation spatiale de la MADA*

La modélisation de la MADA en tenant compte de la répartition de ses enroulements et sa géométrie réelle est une tache très complexe. Il est alors nécessaire d'adopter certaines

Hypothèses simplificatrices :

- La machine est supposée idéale, c'est-à-dire que les ampères-tours sont supposés distribués sinusoïdalement le long de l'entrefer de la machine et que les harmoniques d'espace sont négligés.

- Les paramètres de la machine sont considérés indépendants de la température.
- Les pertes fer (par hystérésis et courant de Foucault) sont négligeables.
- La saturation du circuit magnétique sera négligeable.
- Les grandeurs homopolaires sont considérées comme nulles.

III.2.2.1. Equation électrique

Les équations des tensions des phases statoriques et rotoriques qui décrivent le fonctionnement de la machine s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} \boldsymbol{V_S} = [\boldsymbol{R_S}][\boldsymbol{I_S}] + \dfrac{\boldsymbol{d}}{\boldsymbol{dt}}[\boldsymbol{\varphi_S}] = [\boldsymbol{R_S}][\boldsymbol{I_S}] + \dfrac{\boldsymbol{d}}{\boldsymbol{dt}}([\boldsymbol{I_{SS}}][\boldsymbol{I_S}] + [\boldsymbol{M_{Sr}}][\boldsymbol{I_r}]) \\ \mathbf{V_r} = [\mathbf{R_r}][\mathbf{I_r}] + \dfrac{\mathbf{d}}{\mathbf{dt}}[\boldsymbol{\varphi}_\mathbf{r}] = [\mathbf{R_r}][\mathbf{I_r}] + \dfrac{\mathbf{d}}{\mathbf{dt}}([\mathbf{I_{rr}}][\mathbf{I_r}] + [\mathbf{M_{rs}}][\mathbf{I_s}]) \end{cases} \quad \textbf{(III.18)}$$

Avec:

Vs, Vr : Tensions statoriques et rotoriques ;

is, ir : Courants statoriques et rotoriques ;

Rs, Rr : Résistances des enroulements statoriques et rotoriques ;

φs, φr : Flux statoriques et rotoriques ;

Ls, Lr : Inductances de fuites des statoriques et rotoriques ;

Ms, Mr : inductances mutuelles.

III.2.2.2. Equation magnétique

Les équations magnétiques sont données par:

$$\begin{cases} [\boldsymbol{\varphi_s}] = ([\mathbf{I_{SS}}][\mathbf{I_S}] + [\mathbf{M_{Sr}}][\mathbf{I_r}]) \\ [\boldsymbol{\varphi_r}] = ([\mathbf{I_{rr}}][\mathbf{I_r}] + [\mathbf{M_{rs}}][\mathbf{I_s}]) \end{cases} \quad \textbf{(III.19)}$$

Avec :

$$[\boldsymbol{V_S}] = \begin{pmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{pmatrix}, [\boldsymbol{I_S}] = \begin{pmatrix} \boldsymbol{I_{as}} \\ \boldsymbol{I_{bs}} \\ \boldsymbol{I_{cs}} \end{pmatrix}, [\boldsymbol{\varphi_S}] = \begin{pmatrix} \boldsymbol{\varphi_{as}} \\ \boldsymbol{\varphi_{bs}} \\ \boldsymbol{\varphi_{cs}} \end{pmatrix} \quad \textbf{(III.20)}$$

$$[\boldsymbol{R_s}] = \begin{pmatrix} \boldsymbol{R_s} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \boldsymbol{R_s} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \boldsymbol{R_s} \end{pmatrix} \; ; \quad [\boldsymbol{L_s}] + \begin{pmatrix} \boldsymbol{L_s} & \boldsymbol{M_S} & \boldsymbol{M_S} \\ \boldsymbol{M_S} & \boldsymbol{L_s} & \boldsymbol{M_S} \\ \boldsymbol{M_S} & \boldsymbol{M_S} & \boldsymbol{L_s} \end{pmatrix} \quad \textbf{(III.21)}$$

$$[\mathbf{V_r}] = \begin{pmatrix} \mathbf{V_{ar}} \\ \mathbf{V_{br}} \\ \mathbf{V_{cr}} \end{pmatrix} \; ; [\mathbf{I_r}] = \begin{pmatrix} \mathbf{I_{ar}} \\ \mathbf{I_{br}} \\ \mathbf{I_{cr}} \end{pmatrix} \; ; \; [\boldsymbol{\varphi}_\mathbf{r}] = \begin{pmatrix} \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{ar}} \\ \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{br}} \\ \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{cr}} \end{pmatrix} \quad \textbf{(III.22)}$$

$$[\mathbf{R_r}] = \begin{pmatrix} \mathbf{R_r} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{R_r} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{R_r} \end{pmatrix} \quad ; [\mathbf{L_s}] = \begin{pmatrix} \mathbf{L_r} & \mathbf{M_r} & \mathbf{M_r} \\ \mathbf{M_r} & \mathbf{L_r} & \mathbf{M_S} \\ \mathbf{M_r} & \mathbf{M_r} & \mathbf{M_r} \end{pmatrix} \tag{III.23}$$

$$[M_{sr}] = [M_{sr}]^T = M_{sr} \begin{pmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3} & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos\theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3} \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3} & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3} & \cos\theta \end{pmatrix} \tag{III.24}$$

III.2.2.3. Equation mécanique

$$\mathbf{C_{em}} = [\mathbf{I}]^{\mathbf{T}} \frac{\mathbf{d}}{\mathbf{d\theta}} ([\mathbf{M_{sr}}][\mathbf{I_{sr}}]) = \mathbf{P}(\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{ds}}\mathbf{I_{qr}}) = \mathbf{P}\frac{\mathbf{M}}{\mathbf{L_S}}(\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{ds}}\mathbf{I_{qr}} - \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{qs}}\mathbf{I_{dr}} \tag{III.25}$$

Donc, l'équation mécanique de la machine s'écrit :

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{1}{J}(C_{em} - C_r - f_r\Omega\ ) \tag{III.26}$$

Où :

Ω : Vitesse de rotation de la machine ;

J : moment d'inertie de l'ensemble machine et turbine éolienne ;

fr : coefficient de frottement.

La résolution analytique dans ce repère est très difficile car le système d'équations est à coefficients variables en fonction de θ (angle de rotation de la machine). Pour remédier à cette difficulté, nous somme amenés à utiliser la transformation de variables de type de Park.

III.2.2.4. Modelé de la MADA dans le repère PARK

Afin de pouvoir travailler au niveau de l'algorithme de commande avec des grandeurs électriques constantes tout en réduisant leur nombre, on introduit une transformation de variables supplémentaires. Cette transformation est appelée transformation de Park [10]. La méthode consiste à transformer le système d'enroulements triphasés statoriques d'axes (a, b, c) en un système équivalent à deux enroulements biphasés sur les axes (*d*, q) ; en raison de la possibilité de créer une même force magnétomotrice indifféremment par des systèmes de courants diphasés ou triphasés d'espace [1].

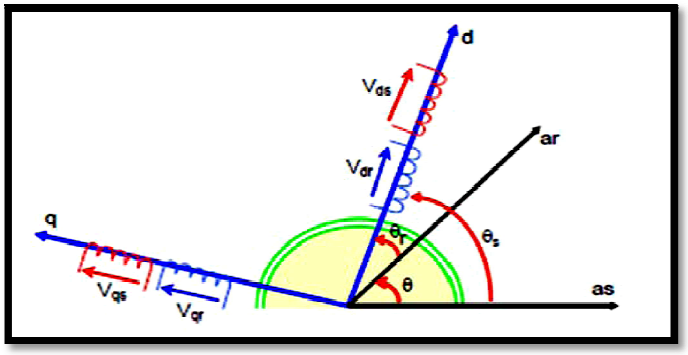


Figure III.12. Repère référentiel de Park

Le passage aux composantes de Park est donné par une matrice de rotation suivante :

$$P(\boldsymbol{\theta}) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad \textbf{(III.27)}$$

Les grandeurs (courants, tensions et flux) transformées, du système diphasé sont égales à la matrice de Park multipliée par les grandeurs du système triphasé :

$$\begin{cases} \left[\mathbf{V_S} = [\mathbf{P(\theta_S)}]\left[\mathbf{V_{S(abc)}}\right]\right] \\ \left[\mathbf{V_{r(dq)}} = [\mathbf{P(\theta_r - \theta)}]\left[\mathbf{V_{r(abc)}}\right]\right] \end{cases} \quad \textbf{(III.28)}$$

$$\begin{cases} \left[\mathbf{I_S} = [\mathbf{P(\theta_S)}]\left[\mathbf{I_{S(abc)}}\right]\right] \\ \left[\mathbf{I_{r(dq)}} = [\mathbf{P(\theta_r - \theta)}]\left[\mathbf{I_{r(abc)}}\right]\right] \end{cases} \quad \textbf{(III.29)}$$

$$\begin{cases} \left[\boldsymbol{\varphi}_\mathbf{S} = [\mathbf{P(\theta_S)}]\left[\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{S(abc)}}\right]\right] \\ \left[\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{r(dq)}} = [\mathbf{P(\theta_r - \theta)}]\left[\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{r(abc)}}\right]\right] \end{cases} \quad \textbf{(III.30)}$$

Dans le repère (d, q) les équations du flux s'expriment par :

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{ds}} = \mathbf{L_S I_{ds}} + \mathbf{M I_{ds}} \\ \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{dr}} = \mathbf{L_r I_{dr}} + \mathbf{M I_{ds}} \end{cases} \qquad \begin{cases} \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{ds}} = \mathbf{L_S I_{ds}} + \mathbf{M I_{ds}} \\ \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{qr}} = \mathbf{L_S I_{qr}} + \mathbf{M I_{qs}} \end{cases} \quad \textbf{(III.31)}$$

Avec :

$L_S = l_S M_S$: Inductance cyclique statorique ;

$L_r = l_r - M_r$: Inductance cyclique rotorique ;

$M = \frac{2}{3} M_{sr}$: Mutuelle cyclique entre rotor-stator.

En remplaçant les équations des flux dans les équations des tensions (III-32), on aura :

$$\begin{bmatrix} Vds \\ Vqs \\ Vdr \\ Vqr \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Rs + Ls\frac{d}{dt} & -WsLs & M\frac{d}{dt} & -WsM \\ WsLs & Rs + Ls\frac{d}{dt} & WsLs & M\frac{d}{dt} \\ M\frac{d}{dt} & -(Ws - Wr)M & Rr + Lr\frac{d}{dt} & -(Ws - Wr)Lr \\ (Ws - Wr)M & M\frac{d}{dt} & (Ws - Wr)Lr & Rr + Lr\frac{d}{dt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ids \\ Iqs \\ Idr \\ Iqr \end{bmatrix} \quad \textbf{(III-32)}$$

L'expression générale du couple électromagnétique dans le repère d-q devient :

$$C_{em} = P\frac{M}{L_S}(\varphi_{ds} I_{qr} - \varphi_{qs} I_{dr}) \quad \textbf{(III-33)}$$

III.2.2.5. Principe de la commande vectorielle de la MADA

Afin de découpler la commande du couple et celle du flux de cette machine, plusieurs stratégies de commande ont été proposées pour obtenir des performances souhaitées. Ces stratégies de commande consistent souvent à rendre le comportement électromagnétique de cette machine similaire à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée. Cette similitude est rendue possible par l'emploi de la commande vectorielle élaborée à partir du modèle de Park. Le principe de la commande vectorielle consiste à orienter une des composantes du flux statorique suivant un axe de référence tournant à la vitesse du synchronisme, c'est-à-dire sur l'axe « d » (Figure III.13.).

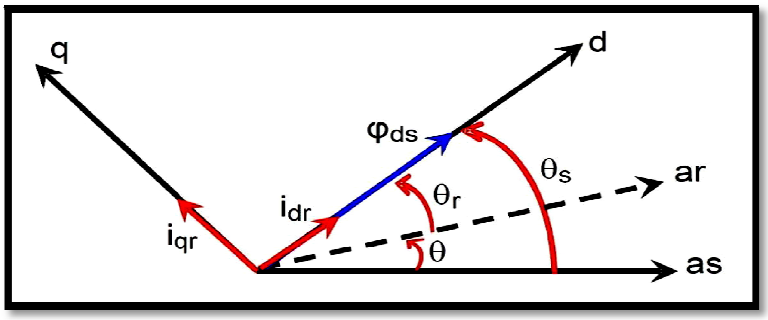


Figure III.13. *Représentation spatiale de l'orientation du flux statorique*

- **Procédé d'orientation de flux**

La méthode du flux orienté est basée sur le choix du repère de référence. Par le choix du repère lié au champ tournant, il découle que le flux à orienter (statorique, rotorique ou

d'entrefer) doit coïncider avec l'axe « d ». Afin d'obtenir un couple maximal, nous devons imposer l'une des conditions suivantes :

Orientation du flux rotorique :

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi_{dr} = \varphi_r} \\ \boldsymbol{\varphi_{qr} = 0} \end{cases} \quad \textbf{(III.34)}$$

Orientation du flux statorique

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi_{ds} = \varphi_s} \\ \boldsymbol{\varphi_{qs} = 0} \end{cases} \quad \textbf{(III.35)}$$

Orientation du flux magnétisant

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi_{dm} = \varphi_m} \\ \boldsymbol{\varphi_{qm} = 0} \end{cases} \quad \textbf{(III.36)}$$

Dans notre travail, nous avons choisi un référentiel lié au champ tournant statorique.

- modèle de GADA avec orientation de flux statorique

Le modèle de la GADA s'écrit dans le repère de Park lié au champ tournant comme suit :

- Equation du flux statorique

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi_{ds} = L_s I_{ds} + M I_{ds}} \\ \boldsymbol{0 = L_s I_{qs} + M I_{qs}} \end{cases} \quad \textbf{(III.37)}$$

- Equation du couple électromagnétique

$$\boldsymbol{C_{em} = P \frac{M}{L_s} \varphi_{ds} I_{qr}} \quad \textbf{(III.38)}$$

Le courant iqr sera rendu variable par action sur la tension Vqr**,** le flux peut être contrôlé par le réglage du courant idr. Ce dernier est rendu variable par action sur la tension Vdr [5][6]. Si l'on néglige la résistance du bobinage statorique Rs, ce qui est une hypothèse assez réaliste pour les machines de moyenne et forte puissance utilisées dans l'énergie éolienne, les équations des tensions statoriques devient:

$$\begin{cases} \boldsymbol{V_{qs} = V_s = Ws\varphi_{dr}} \\ \boldsymbol{0 = V_{ds}} \end{cases} \quad \textbf{(III.39)}$$

A partir de l'équation (II-37), nous pouvons alors écrire les équations liant les courant statoriques aux courants rotoriques :

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi_{ds} = L_s I_{ds} + M I_{ds}} \\ \boldsymbol{0 = L_s I_{qs} + M I_{qs}} \end{cases} \quad \textbf{(III.40)}$$

relations entre puissance statoriques et courants rotorique Dans un repère diphasé, les puissances active et réactive statoriques d'une machine asynchrone à double alimentation s'écrivent :

$$\begin{cases} \boldsymbol{P = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs}} \\ \boldsymbol{Q = V_{qs} I_{ds} + V_{ds} I_{qs}} \end{cases} \quad \textbf{(III-41)}$$

En appliquant les hypothèses simplificatrices à l'équation on obtient

$$\begin{cases} \boldsymbol{P = V_s I_{qs}} \\ \boldsymbol{Q = V_s I_{ds}} \end{cases} \quad \textbf{(III.42)}$$

$$\begin{cases} \boldsymbol{P_r = g.P_S} \\ \boldsymbol{Q_r = g.Q_S} \end{cases} \quad \textbf{(III.43)}$$

Ou a partir de glissement :

En remplaçant i_{ds} et i_{qs} par leurs expressions données nous obtenons :

$$\begin{cases} \boldsymbol{P = -V_S \frac{M}{L_S} I_{qs}} \\ \boldsymbol{Q = -V_s \frac{\varphi_S}{L_s} - V_s \frac{M}{L_s} I_{dr}} \end{cases} \quad \textbf{(III.44)}$$

En approximant $\frac{V_S}{W_S}$ par, l'expression de la puissance réactive Q devient alors :

$$\boldsymbol{Q = \frac{1}{W_s L_s} V_S^2 - V_S \frac{M}{L_S} I_{dr}} \quad \textbf{(III.45)}$$

Compte tenu du repère choisi et des approximations faites et si l'on considère l'inductance magnétisante M comme constante, le système obtenu lie de façon proportionnelle la puissance active au courant rotorique d'axe q et la puissance réactive au courant rotorique d'axe d à la constante $V_s/\omega_s{}_s L$ près imposée par le réseau.

- relation entre tension rotorique et courants rotorique

En remplaçant les courants statoriques par leur expression dans l'équation (III-44) on obtient :

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = \left(L_r - \dfrac{M^2}{L_S}\right) I_{dr} + \dfrac{MV_s}{w_s L_s} \\ \varphi_{qr} = \left(L_r - \dfrac{M^2}{L_S}\right) I_{qr} \end{cases} \quad \textbf{(III.46)}$$

on obtient :

$$\begin{cases} \mathbf{V_{dr} = R_r I_{dr} + \left(L_r - \dfrac{M^2}{L_s}\right)\dfrac{d}{dt} I_{dr} - gW_s\left(L_r - \dfrac{M^2}{L_s}\right) I_{qr}} \\ \mathbf{V_{qr} = R_r I_{qr} + \left(L_r - \dfrac{M^2}{L_s}\right)\dfrac{d}{dt} I_{qr} + gW_s\left(L_r - \dfrac{M^2}{L_s}\right) I_{dr} + gW_s \dfrac{MV_s}{w_s L_s}} \end{cases} \quad \textbf{(III-47)}$$

En régime permanent, les termes faisant intervenir les dérivées des courants rotoriques diphasés disparaissent. Nous pouvons donc écrire :

$$\begin{cases} \mathbf{V_{dr} = R_r I_{dr} - gW_s\left(L_r - \dfrac{M^2}{L_s}\right) I_{qr}} \\ \mathbf{V_{qr} = R_r I_{qr} + gW_s\left(L_r - \dfrac{M^2}{L_s}\right) I_{dr} + gW_s \dfrac{MV_s}{w_s L_s}} \end{cases} \quad \textbf{(III-48)}$$

Où :

V_{dr} et V_{qr} sont les composantes diphasées des tensions rotoriques à imposer à la machine pour obtenir les courants rotoriques voulus

$\boldsymbol{L_r - \frac{M^2}{L_s}}$ est le terme de couplage entre les deux axes ;

$\boldsymbol{gW_s \frac{MV_s}{w_s L_s}}$ représente une force électromotrice dépendante de la vitesse de rotation. Les équations (III-38), (III-39) et (III-45) permettent d'établir un schéma bloc du système électrique à réguler (Figure III.114)

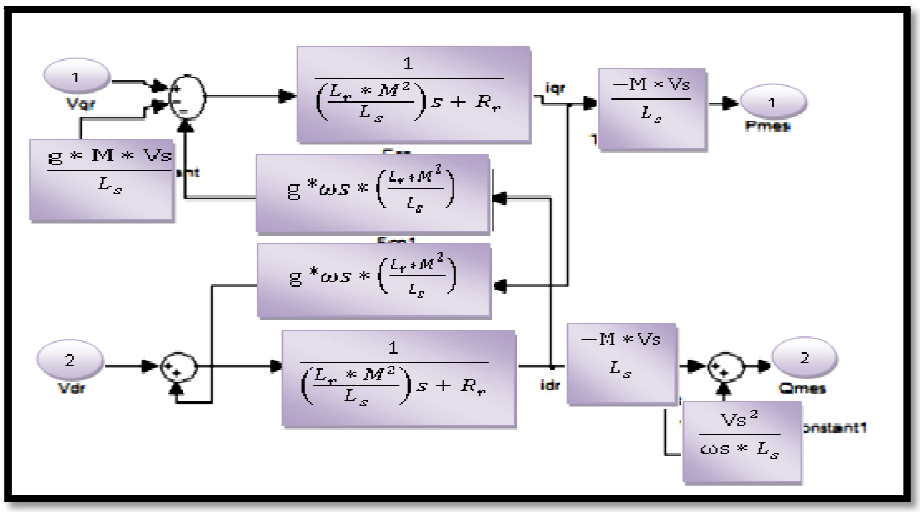


Figure III.14. *Schéma bloc de la MADA à réguler*

Ce schéma fait apparaître des fonctions de transfert du premier ordre pour les deux axes liant les tensions rotoriques aux puissances actives et réactive statoriques. Ce qui nous permet de mettre en place une commande vectorielle étant donné qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec chacun son propre régulateur. Les grandeurs de références pour ces régulateurs seront : la puissance active pour l'axe q rotorique et la puissance réactive pour l'axe d rotoriques. La consigne de puissance réactive sera maintenue nulle pour assurer un facteur de puissance unitaire côté stator, de façon à optimiser la qualité de l'énergie renvoyée sur le réseau. La consigne de puissance active devra permettre de garder le coefficient

de puissance de l'éolienne optimal [6]. Ainsi, il apparaît deux solutions pour effectuer la commande en puissance de cette machine

- Méthode directe

Cette méthode consiste à négliger les termes de couplage et de mettre en place un régulateur (PI) indépendant sur chaque axe pour contrôler indépendamment les puissances active et réactive (Figure III.15.). Cette méthode est dite méthode directe car les régulateurs de puissance contrôlent directement les tensions rotoriques de la machine.

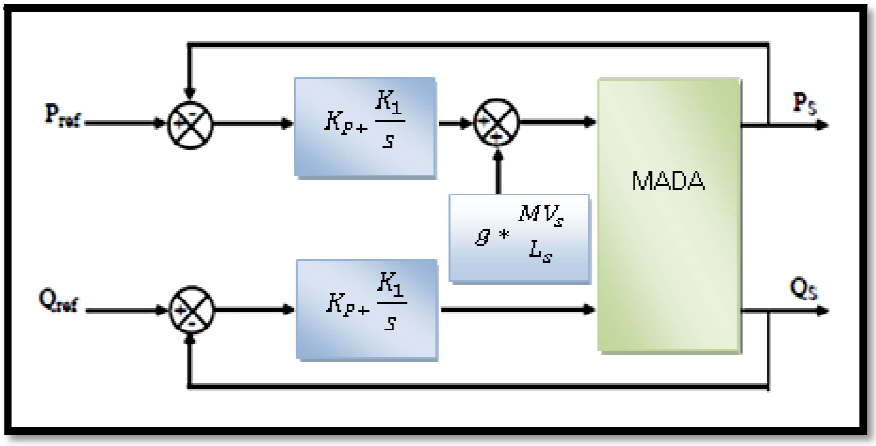


Figure III.15. *Schéma bloc de la commande de puissance directe*

- Méthode indirecte

Cette méthode consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser en utilisant un système comportant deux boucles permettant de contrôler les puissances et les courants rotoriques. En combinant les différentes équations des flux, des tensions rotoriques, des courants et des puissances, nous pouvons exprimer les tensions en fonction des puissances. On reproduit ainsi le schéma bloc du système en sens inverse en aboutissant à un

modèle qui correspond à celui de la machine mais dans l'autre sens et qui contient tous les éléments du schéma bloc de la *MADA*. On part donc de la puissance statorique en fonction des courants rotoriques et des expressions des tensions rotoriques en fonction des courant rotoriques et on trouve :

$$\begin{cases} V_{dr} = gW_s \dfrac{(L_r \dfrac{-M^2}{L_S})}{\dfrac{MV_S}{L_S}} p - \left(\dfrac{R_r + (L_r \dfrac{-M^2}{L_S})}{\dfrac{MV_S}{L_S}} p \right) * Q + \left(\dfrac{R_r V_s}{W_s M} + \left(L_r - \dfrac{M^2}{L_S} \right) \dfrac{V_S}{W_S} \right) p \\ V_{qr} = - \left(\dfrac{R_r + (L_r \dfrac{-M^2}{L_S})}{\dfrac{MV_S}{L_S}} p \right) P - gW_s \dfrac{(L_r \dfrac{-M^2}{L_S})}{\dfrac{MV_S}{L_S}} Q + gW_s \left(\left(L_r - \dfrac{M^2}{L_S} \right) \dfrac{V_S}{W_S M} \right) \end{cases} \quad \textbf{(III.49)}$$

Pour obtenir une bonne stabilité du système nous introduisons une boucle de régulation des courants rotoriques dont les consignes sont directement déduites des valeurs des puissances que l'on veut imposer à la machine (Figure II.16.).

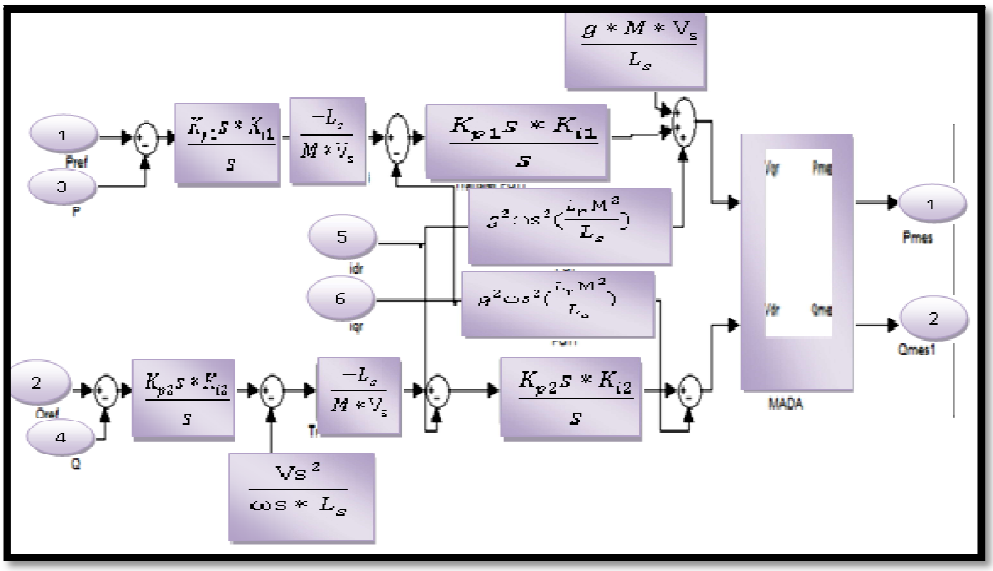


Figure III.16. *Schéma bloc de la commande de puissance indirecte*

III.2.2.6. Modélisation et commande d'un onduleur de tension triphasés *trois* niveaux

Cette structure d'onduleur multiniveau a été introduite par A. Nabae et H.Akagi en 1981 dont l'objectif était de réduire l'amplitude des harmoniques injectées par l'onduleur dans la charge. L'idée de base de l'onduleur *NPC* est l'obtention d'une tension de sortie à trois niveaux par la superposition de deux interrupteurs élémentaires alimenté chacun par une source de tension continue distincte.

Plusieurs structures de l'onduleur à trois niveaux sont possibles. Dans le cadre

de notre travail, nous étudions la structure *NPC* (Figure III.17). Cette structure est composée de trois bras symétriques constitués chacun de quatre interrupteurs bidirectionnels en série et deux autre en parallèles, plus deux diodes permettant l'obtention du zéro de la tension *Vkm* notées *DDK0* et *DDK1*. Chaque interrupteur est composé d'un interrupteur bicommandable "transistors, *GTO*, *IGBT*, …" et d'une diode montée en tête bêche.[60].

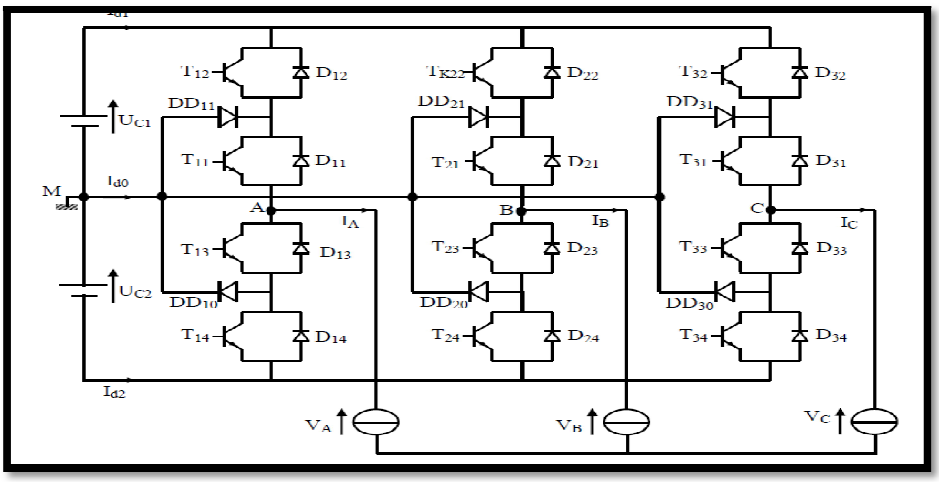


Figure III.17 : *la structure d'un onduleur de tension triphasé à trois niveaux à structure NPC*.

On commence par définir la fonction de connexion $\boldsymbol{S_{Ki}}$ de l'interrupteur. Elle vaut 1 si l'interrupteur est fermé et 0 dans le cas contraire. En mode commandable, les fonctions de connexion de l'onduleur sont liées par la relation (III.50)

$$\begin{cases} \boldsymbol{S_{K1} = 1 - S_{K4}} \\ \boldsymbol{S_{K2} = 1 - S_{K3}} \end{cases} \quad \textbf{(III.50)}$$

Avec, k = 1, 2 ou 3, représente le numéro du bras.

On définit la fonction de connexion. F_{Km}^{b} Du demi-bras comme suit:

$$\begin{cases} \boldsymbol{S_{K1}^{b} = S_{K1} \times S_{K2}} \\ \boldsymbol{S_{K0}^{b} = S_{K2} \times S_{K4}} \end{cases} \quad (\text{III. 51})$$

On désigne par: m = 1: le demi-bras du haut et m = 0 : le demi-bras du bas.

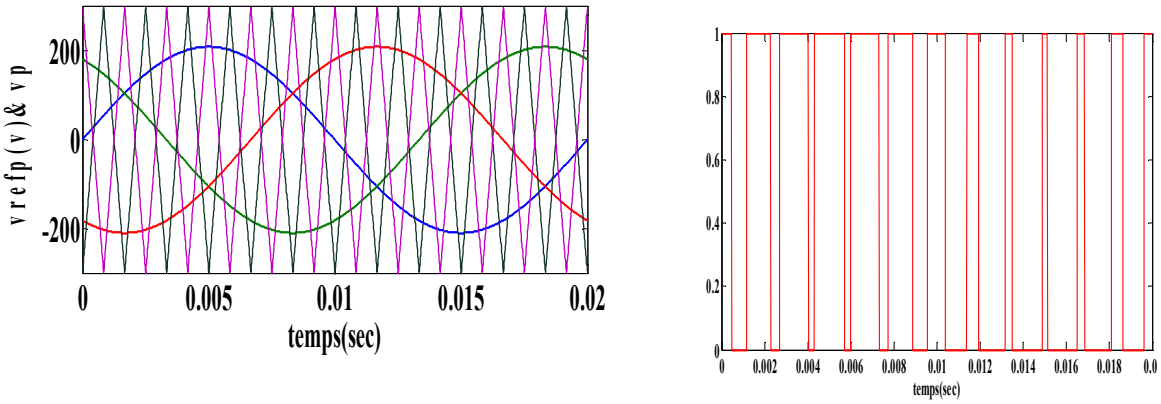
Les potentiels des nœuds A, B et C de l'onduleur triphasé à trois niveaux, par rapport au point M s'expriment comme suit:

$$\begin{cases} \mathbf{V_{AM} = S_{11}^{b} \times U_{C1} - S_{10}^{b} \times U_{C2}} \\ \mathbf{V_{BM} = S_{21}^{b} \times U_{C1} - S_{20} \times U_{C2}} \\ \mathbf{V_{CM} = S_{31}^{b} \times U_{C1} - S_{30}^{b} \times U_{C2}} \end{cases} \quad \textbf{(III.52)}$$

Les tensions simples de sortie s'écrivent:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \left\{ \begin{bmatrix} S_{11}^b \\ S_{21}^b \\ S_{31}^b \end{bmatrix} U_{C1} - \begin{bmatrix} S_{10}^b \\ S_{30}^b \\ S_{30}^b \end{bmatrix} U_{C2} \right\} \quad \text{(III.53)}$$

Résultat de simulation



(a) **(b)**

Figure III.18. a) *Les tensions de l'onduleur à trois niveaux b) signes de commande de l'onduleur*

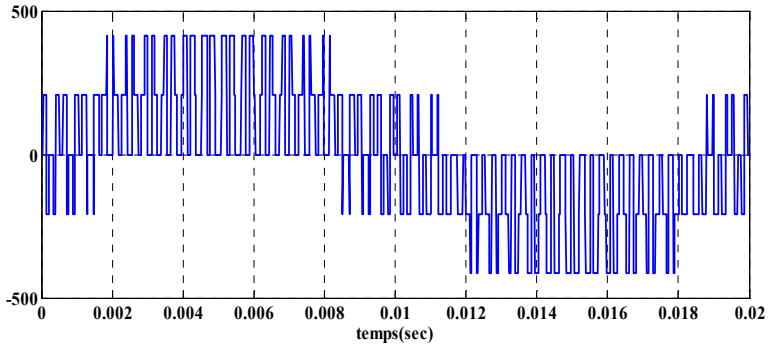


Figure. III.19. *Tensions simple de l'onduleur*

III.2.2.7. Simulation et interprétation des résultats

Nous allons simuler notre système coté MADA et coté réseau à l'aide des contrôleurs PI, les résultats de simulation trouvé est indiqué comme suite

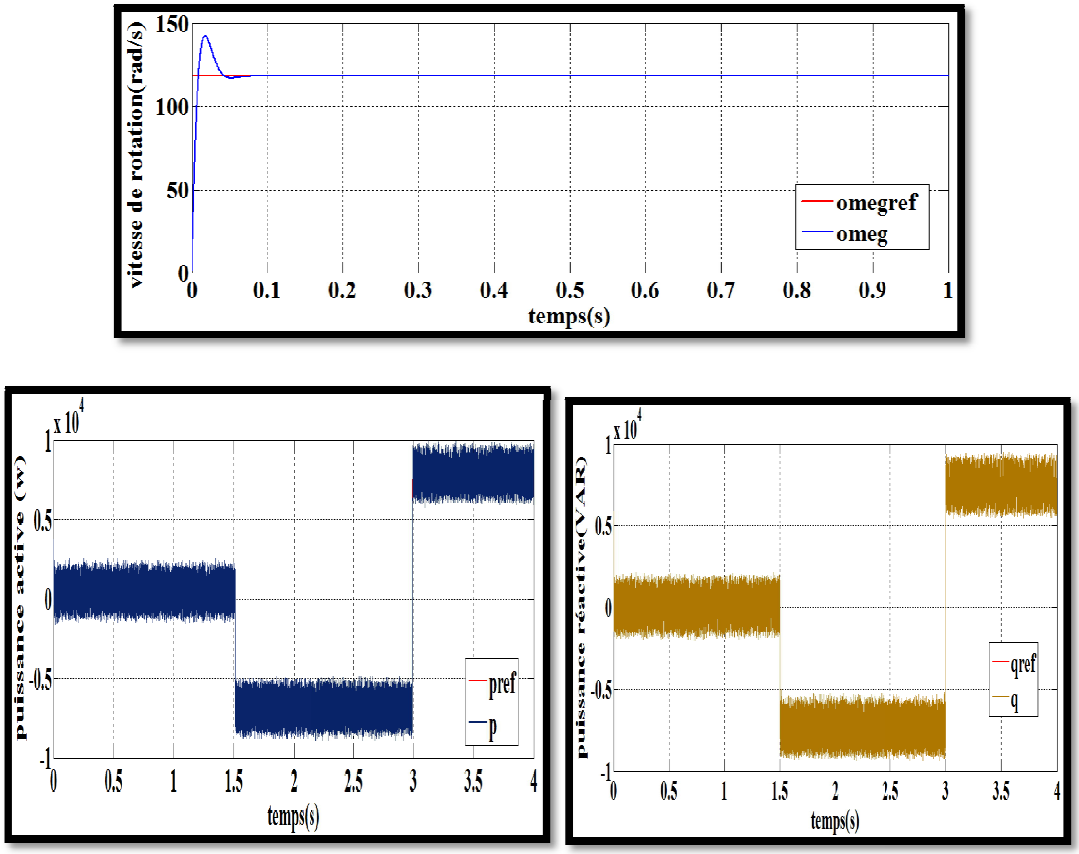


Figure III.20. *(a) Puissance active (watt), (b) puissance réactive (VAR) de la MADA coté machine*

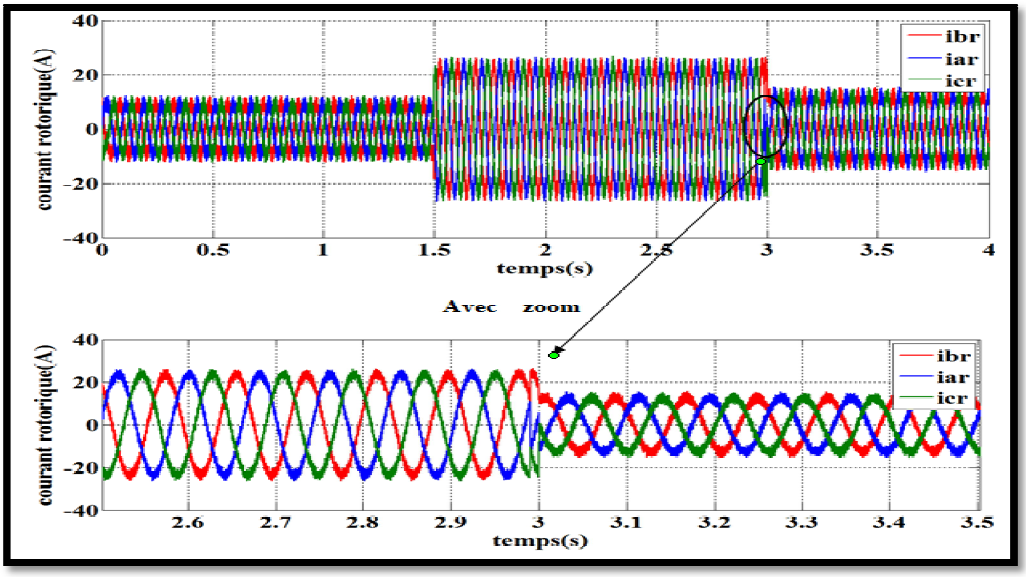


Figure III.21. (a) Evolution du courant rotorique (A) en fonction de la vitesse du vent, (b) Zoom courant rotorique.

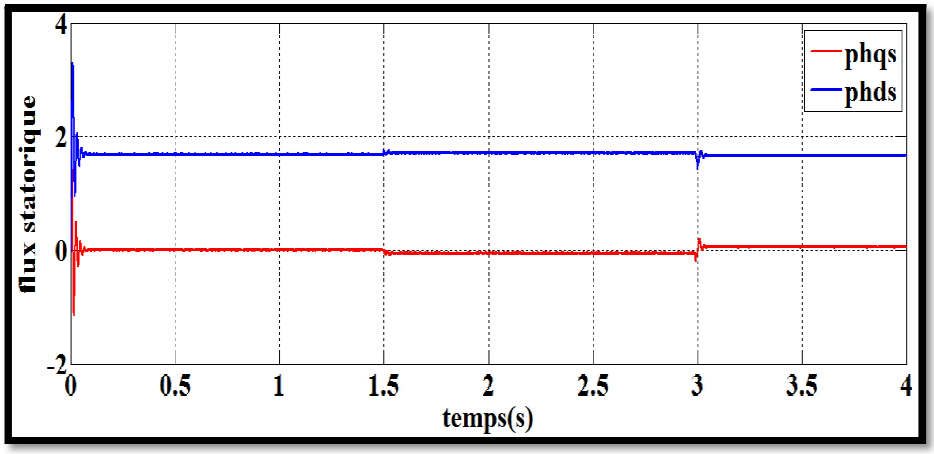


Figure III.22. Flux rotorique (wb) directe et en quadrature de la MADA

Les Figures ci-dessus montrent les performances des contrôleurs MPPT et de la commande vectorielle en puissance actives et réactives statorique appliquée à la MADA intégrée dans un système éolien, la vitesse électrique du rotor et le couple électromagnétique suivent l'évolution de la vitesse du vent qui varie entre 5m/s et 12.5m/s nous remarquons que les grandeurs de référence ont été bien suivies par la MADA pour les deux puissances active et réactive, la puissance active à la même allure que celle de la vitesse du vent, cette dernière est négative comme présente dans la figure (a) Et même pour les courants rotorique déponds à l'allure de référence, celle-ci dépond de la vitesse du vent, cette dernière est négative comme présente dans la figure (III.21) Nous avons remarqué dans la figure(III. 20) le courant de phase est opposé avec sa tension de phase ce signifié que le transfert de puissance de la MADA est assurer vers le réseau électrique, cette dernière présente un facteur de puissance est unitaire, alors la puissance réactive est nulle

III.2.2.8. Modélisation d'une chaine de conversion éolienne côté réseaux

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR, avec le réseau électrique via le filtre RL. La Figure III.23 illustre l'ensemble de la liaison au réseau électrique, constituée du bus continu, du CCR et du filtre d'entrée.

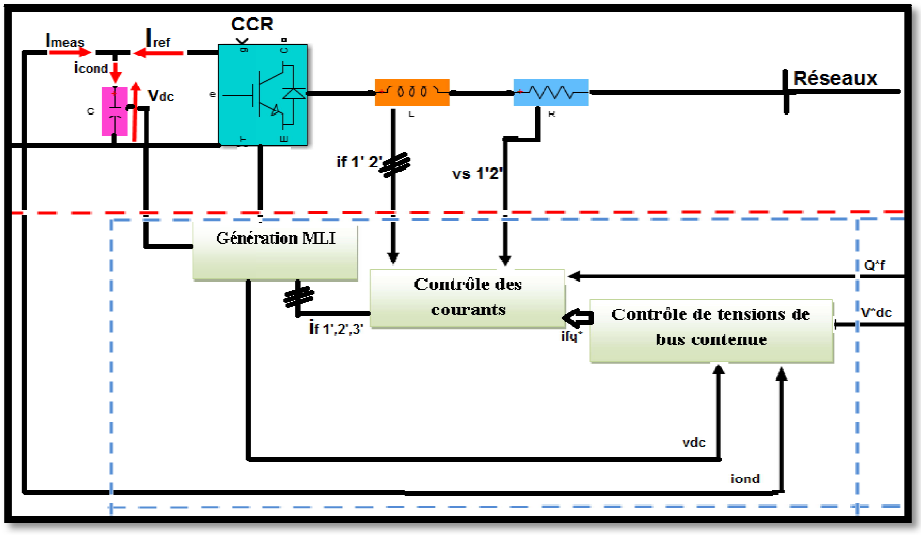


Figure III.23. *Connexion du CCR au réseau électrique.*

Avec :

- ***iond, ired*** : respectivement les courants modulés par le CCM et le CCR,
- ***icond*** : le courant traversant le condensateur,
- ***vdc*** : la tension du bus continu (tension aux bornes du condensateur),
- ***Rf*** et ***Lf*** : respectivement la résistance et l'inductance du filtre RL,
- ***vfk'*** : les tensions simples modulées par le CCR ($k \in \{1, 2, 3\}$),
- ***vsk*** : les tensions simples du réseau électrique,
- ***if1', if2'*** : les courants circulant à travers le filtre RL.

III.2.2.8.1. Modèle Contrôle des courants transitant dans le filtre RL

Dans le repère *dq* lié au champ tournant statorique, les équations (III.44. et III.45.) deviennent : D'après la Figure III.23, nous pouvons écrire dans le repère triphasé, selon les lois de Kirchhoff, les expressions suivantes :

$$\begin{cases} \vartheta_{f1} = -R_f i_{f\vartheta} - L_f \dfrac{di_{f\vartheta}}{dt} + \vartheta_{s1} \\ \vartheta_{f2} = -R_f i_{f\vartheta} - L_f \dfrac{di_{f\vartheta}}{dt} + \vartheta_{s1} \\ \vartheta_{f3} = -R_f i_{f\vartheta} - L_f \dfrac{di_{f\vartheta}}{dt} + \vartheta_{s1} \end{cases} \quad \textbf{(III.54)}$$

En appliquant la transformation de Park aux trois équations précédentes, nous obtenons :

$$\begin{cases} \vartheta_{fd} = -R_f i_{fd} - L_f \dfrac{di_{f\vartheta}}{dt} + e_{df} \\ \vartheta_{fq} = -R_f i_{fq} - L_f \dfrac{di_{f\vartheta}}{dt} + e_{qf} \end{cases} \quad \textbf{(III.55)}$$

$$\begin{cases} e_{df} = W_s L_f i_{qf} \\ e_{qf} = -W_s L_f i_{qf} + \vartheta_{qs} \end{cases} \quad \textbf{(III.56)}$$

Le modèle de la liaison du CCR au réseau dans le repère *dq* suivant le champ tournant statorique nous montre que nous pouvons mettre en place un contrôle des courants circulant dans le filtre RL étant donné, qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec pour chacun son propre régulateur. Les grandeurs de référence pour ces régulateurs seront les courants dans le filtre RL d'axes *dq*. Comme pour la régulation des courants rotoriques, nous modélisons le convertisseur par un gain G_c avec ici G_c égal à 1. Le schéma bloc des boucles de régulation des courants d'axes *dq* .Les correcteurs utilisés sont de type PI. Dans ces schémas blocs de régulation apparaissent les termes de compensation et de découplage des axes *dq* ainsi que les modèles du CCR et de la liaison de celui-ci au réseau via le filtre RL suivant le repère *dq*.

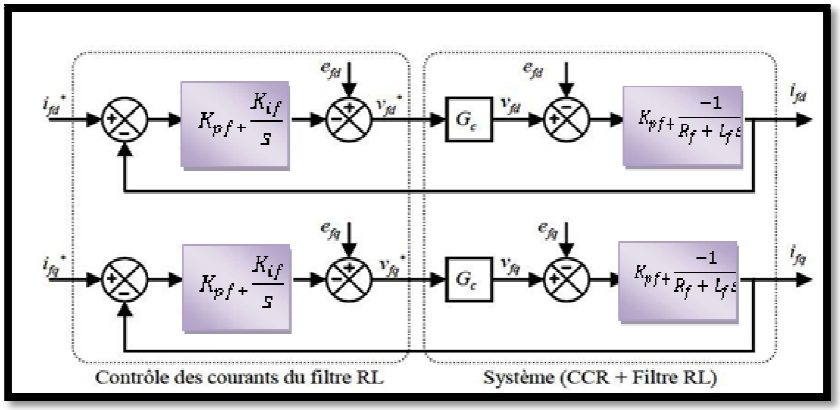


Figure III.24. *Filtre RL le repère dq*

Les courants de référence i_{fq}^* et i_{fd}^* sont respectivement issus du bloc de contrôle de la tension du bus continu et du contrôle de la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique (Figure III.24). En négligeant les pertes dans la résistance R_f du filtre RL et en tenant compte de l'orientation du repère *dq* lié au champ tournant statorique ($v_{sd} = 0$), les équations deviennent :

Les puissances active et réactive générées par le CCR sont définies par :

$$\begin{cases} P_f = V_{qs} I_{qf} \\ Q_f = V_{qs} I_{df} \end{cases} \quad \textbf{(III.57)}$$

A partir de ces relations, il est alors possible d'imposer les puissances active et réactive de référence, notées ici P_f^* et Q_f^*, en imposant les courants de référence suivants :

$$I_{df}^* = \frac{Q_f^*}{V_{qs}} \quad \textbf{(III.58)}$$

$$I_{qf}^* = \frac{P_f^*}{V_{qs}} \quad \textbf{(III.59)}$$

La composante directe du courant est utilisée pour contrôler la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique. La composante en quadrature, quant à elle, est utilisée pour réguler la tension du bus continu. Avec ce principe, une puissance réactive de référence nulle peut alors être imposée (Q_f^* = 0 VAr).

III.2.2.8.2 Modèle du bus continu

La tension aux bornes du condensateur du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant circulant dans le condensateur *Figure III.25*

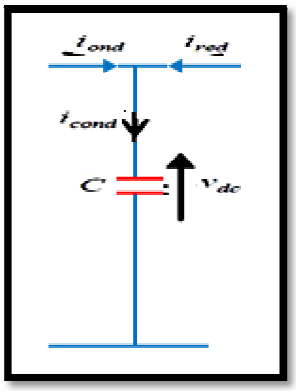


Figure III.25. *Modèle de bus continu*

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_{ond}$$

Le courant dans le condensateur est issu d'un nœud à partir duquel circulent deux courants modulés par le CCM et le CCR:

$$icond = ired - iond \quad \textbf{(III.60)}$$

III.2.2.8.3. Simulation et interprétation des résultats

Dans cette partie, nous allons présenter les résultats de simulation coté réseau, nous avons contrôlé les courants à l'aide des régulateurs flous tandis que la tension du bus continu est contrôler par le controleur PI.

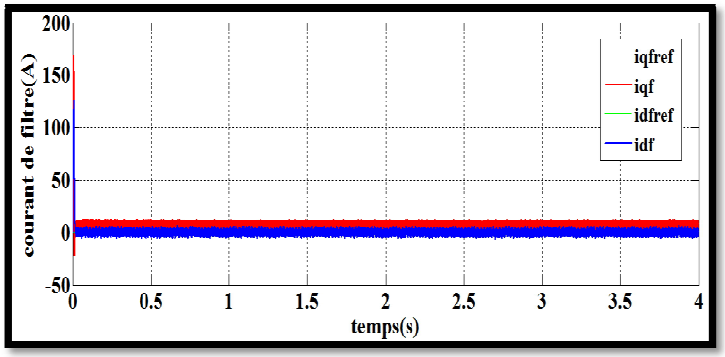


Figure III.26. (a) Courant directe (A), (b) Courant en quadrature (A) d'un filtre coté réseau.

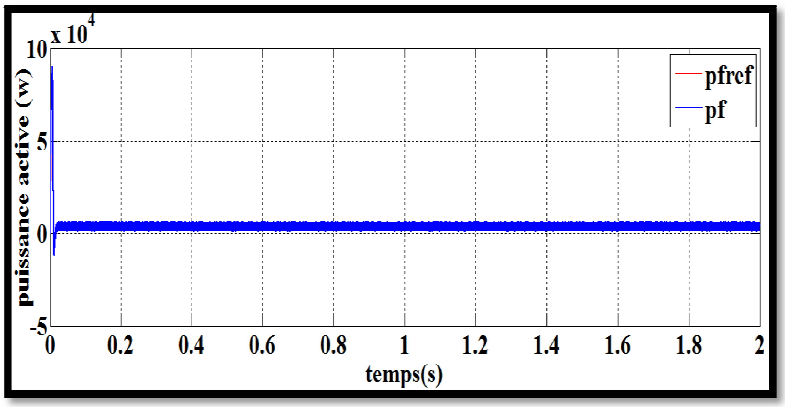


Figure III.27. *Puissance active d'un filtre coté réseau.*

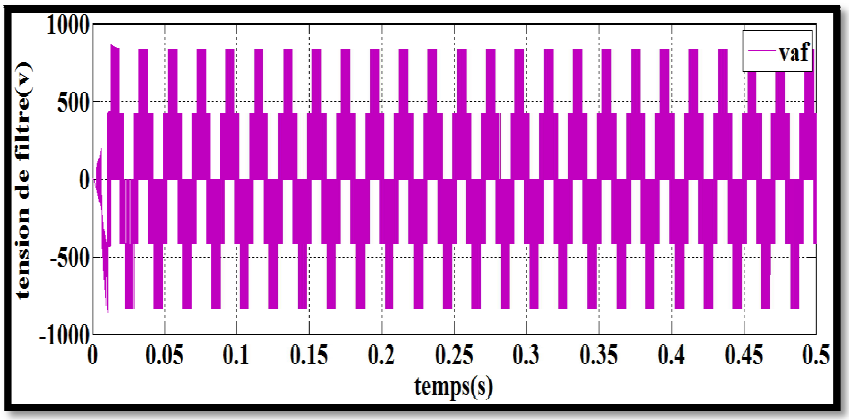


Figure III.28.*Tension de filtre*

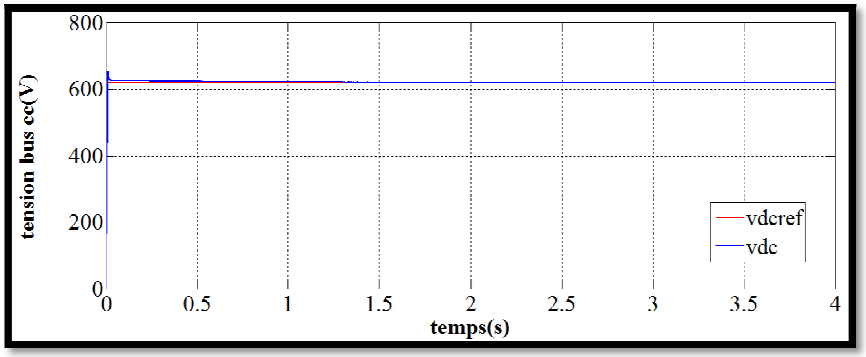


Figure III.29. Tension de bus continu en fonction de référence

A partir de ces résultats de simulation, nous avons remarqué que tous les performances des grandeurs mesurées suivent bien l'évolution de ses références, et celui varie au profil du vent comme pressentes les figures (III.16), (III.17), (III.18) et (III.19).

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les trois parties essentielles de système de conversion éolienne, la première représente la partie mécanique qui contient la turbine, le multiplicateur et l'arbre de la MADA. Dans la deuxième partie de ce chapitre, Au terme de ce survol effectué dans le domaine de l'état de l'art sur la MADA, l'on constate l'intérêt grandissant accordé par les divers auteurs à cette machine, où chacun a essayé de l'étudier sous un aspect particulier. On remarque également que la majorité des sujets traités concernent le fonctionnement générateur avec une visée sur les applications éoliennes puis à l'étude la modélisation de la machine asynchrone à double alimentation, fonctionnement génératrice. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi, dont la complexité a été réduite. Nous avons constaté que le modèle de la machine asynchrone à double alimentation est un système à équations différentielles dont les Coefficients sont des fonctions périodiques du temps, la transformation de Park nous a permis de simplifier ce modèle. Des résultats de simulation sont présentés. Dans la dernière partie nous avons présenté le modèle de l'onduleur, son principe de fonctionnement et la technique de commande MLI. Dans le chapitre prochain nous avons étudier l'optimisation et la simulation d'un système hybride (PV/éolien).

Introduction :

L'étude de dimensionnement est toujours confrontée par deux critères essentiels qui sont le gisement solaire, le gisement éolien et la demande de l'énergie .Cette gestion d'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle utilisés.

Le dimensionnement d'une installation hybride éolien -photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire de module pour couvrir les besoins de la charge à tout instant ainsi la capacité de charge de la batterie.

L'objectif de notre travail est de maintenir un niveau de fiabilité élevé avec un coût minimal grâce à un dimensionnement optimal de systèmes hybrides (éolien photovoltaïque). Pour cette raison on présente une méthode de dimensionnement optimal d'un système hybride de production d'électricité alimentant le réseau électrique. Pour un niveau de fiabilité fixée, on détermine, par un travail de simulation, les dimensions optimales des différents composants du système, permettant la minimisation du coût.

IV -1 Contrôle par la référence du convertisseur du régulateur PI

Régulateur PI

Un régulateur proportionnel intégral *PI*. C'est un régulateur simple et rapide à mettre en œuvre et donne un bon compromis complexité-performance.

Le régulateur PI résulte de la combinaison harmonieuse de deux actions [61]:

- une action proportionnelle qui sert à régler la rapidité de la dynamique du système.
- une action intégrale qui permet d'éliminer l'écart entre la grandeur de consigne et celle que l'on désire asservir.

La rapidité et la simplicité du régulateur PI constituent ses principales performances pour lesquelles on l'utilise dans la commande de la MADA. Sa fonction de transfert est:

$$G(p)=K_p+\frac{K_i}{p} \qquad \textbf{(IV.1)}$$

❖ ***Boucle des puissances***

Le régulateur promotionnelle Intégral (PI), utiles pour commander le DFIM en génératrice est simple et rapide à mettre en oeuvre tous en offrant des performances acceptables [62].c'est pour cela qu'il a retenu notre attention pour une étude globale du système de génération éolien. Figure IV.1 montre une partie de notre système bouclé et

corrigé par un régulateur PI dont la fonction de transfert est de la forme $K_p + \frac{K_i}{p}$, correspondant aux deux régulateurs utilisés.

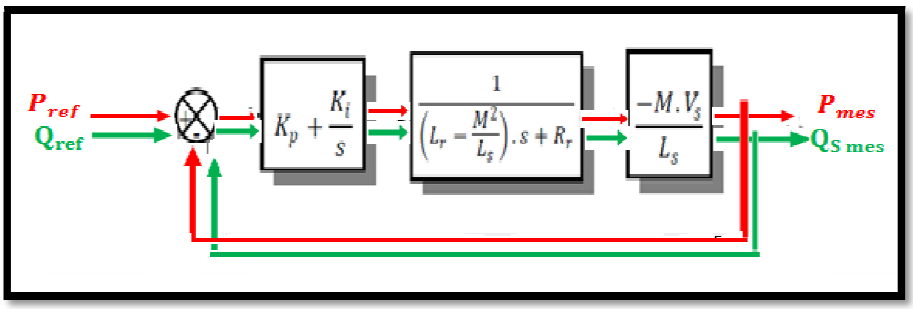


Figure IV.1 *Système régulé par un PI.*

Le schéma suivant montre la boucle de régulation du système corrigé par le PI, K*p* et K*i* représentent respectivement la constante de temps de dosage de la corrélation d'intégration et la constante de temps d'intégration. [63]

Sa fonction de transfert en boucle ouverte (FTBO) est de la forme:

$$\mathbf{FTBO} = \frac{\mathbf{p} + \frac{\mathbf{K_1}}{\mathbf{K_p}}}{\frac{\mathbf{p}}{\mathbf{K_p}}} * \frac{\frac{\mathbf{MV_S}}{\mathbf{L_S}\left(\mathbf{L_r} - \frac{\mathbf{M^2}}{\mathbf{L_S}}\right)}}{\mathbf{p} + \frac{\mathbf{L_S\,M}}{\mathbf{L_S}\left(\mathbf{L_r} - \frac{\mathbf{M^2}}{\mathbf{L_S}}\right)}} \qquad \textbf{(IV.2)}$$

Cette méthode de synthèse sera utilisée pour la détermination des gains des différents régulateurs utilisés dans la commande de DFIG. Rappelons que la symétrie du système compensé nous permet de calculer un seul régulateur pour les deux axes pour les puissances et pour les courants .Ceci nous conduit à l'égalité suivante :

$$\frac{\mathbf{K_i}}{\mathbf{K_p}} = \frac{\mathbf{L_S R_r}}{\mathbf{L_S}\left(\mathbf{L_r} - \frac{\mathbf{M^2}}{\mathbf{L_S}}\right)} \qquad \textbf{(IV.3)}$$

Notons toutefois ici que la compensation des pôles n'a d'intérêt que si les paramètres de la machine sont connus avec une certaine précision car les gains des correcteurs dépendent directement de ces paramètres. Si tel n'est pas le cas, la compensation est moins performent .Si l'on effectue la compensation, on obtient la FTBO suivante :

$$\boldsymbol{FTBO} = \frac{\boldsymbol{K_p}\frac{\boldsymbol{MV_s}}{\boldsymbol{L_s}\left(\boldsymbol{L_r} - \frac{\boldsymbol{M^2}}{\boldsymbol{L_s}}\right)}}{\boldsymbol{P}} \qquad \textbf{(IV.4)}$$

Ce qui nous donne en boucle fermée :

$$\mathbf{FTBF} = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{1} + \boldsymbol{\tau_r}} \qquad \textbf{(IV.5)}$$

Avec : $\boldsymbol{\tau_r = \frac{1}{K_p} \frac{L_s\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{MV_s}}$ Avec : τ_r le temps de réponse du système que l'on se fixe de l'ordre de (10 ms), correspondant à une valeur suffisamment rapide pour l'utilisation faite sur l'éolienne ou les variations de vent sont peu rapides et les constantes de temps mécanique sont importantes. S'impose une valeur plus faible n'améliorerait probablement pas les performances de l'ensemble, mais risquerait d'engendrer des perturbations lors des régimes transitoires en provocant des dépassements et des instabilités indésirables.

$$\boldsymbol{K_p = \frac{1}{\tau_r} \frac{L_s\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{MV_s} \qquad K_i = \frac{1}{\tau_r} * \frac{L_s R_r}{MV_s}} \tag{IV.6}$$

Nous avons utilisé ici la méthode de compensation des pôles pour sa rapidité ; il est évident qu'elle n'est pas la seule méthode valable pour la synthèse du régulateur PI. Cette même méthode de synthèse de correcteurs sera appliqué pour déterminer les gains des correcteurs des autres types de commandes étudiées.

❖ ***Boucle des courants***

Si on considère l'hypothèse d'un couplage entre l'axe direct et l'axe en quadrature

Négligeable pour la commande directe, et parfaitement compensé pour les commandes indirectes en boucle ouvert et en boucle fermé, ainsi que tous les termes de perturbation compensés on obtient le système corrigé de la figure ci-dessous.

On peut désormais exprimer les gains des correcteurs en fonction des paramètres de la machine et du temps de réponse:

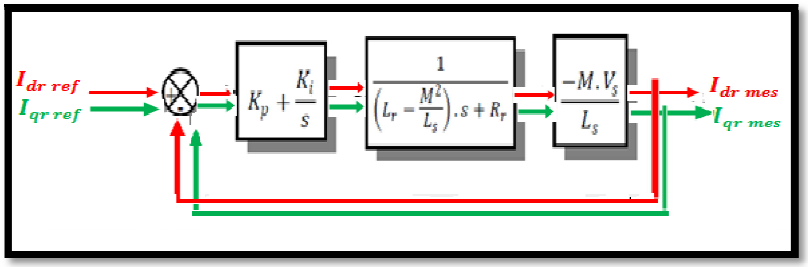


Figure IV.2 *Schéma de la régulation des courants rotorique*

IV .2.Modélisation et commande d'un onduleur de tension triphasés deux niveaux :

Pour l'entraînement électrique asynchrone, le convertisseur continu alternatif est un onduleur de tension. Il est constitué de trois bras (A, B, C) composés chacun de deux transistors IGBT et de deux diodes en antiparallèle. Aux différentes configurations des interrupteurs correspondent les huit vectrices tensions appliqués à la machine figure IV.3.

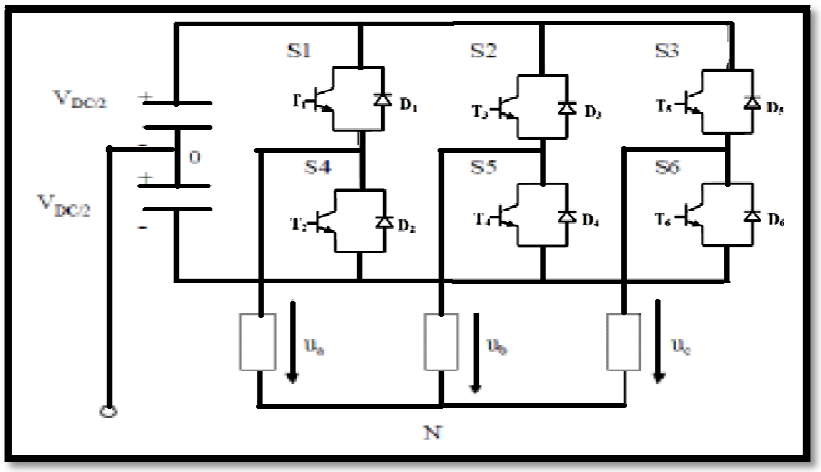


Figure IV.3. *Schéma de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux*

Description et fonctionnement de l'onduleur triphasé à deux niveaux On peut exprimer les tensions en ligne en fonction de la tension dans l'étape continue et de l'état des commutateurs. On définit pour ça les variables (Sa,Sb ,Sc) en fonction de l'état des commutations dans les trois branches du convertisseur.

- **Bras 1 :**

Sa=0 si S1 est en position off si S4 on position on

Sa=1 si S1 est en position on si S4 on position off

- **Bras 2 :**

Sb=0 si S2 est en position off si S5 on position on

Sb=1 si S2 est en position on si S5 on position off

- **Bras 3** :

Sc=0 si S3 est en position off si S6 on position on

Sc=1 si S6 est en position on si S6 on position off

Les tensions composées à la sortie du convertisseur s'expriment alors par :

$$\begin{cases} \mathbf{U_{ab} = V_{DC} - (S_a - S_b)} \\ \mathbf{U_{bc} = V_{DC} - (S_b - S_c)} \\ \mathbf{U_{ca} = V_{DC} - (S_c - S_a)} \end{cases} \quad \textbf{(IV.7)}$$

Si on prend en compte l'équilibre des tensions :

$$\mathbf{u_a + u_b + u_c = 0} \quad \textbf{(IV.8)}$$

On en déduit les expressions des tensions simples par rapport aux tensions composées comme suit :

$$\begin{cases} \mathbf{U_A} = \left(\mathbf{1}/\mathbf{3}\right)[\mathbf{U_{ab}} - \mathbf{U_{ca}}] \\ \mathbf{U_b} = \left(\mathbf{1}/\mathbf{3}\right)[\mathbf{U_{bc}} - \mathbf{U_{ab}}] \\ \mathbf{U_c} = \left(\mathbf{1}/\mathbf{3}\right)[\mathbf{U_{ca}} - \mathbf{U_{bc}}] \end{cases} \quad \textbf{(IV.9)}$$

D'où on obtient :

$$\begin{cases} \mathbf{u_a} = \left(\mathbf{V_{DC}}/\mathbf{3}\right)[\mathbf{2S_a} - \mathbf{S_B} - \mathbf{S_c}] \\ \mathbf{U_b} = \left(\mathbf{V_{DC}}/\mathbf{3}\right)[\mathbf{2S_b} - \mathbf{S_a} - \mathbf{S_c}] \\ \mathbf{U_c} = \left(\mathbf{V_{DC}}/\mathbf{3}\right)[\mathbf{2S_c} - \mathbf{S_a} - \mathbf{S_b}] \end{cases} \quad \textbf{(IV.10)}$$

Ou encore sous forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{u_a} \\ \mathbf{u_b} \\ \mathbf{u_c} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{V_{DC}}/\mathbf{3} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{2} & \mathbf{-1} & \mathbf{-1} \\ \mathbf{-1} & \mathbf{2} & \mathbf{-1} \\ \mathbf{-1} & \mathbf{-1} & \mathbf{2} \end{bmatrix} * \begin{pmatrix} \mathbf{Sa} \\ \mathbf{Sb} \\ \mathbf{Sc} \end{pmatrix} \quad \textbf{(IV.11)}$$

IV .2.1.Stratégie de commande MLI triangulo-sinusoïdale :

Le principe de cette stratégie consiste à utiliser les intersections d'une onde de référence ou modulante généralement sinusoïdale, et une onde de modulation ou porteuses, généralement triangulaire ou en dent de scie, d'où l'appellation triangulo–sinusoïdale.

• L'indice de modulation « *m* » défini comme étant le rapport de fréquence de la porteuse (f_p)à celle de la tension de référence (f) : [m=$\frac{f_p}{f}$]

• Le taux de modulation ou coefficient de réglage en tension « *r* » est défini comme étant le rapport de l'amplitude de la référence (*Vm*) à celle de la porteuse: (V_{pm}) : [r =$\frac{V_m}{U_{pm}}$]

La modulation est dite *synchrone* quand « *m* » est entier, et *asynchrone* dans le cas contraire. En modulation synchrone, si l'indice de modulation *m* est impair le développement en série de fourrier de la tension de sortie ne comporte alors que des harmoniques impairs. Si l'indice *m* est pair, on trouve la composante continue ainsi que les harmoniques pairs et impairs. Si le maximum de la référence correspond à un pic de la porteuse, on dit que le calage est optimal et la tension bénéficie d'une double symétrie par rapport au quart et au milieu de la période.

$$\begin{cases} \boldsymbol{V_{ref1} = V_m \sin(wt)} \\ \boldsymbol{V_{ref2} = V_m \sin\left(wt - \frac{2\pi}{3}\right)} \\ \boldsymbol{V_{ref3} = V_m \sin\left(wt - \frac{4\pi}{3}\right)} \end{cases} \quad \textbf{(IV.12)}$$

$$V_p(t) = \begin{cases} U_c\left(2\frac{t}{T_p} - 1\right) & 0 \le t \le T_p \\ U_c\left(-2\frac{t}{T_p} + 3\right) & 0 \le t \le T_p \end{cases} \quad \text{(IV.13)}$$

L'algorithme de commande de cette stratégie est comme suite :

$$\begin{cases} V_{ref\,k} \ge U_{p1} \Rightarrow V_{k1} = U_c \\ V_{ref\,k} \ge U_{p1} \Rightarrow V_{k1} = -U_c \end{cases} \quad \text{(IV.14)}$$

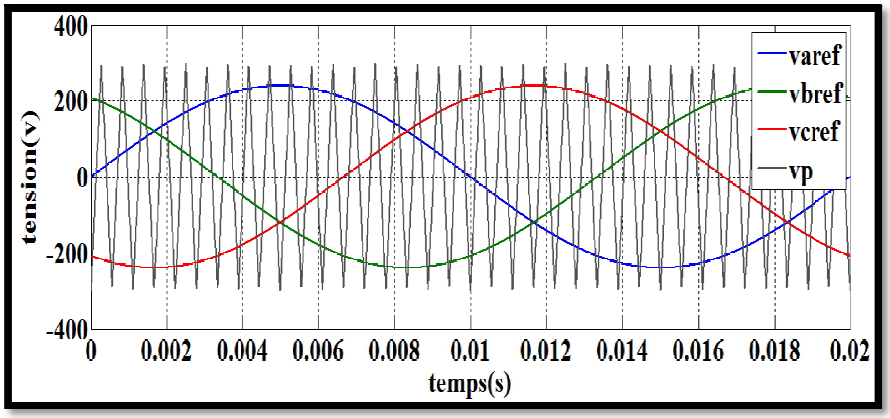


Figure IV.4. Príncipe La commande PWM d'un onduleur deux niveaux

Résultats de simulation

- Les Figure IV.5 ,Figure IV.6, et Figure IV.7,représentent la tension de l'onduleur triphasé à deux niveaux et son spectre d'harmoniques respectivement pour *m*= 12 , 21 et 36 avec *r*= 0,8 et *f*= 50 *Hz* .

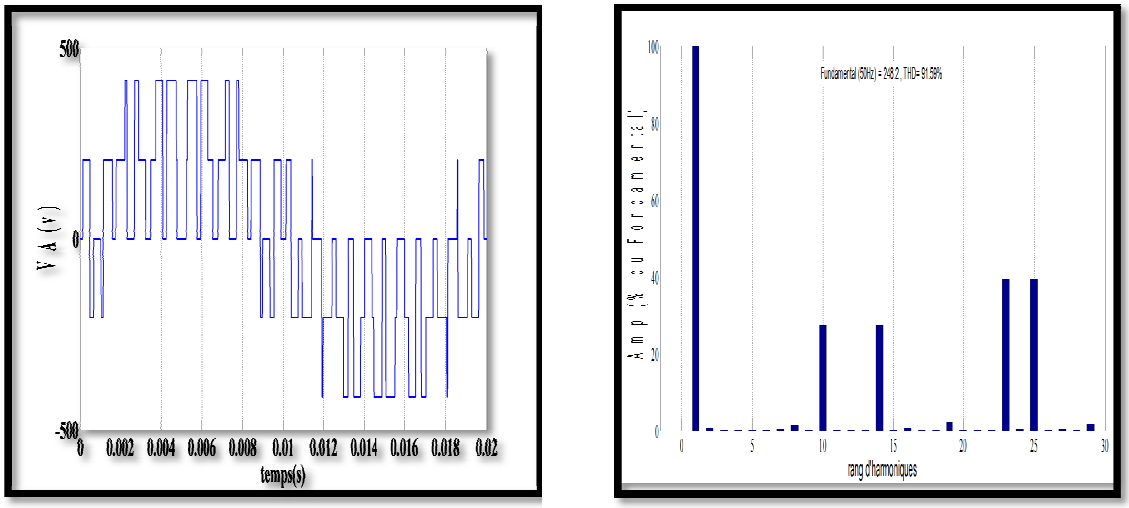


Figure IV.5.*Tension simple et son spectre de l'onduleur à deux niveaux commandé par lastratégie triangulo–sinusoïdale à deux porteuses bipolaires (m*=12, *r*=0.8*)*

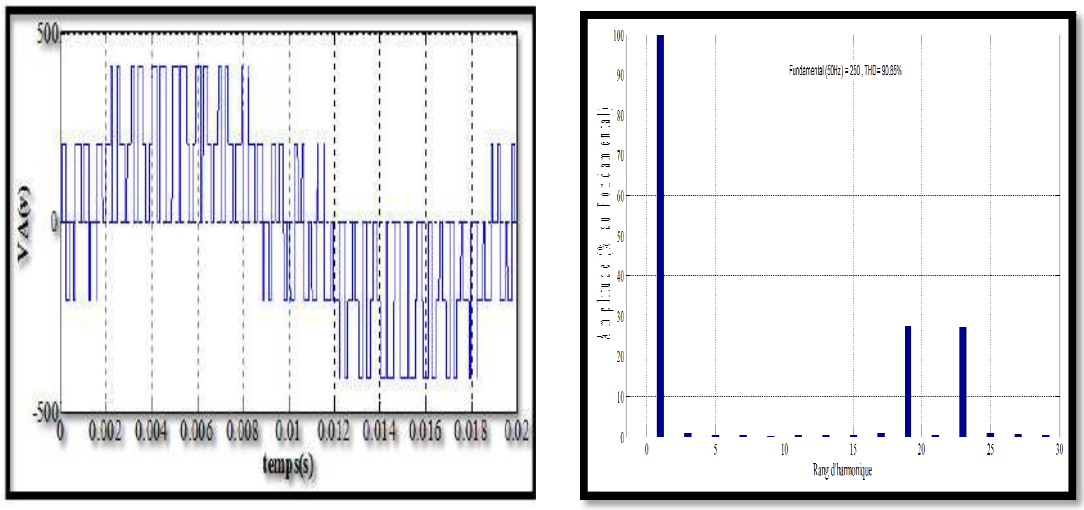


Figure IV.6. *Tension simple et son spectre de l'onduleur à deux niveaux commandé par la stratégie triangulo–sinusoïdale à deux porteuses bipolaires (m*=21 *, r*=0.8*)*

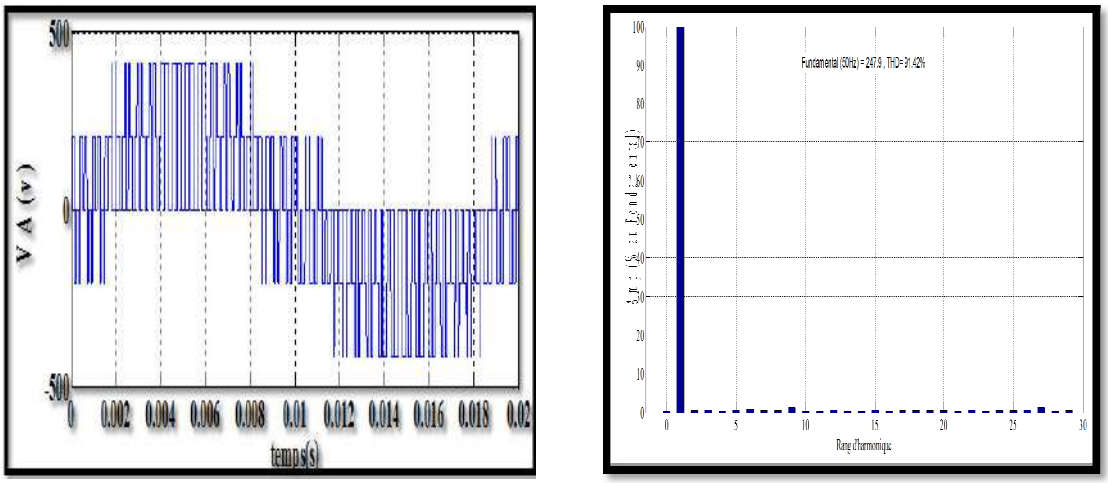


Figure IV.7. *Tension simple et son spectre de l'onduleur à deux niveaux commandé par lastratégie triangulo–sinusoïdale à deux porteuses bipolaires (m*=36 *, r*=0.8*)*

Et la figure ci-dessus représente la commande d'un bras(sa) de l'onduleur

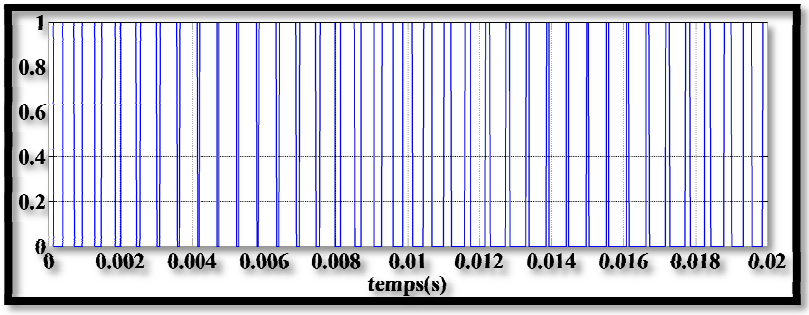


Figure IV.8. *La commande d'un bras A de l'onduleur à deux niveaux*

On constate qu'il n y a pas de symétrie dans la tension simple *VA* pour toutes les valeurs de l'indice de modulation « *m* », donc en plus des harmoniques impairs existent des harmoniques de rang pairs et se regroupent en familles centrées autour des fréquences multiples de 2mf. Cependant, la première famille centrée autour de la fréquence m_f est la plus importante du point de vue amplitude. Le taux de modulation « *r* » permet un réglage linéaire de l'amplitude du fondamental e (*r*=0.80) et (m =21) , Le taux d'harmoniques diminue quand *r* augmente .

IV .2.2.Stratégie de commande vectoriel :

La modulation vectorielle permet de suivre le vecteur de tension de référence et non pas chaque tension de référence de phase séparément [25]. Son principe est identique à celui de la stratégie triangulo–sinusoïdale à échantillonnage régulier avec injection de l'harmonique trois On définit à partir du vecteur de référence $V_{Sref}, V_{sref} = (V_{ref1}, V_{ref2}, V_{ref3})^t$ deux niveaux vecteurs de référence V_{Sref1} etV_{Sref0} . Le vecteur de référence V_{Sref1}est associé à l'onduleur à deux niveaux constitué des demi-bras du haut de l'onduleur multi niveaux, alors que le vecteurV_{Sref} est associé aux demi-bras du bas. Ces deux nouveaux vecteurs de référence sont définis par le système d'équations suivant [15][26][33]

$$\mathbf{V_{Sref1}[i] = V_{Sref}[i] + V_0} \quad \textbf{(IV.15)}$$

$$\boldsymbol{V_{sref}[i] = V_{sref}[i] - V_0} \quad \textbf{(IV.16)}$$

Avec i=1,2, 3

La tension V0 est donnée par l'expression suivante :

$$\boldsymbol{V_0 = \frac{[max(V_{Sref}) + min(V_{Sref})]}{2}} \quad \textbf{(IV.17)}$$

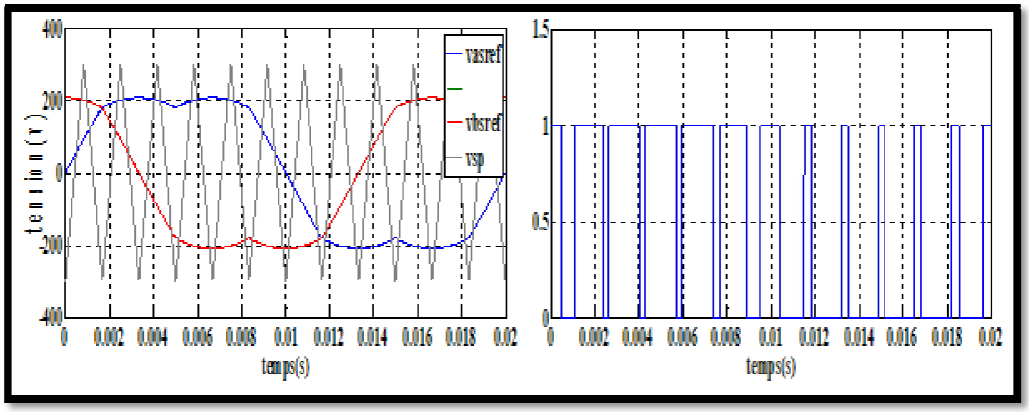
Avec i =1,2,3

La tension V0 est donnée par l'expression suivante :

$$\boldsymbol{V_0 = -\frac{[max(V_{sref}) + min(V_{sref})]}{2}} \quad \textbf{(IV.19)}$$

Resultat de simulation :

Pour cette stratégie de commande, on visualise les tensions de phase u_a, u_b, u_cet son spectre d'harmoniques, pour une fréquence fs=50 Hz et un rapport d'amplitude r=0.85, et cela pour une valeur de m =12 . Les résultats de simulation sont représentés par les figures suivantes.



(a) **(b)**

Figure IV.9. (a)*Principe de la MLI sinus triangle* ***(b)*** signe de commande d'un bras A de l'onduleur

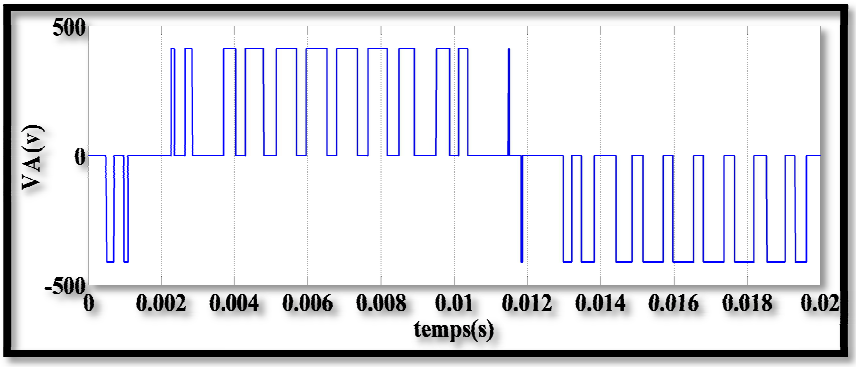


Figure IV.10. *tension simple de l'onduleur*

IV .3.Extraction de puissance maximale (MPPT)

Afin de capter le maximum de puissance de l'énergie éolienne incidente, il faut ajuster en permanence la vitesse de rotation de la turbine à celle du vent. La vitesse mécanique optimale de la turbine correspond à λ_{opt} et $\beta=0$ La vitesse de la MADA est utilisée comme une grandeur de référence pour un régulateur de type proportionnel-intégral (PI à avance de phase).

Ce dernier détermine la consigne de commande qui est le couple électromagnétique qu'on devrait appliquer à la machine pour faire tourner la génératrice à sa vitesse optimale.

Le couple ainsi déterminé par le régulateur est utilisé comme grandeur de référence du couple du modèle de la turbine, le système de variation de l'angle d'orientation des pales (variation de l'angle d'incidence) permet de modifier le rapport entre la portance et la traînée.

Pour extraire le maximum de puissance (et la maintenir constante), on ajuste l'angle d'incidence des pales à la vitesse du vent.

Le « Pitch control » est une technique qui permet de régler mécaniquement l'angle d'orientation des pales afin de décaler la courbe du coefficient de puissance de la turbine [8].

Cependant, elle est assez coûteuse et est employée généralement pour les éoliennes de moyenne et de grande puissance.

Pour notre modèle, la technique « Stall Control », qui est une technique passive et qui permet un décrochage aérodynamique naturel (diminution de la portance lorsque la vitesse du vent devient plus importante).

La régulation de la vitesse de rotation de la turbine par angle de calage des pales intervient lorsque la vitesse de la génératrice dépasse de 30% sa vitesse nominale, dans le cas contraire, β sera nul.La synthèse du régulateur PI nécessite la connaissance de la fonction de transfert de notre système. Ce qui est difficile à cause notamment du coefficient de puissance. Un simple correcteur Proportionnel (*P*) est obtenu après des tests. À noter que β pourra varier de 0° à 90° caractérisé par une saturation. Figure (IV.11)

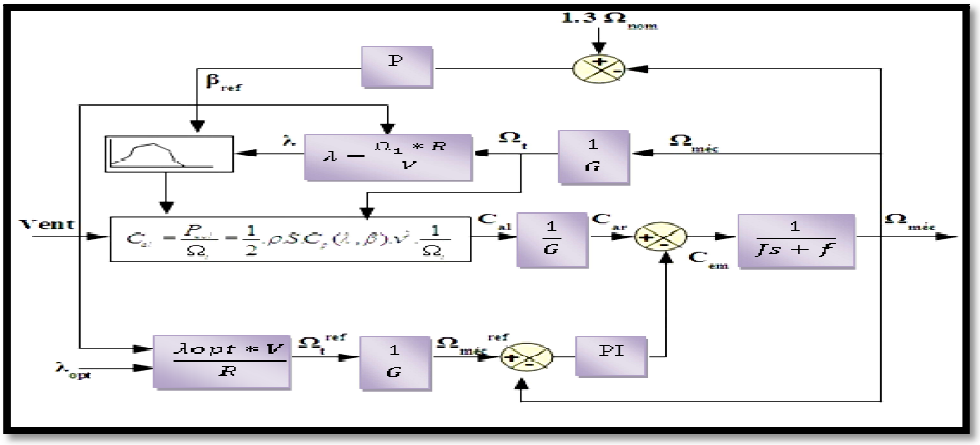


Figure IV.11. *Schéma bloc avec asservissement de la vitesse*

Le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable peut être défini selon trois zones, comme l'illustre la Figure IV.12

- Zone 1 : la vitesse du vent est faible, insuffisante pour permettre de démarrer l'éolienne la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro
- Zone 2 : le vent atteint une vitesse minimale v_{min} pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le

maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale v_n correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique P_n et de la vitesse de rotation Wn.

- Zone 3 : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales b). Dès que le vent a atteint sa valeur maximale v_{max}, une procédure d'arrêt d'éolienne est effectuée afin d'éviter Toute destruction de celle-ci.

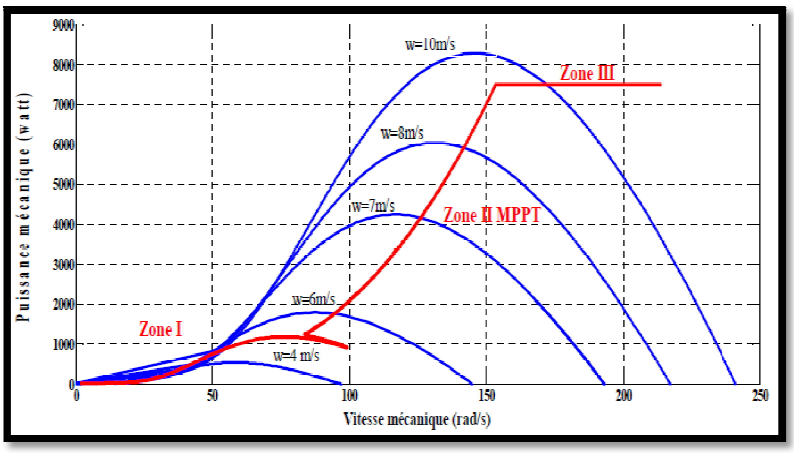
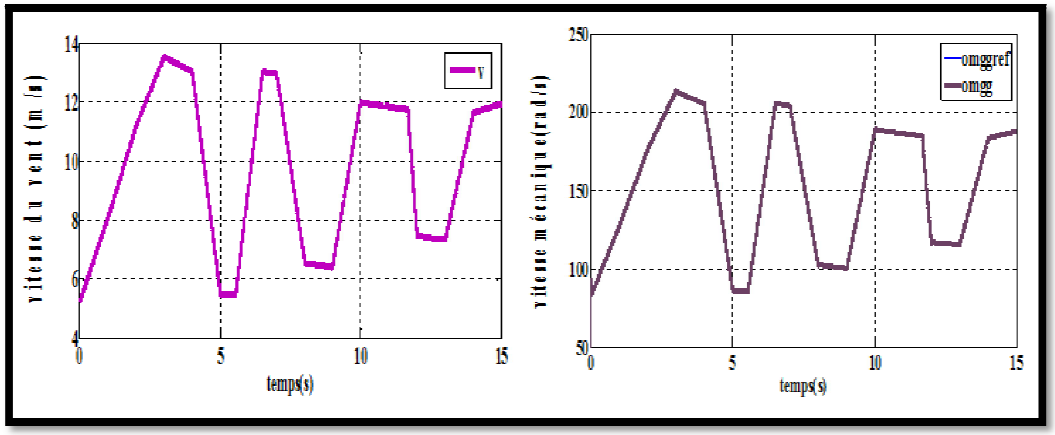


Figure IV.12. *Caractéristique de la puissance générée*

Simulation et interprétation des resultats

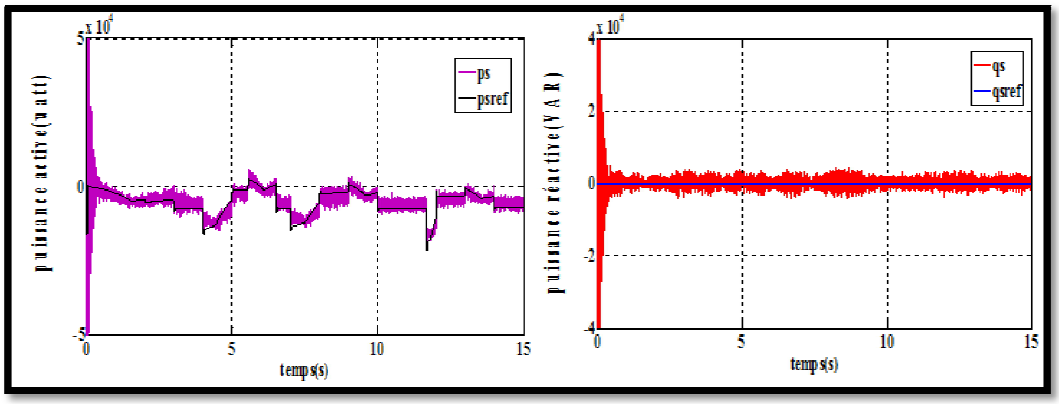
Nous allons simuler notre système mathématiquement de la MADA , commande coté machine et commande coté réseau obtenu dans le chapitre III. On utilisant un onduleur à deux niveaux avec la stratégie de commande MLI triangulaux sinusoïdale.

Les résultats de simulation sont indiqués comme suite :



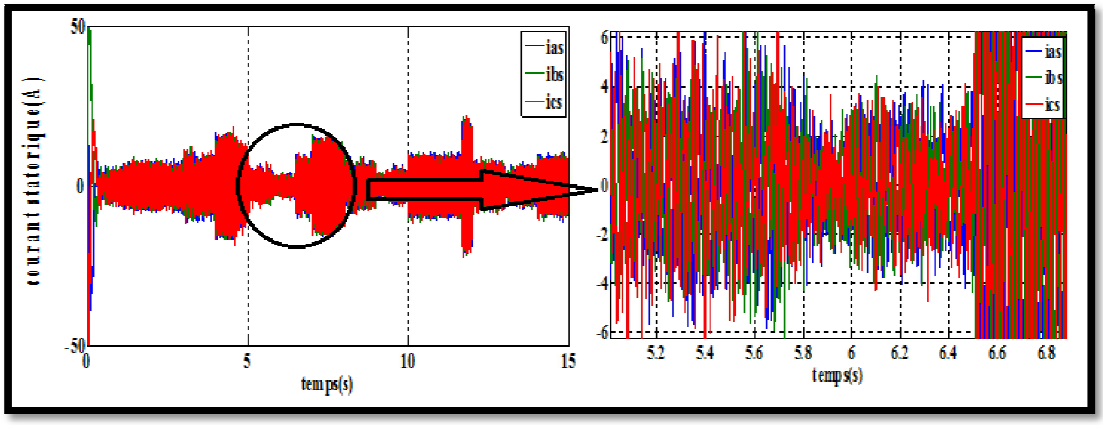
(a) (b)

(a).Profil de vent (m/sec). (b).vitesse mécanique (rad/s)



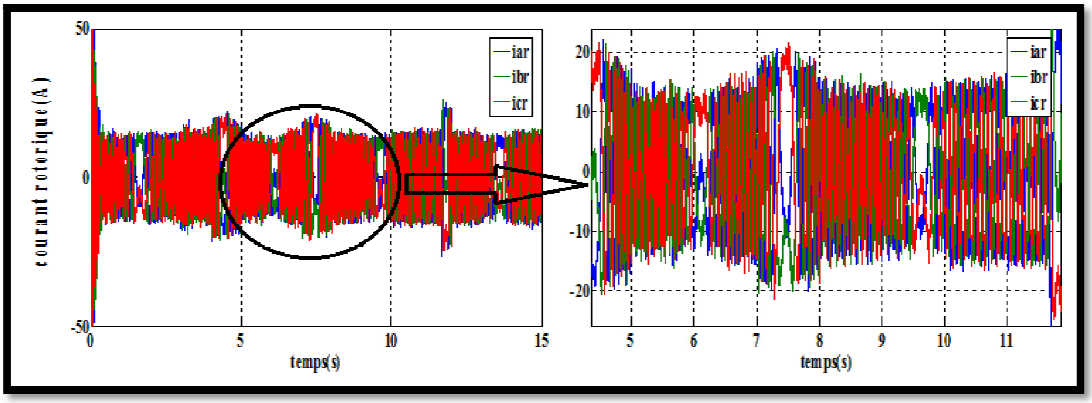
(c) (d)

(c) Puissance active (watt) (d) puissance réactive (VAR)



(e) (f)

(e) Evolution du courant statorique (A) en fonction de la vitesse du vent,
(f) Zoom courant statorique



(g) Flux rotorique (wb), *(h) zoom*

Figure IV.13 : *simulation de la MADA complète*

Les Figures ci-dessus montrent les performances des contrôleurs MPPT et de la commande vectorielle en puissance actives et réactives statorique appliquée à la MADA intégrée dans un système éolien, la vitesse électrique du rotor et le couple électromagnétique suivent l'évolution de la vitesse du vent qui varie entre 5m/s et 12.5m/s nous remarquons que les grandeurs de référence ont été bien suivies par la MADA pour les deux puissances active et réactive, la puissance active à la même allure que celle de la vitesse du vent, cette dernière est négative comme présente dans la figure Et même pour les courants rotorique déponds à l'allure de référence, celle-ci dépond de la vitesse du vent, cette dernière est négative comme présente dans la figure IV.13 Nous avons remarqué dans la figure le courant de phase est opposé avec sa tension de phase ce signifié que le transfert de puissance de la MADA est assurer vers le réseau électrique, cette dernière présente un facteur de puissance est unitaire, alors la puissance réactive est nulle

IV .4.Architecture de l'installation étudiée

La finalité de ce travail est d'évaluer les performances du système hybride .Nous avons donc étudié un système complet composé :

- D'un générateur photovoltaïque comme source d'énergie renouvelable ;
- D'un générateur éolien comme source d'énergie renouvelable ;
- D'une charge simulant la consommation de l'utilisateur final ;
- D'un bus alternatif ;
- De convertisseurs permettant d'ajuster les tensions à celles du bus alternatif ;
- D'une unité de stockage d'énergie constituée de pack batteries ;

Tous les composants du système exceptée la charge sont connectés à un bus alternatif via des convertisseurs (CC/CA pour le champ PV et l'éolienne et bidirectionnel pour le pack batterie). Pour la gestion du système on considère l'algorithme réalisé sur le bus AC. On calcule les puissances de chaque composant sur ce bus illustré sur le schéma du l'installation étudié (figure IV- 14). Puissances de chaque composant sur ce bus illustré sur le schéma du l'installation étudié (figure IV- 8).

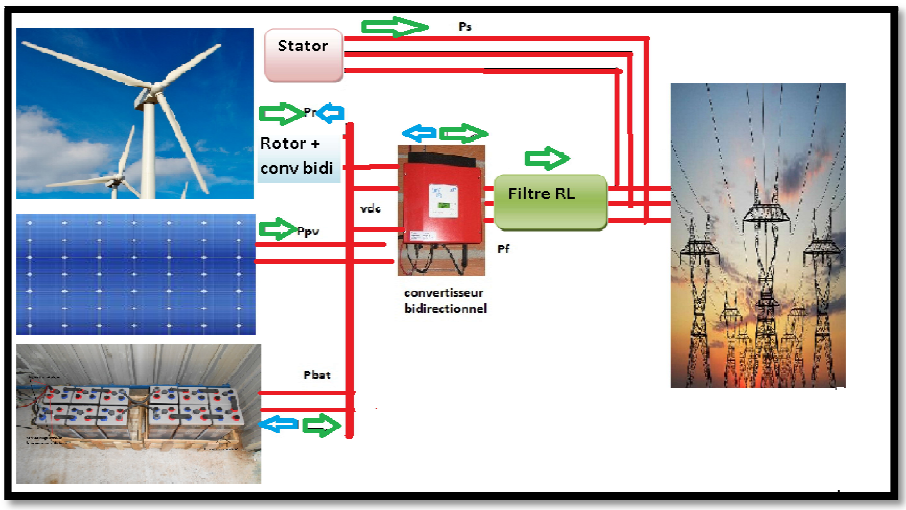


Figure IV.14. *Schéma globale fonctionnement la chaine hybride*

- **Principe de fonctionnement**

Les performances d'un SEH, sont influencées par le choix de la stratégie de fonctionnement. La priorité est la fourniture de l'énergie demandée par l'utilisateur à partir de l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'éolienne.

Afin d'assurer la fourniture électrique vair le réseau Lorsque la vitesse de vent est élevait l'éolienne fonctionné un génératrice produit l'énergie au réseau à travers l'onduleur, L'énergie de champ photovoltaïque sont transférées à la batterie pour le stockage, Et le même pour l'éclairement est élevait le PV et l'éolien alimentent au réseau. S'il ya un déficit, la charge fait appel au système de batterie pour combler ce déficit d'énergie. Si l'énergie totale produite par le PV et l'éolienne.

IV .5.Description de la méthode d'optimisation :

La méthode de dimensionnement présentée, consiste à déterminer le nombre optimal des batteries et des modules PV selon la représentation de la fonction du nombre de nombre de anneau PV et batterie l'équation (IV.20) et la représentation en fonction du coût du système.

$$P_L = N_b P_b(t) + N_{PV} P_{PV} \quad \textbf{(IV.20)}$$

La puissance produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque en une heure, notée PG (t), peut être exprimée par la relation suivante : [64]

$$\mathbf{PG(t)= } N_{PV} P_{PV}(t) + \mathbf{P_{éol}(t)} \quad \textbf{(IV.21)}$$

Avec: $\mathbf{P_{éol}}$ (t) qui est l'énergie produite par l'aérogénérateur, Ppv (t), l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et Npv le nombre de modules photovoltaïques. Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite, la batterie se décharge pour combler le déficit, dans ce cas précis, l'énergie stockée dans la batterie peut être exprimée par la relation suivante:

$$\mathbf{Cb(t)=cb(t-1)} + \left(\frac{P_L(t)}{\eta_{ond}} - P_G(t)\right) \quad \textbf{(IV.22)}$$

Avec: ηond le rendement de l'onduleur; le rendement de charge de la batterie, Cb (t) l'énergie stockée dans la batterie à une heure t, Cb (t − 1) l'énergie stockée dans la batterie à l'heure précédente, P_G (t) l'énergie demandée par la charge à une heure t.

Quand l'énergie stockée dans le banc de batteries et celle produite conjointement par les deux sources est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure t, [65] [66]

La méthode de dimensionnement consiste à déterminer le nombre optimal d'accessoires qui correspond à bon fonctionnement du système avec un coût minimal.

Le coût total nécessaire pour la réalisation d'un système hybride est le suivant :

$$\mathbf{C=aNpv+bN_b+C_0} \quad \textbf{(IV.23)}$$

Où C est le coût global du système hybride (DA); a le coût d'un module photovoltaïque (DA); b le coût d'une batterie (DA); C0 le coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation, et de l'aérogénérateur.

La solution optimale de la relation (IV.23) est donnée par la relation suivante

$$\frac{\partial N_b}{\partial N_{pv}} = -\frac{b}{a} \quad \textbf{(IV.24)}$$

A prés la détermination des différents couple (Npv, Nb), on constate que le nombre de module est une fonction non linéaire du nombre de batteries. LA solution de cette équation (IV.23) .elle sous forme exponentiel de forme décroissante, avec une pente négative . C'est-à-dire qu'on le nombre PV décroissant qu'on le nombre de batteries augmente.

IV .5.1.Application dans un système hybride éolien- photovoltaïque :

Dans cette étape de calcule, nous appliquons notre méthode d'optimisation pour le système hybride éolien- photovoltaïque de production d'électricité destiné.

Nous présentons les différents résultats de calcul des puissances et dimensions optimales de batteries et module PV. L'optimisation d'une installation hybride éolien-photovoltaïque nécessite au préalable

Simulation et interprétation des résultats:

La méthode de dimensionnement présentée dans ce travail est utilisée pour calculer le nombre de module photovoltaïque et des batteries dans un système hybride de production d'électricité (éolien - photovoltaïque) connectés aux réseaux.

Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté à la Figure IV.15.Cette distribution de puissance temporelle est considérer identique pour tous les quinze seconde de la journée et correspond au profil de consommation.

.

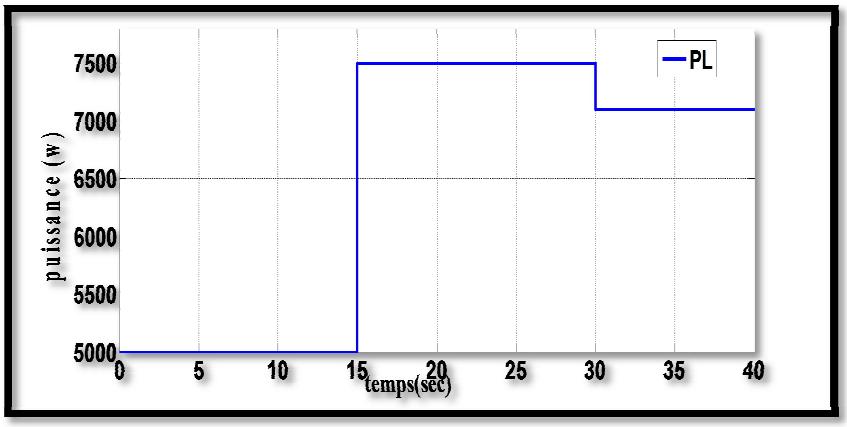


Figure IV.15 *profile de consommation adoptée*

La demande importante de la charge entre [5s-10s], et moins important [0s, 5s] et [15s,30s].

Détermination du couple optimal (NB, NPV) **selon l'approche économique**

Une étude comparative sur la détermination de la taille optimale du générateur PV est établie entre deux systèmes de production d'électricité à savoir: le système photovoltaïque et le sy**Détermination du couple optimal** (NB, NPV) **selon l'approche économique**

Une étude comparative sur la détermination de la taille optimale du générateur PV est établie entre deux systèmes de production d'électricité à savoir: le système photovoltaïque et le système hybride.

IV .5.1.1.Cas du système photovoltaïque

on voit qu'il existe un couple optimal (Nb,Npv) qui correspond au coût minimal de l'installation, il se situe dans le cas de la figure, autour des 7.5 kWc.

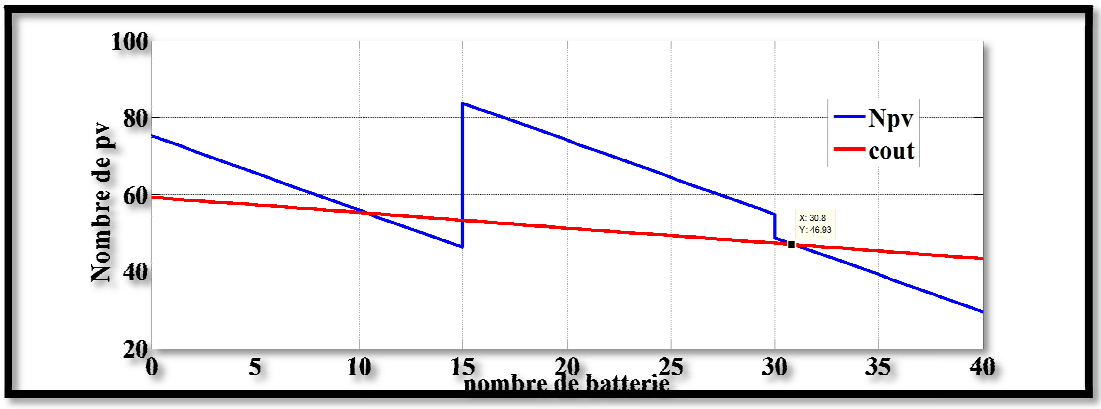


Figure IV.16 *Couples optimaux déterminés pour le système pur photovoltaïque*

Le tableau si dessus représente les différentes couts de système photovoltaïque

Nb	10	15	15	30
Npv	55	53	83	46
Cout	1185000	8729000	1785000	1165000

Tableau IV.1:les *Différentes des coûts de système PV*

Interprétation des résultats :

D'après le graphe de la figure (IV.16) en remarque qu'il existe des couples qui garder toujours la puissance demander par la charge. le premier couple (10batterie et 55 panneau), et le deuxième couple (15 batterie et 53 panneau) el le dernier couple c'est (30 batterie et 46 panneau).aprés l'etude de cout en constat que le couple optimal dans ce cas c'est 30 batterie et 46 panneau avec un cout minimale de 1165000DA.

IV .5.1.1Cas du système hybride

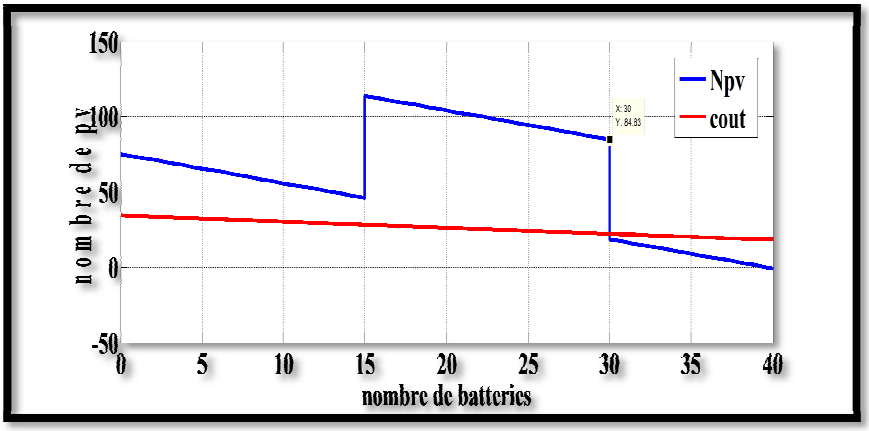


Figure IV.17 *optimaux déterminés pour le système hybride (PV/éolien)*

Avec la même manière que dans le cas du système photovoltaïque, on détermine les couples optimaux, qui correspondent au coût minimal de l'installation, le tableaux suivant représentes les différents couts de l'installation du système hybride :

Nb	20	25	30	30
Npv	100	90	84	22
Cout	2165000	2005000	3605000	688000

Tableau IV.2:les *Différentes des coûts de système hybride (PV/éolien)*

Interprétation des résultats :

On détermine les couples optimaux, qui correspondent au coût minimal de l'installation.de la même façon de système PV, Le premier couple optimal dans le cas de la Figure IV.17 se situe. le premier couple (20batterie et 100 panneau), et le deuxième couple (25 batterie et 90 panneau) el le dernier couple c'est (30 batterie et 22 panneau).aprés l'etude de cout en constat que le couple optimal dans ce cas c'est 30 batterie et 22 panneau avec un cout minimale de 688000DA.

Sachant que le coût de la batterie est de 9 000 DA (HT), et celui du module photovoltaïque de 25 000 DA (HT), et en comparant la différence des coûts entre les deux systèmes par rapport au prix de l'aérogénérateur qui est de 5 000 DA (HT), on constate que ce dernier nous fera gagner au moins 300 000 DAstème hybride.

7. CONCLUSION

Après avoir calculé les puissances horaires produites conjointement par les deux sources d'énergie, et adopté un profil de consommation correspondant à celui rencontré généralement

aux réseaux, on a élaboré un programme de simulation à pas de temps horaire, qui consiste à calculer pour les différents couples (NB,NPV) choisis, avec les solutions optimales. Les résultats de la simulation montrent l'intérêt d'introduire un aérogénérateur dans un système photovoltaïque raccordés aux réseaux. Cet intérêt se manifeste par la réduction de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage (sujette à des problèmes inévitables), réduisant ainsi le coût total du système.

Conclusion générale :

La ressource globale en énergie éolienne et photovoltaïque est très importante et peut Contribuer de manière significative à la fourniture d'électricité au niveau mondial.

Les travaux présentés dans cette thèse concernent la production d'électricité a partir système hybride (éolien- photovoltaïque) raccordé au réseau.

L'objectif était de maintenir un niveau de fiabilité élevé avec un coût minimal grâce à un dimensionnement optimal de systèmes hybrides (éolien – photovoltaïque) pour une charge étude probabilité de perte d'énergie donnée sous le critère d'un prix minimum du système. Un nombre optimale de batterie et de modules photovoltaïque a été calculé après avoir calculer la puissance produite par l'aérogénérateur et par le générateur photovoltaïque pour une période d'analyse . La production d'électricité par le système hybride (éolien- photovoltaïque) avec un système de stockage répond bien au problématique posée par le contexte énergétique actuel.

En Algérie, la nature du terrain et la durée de l'ensoleillement lui a permis d'être un des pays modèle dans la production d'énergies renouvelables La formulation d'une méthode d'optimisation a permis de calculer pour les différents couples (N_B, N_{PV}).

En premier temps, nous avons étudié le principe et l'influence de chaque composant constituant le système PV et l'aérogénérateur éolienne.

Dans la partie de la modélisation on présenté la modélisation de chaque composante de système hybride éolien- photovoltaïque avec son Conclusion générale.

Dans la dernière partie nous avons développé un programme de simulation qui nous a permet de trouver le couple (N_B, N_{PV}) avec un coût minimale .

D'après les résultats de la simulation on voit qu'il existe un couple optimale qui correspond un coût optimal de l'installation, Les résultats de simulation et d'optimisation que nous avons obtenue montre que la méthode choisie donne des bonnes estimations.

Perspective :

- Notre travail est réalisé en pratique
- création un organigramme de gestion d'optimisation nous souhaitons

Bibliographie :

[1] : www.energies-renouvelables.org

[2] : Nicolas LAVERDURE « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires » thèse de doctorat de L'INPG Spécialité Génie Electrique Institue national polytechnique d*e* décembre 2005

[3] Energie éolienne, Théorie, conception et calcul pratique des installations, Désiré Le Gourières, Edition EYROLLES, 1980.

[4] N. Laverdure, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, "Technologie des systèmes éoliens –intégration dans les réseaux électriques", la Revue 3EL, no. 39, 2004

[5] http://oooxygene.alwaysdata.net/eolienne.html

[6] : C.Boris et G. Christophe « Energie éolienne, fonctionnement, contraintes et perspective sue l'avenir http://membres.lycos.fr/tipemaster/TIPE/Eole.html

[7] C. Benoudjit « étude pour la conception d'un banc d'essais pour énergie éolienne» : thèse de magistère de l'université de Batna, juin 2004

[8] : Frédéric POITIERS, « Etude et commande de génératrices asynchrone à double alimentation reliée au réseau »thèse de doctorat de l'université de Nantes, 2003

[9] :N. KASBADJI MERZOUK « Evaluation du Gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profile vertical de la vitesse de vent en Algérie» thèse de doctorat de l'université de Tlemcen, 2006

[10] : L. KHTTACHE «Etude et commande d'un système Eolien à base d'une Machine Electrique Double Alimentée »Thèse de magister université de Batna ,2007

[11]: O. GERGAUD « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur » thèse de doctorat de l'école Normale supérieur de CACHAN, 2002

[12] encyclopédie encarta 2008

[13] : L, AICHE-HAMAE.A.KHELLAF. « Evolution mensuelle de la ressource éolienne à travers l'Algérie » congrée sur le photovoltaïque et l'énergie éolienne (IPCWE) Tlemcen, Algérie (Novembre2003).

[14] A. ABDELLI « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive » thèse de doctorat à l'institut national polytechnique de Toulouse ,2007

[15] L.MRED« contribution à l'étude d'un système d'aérogénérateur à rendement élevé, Application au site de Tlemcen » Thèse de magister université de Tlemcen ,2001

[16] : L.MERAD, Boumédiène BENYOUCEF et Jean Pierre CHARLES « Etude technicoéconomique d'un système hybride (aérogénérateur et moteur diesel) pour la

production d'électricité » Afrique SCIENCE 02(2) (2006) 187 – 197 ISSN 1813-548X

[17] :M. BELHADJ «Modélisation d'un système de captage photovoltaïque Autonome »thèse de magister université de Bechar

[18] :RP .Mukund, « wind and solar power systems »,Ph.D,PeU.S merchant Marine Academy, Kings point ,New York,CRC Press LLC 1999.

[19]: N. OLEKSIY « simulation, fabrication et analyse de cellule photovoltaïque à contacts arrières interdigites »thèse de doctorat à l'institue national des sciences appliquées de lyons

[20] :H. BELGHITRI « Estimation des énergie reçues par un capteur au fil du soleil » mémoire de fin d'études, université de Tlemcen, 2002

[21] http://membres.lycos.fr/tpepaillardbaroux/notions.htm

[22] : F Benyarou « conversion des énergies » document de cours (EN01), Université de Tlemcen 2001-2002

[23] : M. Serge Poignant « Rapport d'informatique» déposé en application de l'article 145 du Règlement par la commission des affaires économique *sur* l'énergie photovoltaïque , assemblée nationale constitution de 4 octobre 1958

[24] : Les Dossiers Environnement de GAZACA «Les énergies renouvelables (partie II – L'énergie Solaire)» : Mai 2006 www.GAZACA.com

[25] www.techno-science.net

[26] : S MEJDOUB « simulation et optimisation des paramètre photo solaire » thèse de magister 2001, université de Tlemcen

[27] :R MAOUADJ « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah » thèse de magister Université de Tlemcen 2005

[28] : K TAHRI « Exploitation informatisée de l'énergie d'un générateur photovoltaïque appliquée aux sites de Tlemcen et Bouzaréah » thèse de magister Université de Tlemcen 2006

[29] : T .Fogelman, « système photovoltaïque pour les pays en développement », manuel d'installation et d'utilisation, agence Française pour la maîtrise de l'énergie, (AFME)

[30] : www.solarelectripawer.org

[31]: 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, Elsevier Science 1999.

[32]: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, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209–228, Elsevier Science 1997.

[33]: 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. 19, Elsevier Science 1999.

[34]: 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.

[35]: P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, "Isolated systems with wind power", Risø-R-1256(EN), 2001.

[36]: A.Engler et al., "Control of Parallel Operating Battery Inverters", PV Hybrid Power Systems 2000 Conference, Aix-en-Provence, France, septembre 2000.

[37] :Alain BILBAO LEARRETA «Réalisation de commandes MPPT numérique ».ingénieur technique industriel. Université Rovira Virgili. Septembre 2006

[38] :Wafa BENSACI. Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT. Thèse Master en Electrotechnique Industriel. Université de Ouargla 2011/2012 .

[39] :Abdelaziz BENKHELIFA « Modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan à eau Influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur ». master en génie chimique.2012

[40] :Docteur Merad née Mesri Mokhtaria et Professeur Cheknane Ali participation de M. Rougab Ilyes « Introduction au gisement solaire algérien Théorie et applications » Université Amar Telidji – Laghouat– Faculté de Technologie Département d'Electronique

[41] :Zakaria BENDJELLOULI « Modélisation A Là D'Une Cellule Solaire » Université De Bechar Faculté des Sciences et Technologie Mémoire de Magistère En Micro-électronique-photovoltaïque 2008 – 2009.

[42] :Dariga MEEKHUM. « réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique ». Doctorat en génie électrique. Université de Toulouse.

[43] :Kmilia HALILLI « modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative » Université Mammeri Mouloud de TIZI-OUZOU. Mémoire de magistère en électrotechnique 2012.

[44]: 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, Elsevier Science 1999.

[45]: 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.

[46]: P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, "Isolated systems with wind power", Risø-R-1256(EN), 2001.

[47]: A.Engler et al., "Control of Parallel Operating Battery Inverters", PV Hybrid Power Systems 2000 Conference, Aix-en-Provence, France, septembre 2000.

[48]: A.Engler et al., "Standard Interface for PV and Hybrid Systems ", 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelone , Espagne , p.p. 1074-1077, juillet 1997.

[49]: S. Roussin, "Le journal semestriel des systèmes photovoltaïques hybrides au Canada" Centre De La Technologie De L'énergie De Canmet—Varennes Programme Photovoltaïque Et Systèmes Hybrides, P 4 ,Numero 7, Ete 2004 .

[50]: T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato, T. Funabashi "A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island" IEEE Transactions on Energy Conversion, June 2005.

[51]: 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, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209–228, Elsevier Science 1997.

[52]: A. Hoque, K. A. Wahid; « New mathematical model of a photovoltaic generator », Journal of Electrical Engineering, Vol. EE 28, N°. 1, June 2000.

[53]: MORSLI Abdelkader "Etude d'un système solaire photovoltaïque utilisant des supercondensateurs" 2010 Ecole Nationale Polytechnique 10, Avenue Hassen Badi, El-Harrach, ALGER

[54] :M. Huart ; « Guide des énergies renouvelables », Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur,)1994.

[55] :J. Muller, R. Desserrières ; «Conversion photovoltaïque », Publié par Club CRIN, 2002.

[56] :A. Alonso, J. Alzeu, C. Andrieu, S. Astier, J. Bonal, A. H. Ben, C. Combes, F. Costa, B. Dakyo, R. Desserrières, J. Fonio, O. Gergaud, C. Glazie, J-C. Muller, B. Multon, C. Nichita, X. Roboam, P. Rossetti ; « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », ECRIN, ISBN: 2- 912154-08-1, Paris, 2002.

[57] :Phatiphat Thounthong, Conception d'une source hybride utilisant une pile à combustible et des supercondensateurs -Thèse Doctorat en génie électrique, 2005- L'Institut National Polytechnique de Lorraine.

[58] N. LAVERDURE « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires » Thèses de Doctorat, ENS de Cachan, 2005.

[59] I. HAMZAOUI « Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation en vue de son utilisation comme aérogénérateur » Thèse de Magister, ENP d'Alger, 2008.

[60] . D. Beriber thèse de doctorat « Optimisation et Gestion d'Energie de Système de Production Photovoltaïque-Eolienne avec Stockage » Alger2010

[61]. J.P. Hautier, G. Manesse, "Utilisation des réseaux de Pétri pour l'analyse des systèmes électrotechniques", Technique de l'Ingénieur, D3740, 1996.

[62]. **D. Beriber**, "Machine asynchrone à double stator alimentée par onduleurs à trois niveaux à structure NPC", Mémoire de Magister, ENP. Alger, 2004.

[63]. **D. Beriber**, A. Talha, F. Bouchafaa, M. S. Boucherit, "High performance of single-stage inverter topology for solar photovoltaic system", 6th International Conférence on Electrical Systems and Automatic, JTEA'2010, Hammamet, Tunisie, 26-28 March, 2010

[64] B.S. Borrowy and Z.M. Salameh, '*Methodology for Optimally Sizing the Combination Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System*', IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 12, N°1, pp. 73 - 78, March 1997

[65] J.A. Duffie, W.A. Beckman, '*Solar Engineering of Thermal Processes*', Second Edition, A. Wiley, Interscience Publication, 1991.

[66] A. Hamidat, '*Simulation des Systèmes de Pompage Photovoltaïque Destinés pour l'Alimentation en Eau Potable et pour la Petite Irrigation*', Mémoire de Doctorat, Université de Tlemcen, 2004.

A. Blocs diagrammes des modèles de simulation

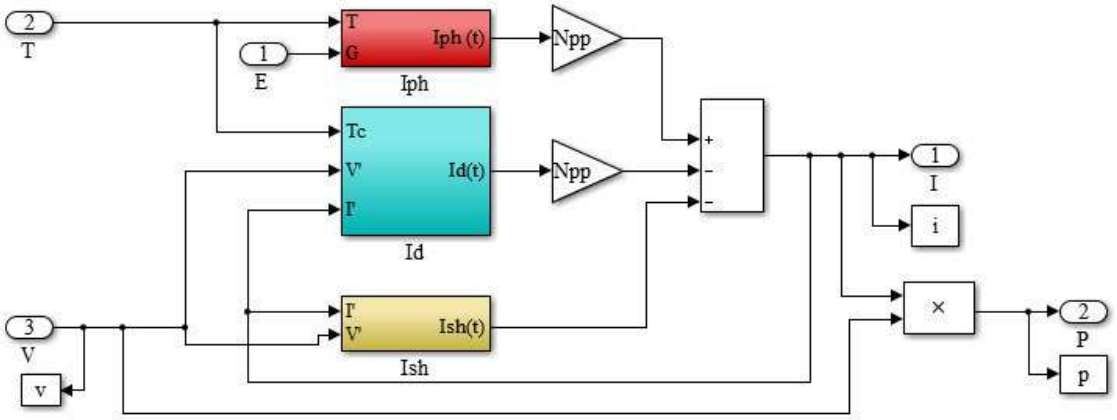


Figure A. 1 : Block diagramme du module PV (modèle MSX-83)

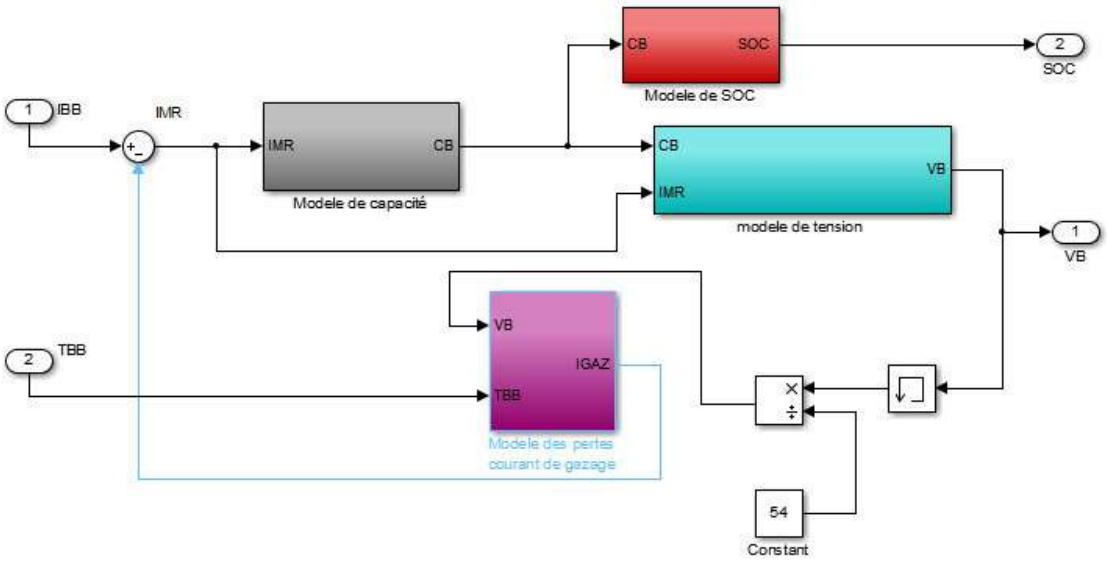


Figure A. 1 : Block diagramme du batterie

A.PARAMETRES DES DIFFERENTS ELEMENTS DE LA CHAINE HYBRIDE

PARAMETRES DU PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUE(MSX_83)

Tref=25c°

Vco=21.2 v

Vmpp=17.3 v

Pmpp=83.9 w

Gref=1000 w/m²

Icc=5.27 A

Impp=4.85 A

Coeffecient de température sur Icc=4mA/c°

PARAMETRE DU MODELE A UNE SEUL DIODE

R paralléle=200

Isaturation diode=5 ma

Rserie =0.23

Facteur de qualité Gamma=1.1

PARAMETRES DU HACHEUR

CE=CS=5.6mF

L=3.5mH

PARAMETRES DE LA MADA

Valeurs nominales : 7.5KW ; 220/380V- 50Hz ; 15/8.6A ; 1440tr/min.

Résistance du stator Rs=1.2Ω

Résistance du rotor Rr=1.8Ω

Inductance stator Ls=0.1554H Inductance rotor Lr=0.1568H

Inductance Mutuelle M=0.15H Couple résistant Cr=15Nm

Moment d'inertie J=0.3126 Kg.m2

Coefficient de frottement fr=0.00673 Nm.s/rad

Nombre de paire de pôles P=2

PARAMETRES DE LA TURBINE EOLIENNE

Puissance nominale Pn=7.5kW

Nombre de pale=3

Rayon d'une pale R=3m

Gain du multiplicateur G=5.4

Inertie J=0.0017Kg.m2

Coefficient de frottements visqueux f=0.0024Nm.s/rd

PARAMETRES DE LA BATTERIE

Coefficient de tension *CV* =8V-1

Coefficient de température *CT* =0.05 K-1

Courant normalisé de gazéification *IG0*=0.035A

Taux de capacité de la batterie au de dix heures de décharge C10=118Ah

Resistance interne pendant la charge *R0C*=75mΩ

Limitant la tension interne de batterie pour courant zéro et entièrement déchargée

E0C=11.6V Paramètre reflétant la croissance de la tension quand la batterie est

progressivement chargée *CC*=0.012

Paramètre reflétant la variation linéaire initiale de la tension interne de

batterie avec l'augmentation de SOC*AC*=0.01

Paramètre reflétant la hausse forte de la tension quand la batterie est chargée à un SOC élevé *DC*=130

Facteur exponentiel présenté pour réaliser une courbe plus étroite adaptée pour

la tension comportement une fois progressivement chargé *EFC*=0.45

Capacité maximum de chargement *QMAX.C*=120Ah

Paramètre pour calculer la capacité maximum de charge

C1=0.0006Ah

C2=0.0543Ah

C3=2.0279Ah

C4=140.29Ah

Résistance interne en déchargeant la batterie *R0.D*=38mΩ

Tension interne entièrement chargée de batterie en déchargeant après la coupure initiale *E0D*=12.6V

Facteur exponentiel présenté pour réaliser une courbe plus étroite adaptée pour le comportement de tension une fois progressivement déchargé *EFD*=1.25

Le paramètre reflétant la variation linéaire initiale de la tension interne de batterie avec diminuer SOC*AD*=-0.007

Paramètre reflétant la croissance de la tension quand la batterie est progressivement déchargée *CD*=-0.3

Paramètre reflétant la diminution marquée de la tension quand la batterie est déchargée à un bas SOC*DD*=165

Capacité maximum de déchargement *QMAX.D*=130Ah

Paramètre pour calculer la capacité maximum de décharge :

D1=-0.0006 Ah

D2=0.0543 Ah

D3=-2.0279 Ah

D4=140.29 Ah

Introduction Générale

Chapitre I

GENERALITE SUR LE SYSTEME HYBRIDE (PV/EOLIEN)



Chapitre II

Modélisation et Commande d'un Générateur Photovoltaïque



Chapitre III

Modélisation et Commande d'une chaine de conversion éolienne



Chapitre IV

Optimisation et Simulation d'un système Hybride



Conclusion Générale

Bibliographie

Annex