UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

GESTION DE L'ÉNERGIE D'UN SYSTÈME HYBRIDE PHOTOVOLTAIQUE-ÉOLIEN AUTONOME

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA

MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
BRUNO PEGUY POUGOUE TCHINTCHUI

JUIN 2026

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire, de cette thèse ou de cet essai a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire, de sa thèse ou de son essai.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire, cette thèse ou cet essai. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire, de cette thèse et de son essai requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (M. Sc. A.)

Direction de recherche :

Pr. Mamadou Lamine Doumbia	
Prénom et nom	directeur de recherche

Jury d'évaluation

Pr. Ahmed Chériti	Membre interne
Prénom et nom	Fonction du membre de jury

Pr. Jamel Ghouili	Membre externe
Prénom et nom	Fonction du membre de jury

Pr. Mamadou Lamine Doumbia	Membre interne
Prénom et nom	Fonction du membre de jury

Résumé

Cette étude présente la gestion de l'énergie d'un système hybride autonome associant des sources photovoltaïque (PV) et éolienne avec un stockage par batteries. Elle vise à assurer un équilibre fiable entre la production et la demande, tout en garantissant la stabilité du système et la qualité de l'énergie fournie. Une modélisation détaillée des différents sous-systèmes est développée, incluant les générateurs photovoltaïque et éolien avec leurs convertisseurs et algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Le système éolien basé sur une génératrice synchrone à aimants permanents associée à un redresseur à diodes. Le sous-système de stockage par batteries est connecté via un convertisseur DC-DC bidirectionnel. Un onduleur triphasé muni d'un filtre LC assure l'alimentation de la charge.

Un système de gestion énergétique (EMS) basé sur une logique conditionnelle est implémenté. Il coordonne les flux de puissance entre les sources et le stockage selon les contions de production, de la demande énergétique et de l'état de charge (SOC) des batteries. Les résultats de simulation montrent que le système maintient la stabilité de la tension du bus continu autour de sa valeur de référence 600 volts et fournit une tension alternative quasi sinusoïdale de qualité à la charge. Aussi, l'algorithme de gestion proposé assure globalement l'équilibre instantané entre la production et la consommation. Toutefois, des limitations apparaissent pour des niveaux extrêmes de SOC (100% et 50%), notamment en matière de gestion des excédents d'énergie et de soutien de la charge. Ces résultats confirment la pertinence de l'architecture proposée et soulignent l'importance d'une gestion énergétique optimisée.

Remerciements

Je souhaite avant tout exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de mémoire, le professeur Mamadou Lamine Doumbia, pour son encadrement rigoureux, sa disponibilité constante et ses conseils éclairés tout au long de la réalisation de ce travail. Son expertise scientifique, son écoute bienveillante et la qualité de son accompagnement ont constitué des atouts inestimables pour la conduite et l'aboutissement de cette recherche.

Mes sincères remerciements vont également à l'ensemble des membres du jury, pour le temps consacré à l'évaluation de ce mémoire, la pertinence de leurs observations et leurs précieuses suggestions, qui ont contribué à enrichir la qualité du travail présenté.

Je tiens à témoigner ma reconnaissance à l'ensemble du corps professoral du Département de génie électrique et informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR), pour la qualité de l'enseignement reçu, la disponibilité et le soutien continus dont j'ai pu bénéficier au cours de ma formation.

Je remercie chaleureusement le décanat des études ainsi que la fondation de l'UQTR pour leur appui financier, respectivement à travers la bourse Universalis Causa et la bourse de l'innovation et du développement économique Trois-Rivières. Ce soutien a constitué une aide précieuse dans la poursuite et la réalisation de mes études.

Enfin, j'adresse mes remerciements les plus sincères à mes parents, à ma conjointe, ainsi qu'à mes frères et sœurs, pour leur affection, leur patience et leurs encouragements

indéfectibles. Leur soutien moral et émotionnel a été un pilier essentiel tout au long de ce parcours.

À toutes ces personnes et institutions qui, de près ou de loin, ont contribué à la réussite de ce mémoire, j’exprime ma reconnaissance la plus sincère et mes remerciements les plus respectueux.

Table des matières

Résumé ..... *ii*

Remerciements ..... *iii*

Table des matières ..... *v*

Liste des tableaux ..... *x*

Liste des figures ..... *xi*

Liste des symboles ..... *xiv*

Chapitre 1 - Introduction *1*

1.1 Problématique 2

1.2 Hypothèses 3

1.3 Objectif 3

1.4 Méthodologie 4

1.5 Conclusion 4

Chapitre 2 - Revue de littérature *6*

2.1 Introduction 6

2.2 Transition énergétique : fondements et enjeux mondiaux 7

2.2.1 Situation Québécoise 9

2.3 Les systèmes hybrides à énergies renouvelables 10

2.3.1 État de l'art sur les systèmes d'énergie hybride 11

2.4 Fondements conceptuels des systèmes hybrides à énergie renouvelable 14

2.4.1 Typologie des systèmes hybrides à énergie renouvelable (SHER) 15

2.4.2 Composantes principales d'un SHER 22

2.5 Conclusion 54

Chapitre 3 - Modélisation des différents sous-systèmes : photovoltaïques, éoliens, convertisseurs et batteries de stockage 55

3.1 Introduction 55

3.2 Topologie du système hybride autonome en étude 56

3.3 Modélisation de la chaîne photovoltaïque 56

3.3.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque 57

3.3.2 Modèle mathématique du convertisseur DC-DC survolteur (Boost) 59

3.3.3 Contrôleur MPPT 63

3.3.4 Paramètres de simulation du sous-système photovoltaïque 64

3.4 Modélisation de l'éolienne 65

3.4.1 Hypothèses pour la modélisation de l'éolienne 66

3.4.2 Modélisation de la turbine 67

3.4.3 Modèle du multiplicateur 71

3.4.4 Modélisation de l'arbre de la turbine 71

3.4.5 Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne 73

3.4.6 Techniques d'extraction du maximum de la puissance 74

3.4.7 Régulateur de l'angle de calage des pales 77

3.4.8 Paramètres de simulation de la turbine 78

3.5 Modélisation de génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP) 79

3.5.1 Hypothèses simplificatrices 79

3.5.2 Équations électriques de la GSAP 79

3.5.3 Passage au repère de Park 81

3.5.4 Équations magnétiques 83

3.5.5 Équations mécaniques 83

3.5.6 Équations électromagnétiques 84

3.5.7 Paramètres de simulation de la GSAP 85

3.6 Modélisation du redresseur 86

3.7 Modèle mathématique du convertisseur DC-DC survolteur (Boost) 87

3.8 Modélisation de la batterie de stockage 87

3.8.1 Dimensionnement d'une batterie 89

3.8.2 Modélisation du convertisseur bidirectionnel DC-DC (Buck-boost Converter) 91

3.8.3 Paramètres de simulation du sous-système de stockage 92

3.9 Modélisation de l'onduleur triphasé 93

3.10 Modélisation du filtre LC 94

3.11 Commande de l'onduleur triphasé 95

3.12 Conclusion 97

Chapitre 4 - Mise en œuvre de la stratégie de gestion, simulation et l'analyse des résultats *98*

4.1 Introduction 98

4.2 Synoptique globale du système hybride autonome proposée 99

4.3 Description de la stratégie de gestion 100

4.4 Simulations et analyse des résultats obtenus 105

4.4.1 Flux des puissances pour différents niveaux de SOC: 75%, 100% et 50% 106

4.4.2 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 75% 109

4.4.3 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 50% 112

4.4.4 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 100% 114

4.5 Conclusion 116

Chapitre 5 - Conclusion générale et recommandations *118*

5.1 Conclusion générale 118

5.2 Recommandations 121

Références *122*

Annexe A – Paramètres de simulation du sous-système photovoltaïque *132*

Annexe B – Paramètres de simulation du sous-système éolien..... *134*

Annexe C – Paramètres de simulation du sous-système de stockage *136*

Annexe D – Calcul des paramètres du filtre LC *138*

Annexe E – Stratégie de commande de l'onduleur *139*

Annexe F – Code de la stratégie de gestion implémentée..... *142*

Liste des tableaux

Tableau 2-1 Typologie des micro-réseaux 20

Tableau 2-2 Comparaison synthétique des cellules PV 24

Tableau 2-3 Comparaison entre les éoliennes à vitesse variable à celles à vitesse fixe 37

Tableau 3-1 Paramètres de simulation du sous-système PV 65

Tableau 3-2 Paramètres de simulation de la turbine 78

Tableau 3-3 Paramètres électriques de la GSAP 85

Tableau 3-4 Paramètres du sous-système de stockage 92

Tableau 4-1 Caractéristiques essentielles du système hybride proposé 105

Liste des figures

Figure 2.1 Part de la population mondiale ayant accès à l'électricité par pays en 2020 [15] 8

Figure 2.2 Schéma général d'un système d'énergie hybride [21] 11

Figure 2.3 SHER couplé en DC 17

Figure 2.4 SHER couplé en AC 18

Figure 2.5 SHER couplé en AC/DC 19

Figure 2.6 Principe de fonctionnement d'une cellule PV [47] 23

Figure 2.7 Courbes caractéristiques des modules PV [51], [52] 25

Figure 2.8 Classification des méthodes de contrôle du MPPT [53] 26

Figure 2.9 Illustration de l'algorithme P&O sur la caractéristique P-V 29

Figure 2.10 Algorithme MPPT basé sur P&O [53] 30

Figure 2.11 Algorithme MPPT basé sur la conductance incrémentale [53] 32

Figure 2.12 Conversion de l'énergie cinétique du vent [64] 33

Figure 2.13 Systèmes éoliennes à axes horizontal et vertical [65] 34

Figure 2.14 Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [64], [66] 36

Figure 2.15 Éolienne à générateur asynchrone à double alimentation (GADA) [76] 39

Figure 2.16 Éolienne à générateur asynchrone à cage d'écureuil (SCIG) [76] 40

Figure 2.17 Éolienne à générateur synchrone à aimant permanent (PMSG) [76] 41

Figure 2.18 Topologie de convertisseur à redresseur à diodes Tension [80] 43

Figure 2.19 Système de générateur d'éolienne à convertisseurs dos à dos [80] 44

Figure 2.20 Capacité en fonction du temps de décharge pour différents systèmes de stockage d'énergie [85] 46

Figure 2.21 Classification des systèmes de stockage d'énergie [84] 47

Figure 2.22 Synoptique du contrôle centralisé 51

Figure 2.23 Synoptique du contrôle distribué 52

Figure 2.24 Synoptique du contrôle hybride (centralisé et distribué) 53

Figure 2.25 Synoptique du contrôle multi-niveau 53

Figure 3.1 Topologie proposée 56

Figure 3.2 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [92] 57

Figure 3.3 Circuit équivalent du module PV [92] 59

Figure 3.4 Formes d'ondes des courants et tensions du convertisseur Boost [95] 60

Figure 3.5 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé [92], [95] 61

Figure 3.6 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert [95] 61

Figure 3.7 Synoptique du contrôleur MPPT (P&O) 64

Figure 3.8 Système mécanique de l'éolienne [97] 67

Figure 3.9 Schéma de la turbine [97] 68

Figure 3.10 Courbes caractéristique du coefficient de puissance $CP\lambda,\beta$ [92] 70

Figure 3.11 Schéma bloc du modèle de la turbine [92] 72

Figure 3.12 Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne [97] 73

Figure 3.13 Diagramme de conversion de puissance 74

Figure 3.14 Schéma de bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse mécanique [92] 77

Figure 3.15 Synoptique du système d'orientation des pales 78

Figure 3.16 Schéma représentatif de la GSAP à modéliser 80

Figure 3.17 Transformation triphasée-diphasée 81

Figure 3.18 Redresseur triphasé à diodes [92] 86

Figure 3.19 Schéma équivalent d'une séquence en conduction normale [92] 86

Figure 3.20 Montages possibles des batteries [104] 91

Figure 3.21 (a) Commande du convertisseur; (b) Convertisseur bidirectionnel DC-DC pour la batterie [102] 91

Figure 3.22 Schéma électrique d'un onduleur triphasé [92], [104] 93

Figure 3.23 Stratégie de commande de l'onduleur 96

Figure 4.1 Synoptique de la stratégie de gestion intégrée au système hybride 99

Figure 4.2 Organigramme de la stratégie de gestion proposée 104

Figure 4.3 Modèle du système global sur MATLAB/Simulink 105

Figure 4.4 Flux des puissances pour différents niveaux de SOC 106

Figure 4.5 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 75% 109

Figure 4.6 Résultat des modes d'opération activés pour un SOC à 75% 111

Figure 4.7 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 50% 113

Figure 4.8 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 100% 114

Figure 4.9 Résultat des modes d'opérations activés pour un SOC à 100% 115

Liste des symboles

AC: Alternating Curent / courant alternatif

ANFIS : Adaptive neuro-fuzzy inference system / Système d'inférence neuro-flou adaptatif

ANN : Artificial Neural Network / réseau neuronal artificiel

BTS : Base Transceiver Station / station de base émettrice-réceptrice

CAPEX : Capital Expenditure / dépenses d'investissement

CSC : Current Source Converter / convertisseur de source de courant

EMS : Energy Management System / Système de gestion énergétique

FLC : Fuzzy Logic / contrôleur logique floue

DC : Direct Curent / courant continu

GA : Genetic algorithm / algorithme génétique

GADA : Générateur Asynchrone à Double Alimentation

GWO : Gray Wolf Optimization /

LFC : Load Frequency Control / contrôleur de fréquence de charge

LiCoO2 : Lithium Cobalt Oxide

LiFePO4 : Lithium Iron Phosphate

LCOE : Levelized Cost of Energy / coût actualisé de l'énergie

MSAP : Machine Synchrone à Aimants Permanents

MPPT : Maximum Power Point Tracking / point de puissance maximale

NCM : Lithium Nickel Cobalt Manganese Oxide

NCA : Lithium Nickel Cobalt Aluminum oxide

OPEX: Operating Expenses / dépenses d'exploitation

PCC : Point of Common Coupling / point de couplage commun

PEMFC : Proton Exchange Membrane Fuel Cells / pile à combustible à membrane échangeuse de protons

PLL : Phase Locked Loop / boucle à verrouillage de phase

P&O : Perturbation et Observation

PSO : Particle Swarm Optimization / optimisation par essaims de particules

PV : Photovoltaïque

PWM : Pulse Width Modulation / modulation de largeur d'impulsion

RBF : Radial Basis Function / fonction de base radiale

SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage

SMA : Multi – Agent System / systèmes multi-agents

SOC : State Of Charge / état de charge

THD : Total Harmonic Distortion / taux de distorsion harmonique totale

TSR : Tip Speed Ratio / Ratio de vitesse

UPQC : Unified Power Quality Conditioner / conditionneur de qualité d'énergie unifié

VSI : Voltage Source Inverter / onduleur de source de tension

VSC : Voltage Source Converter / convertisseur de source de tension

Chapitre 1 - Introduction

Au cours des dernières décennies, les préoccupations énergétiques et environnementales sont devenues des enjeux majeurs à l'échelle mondiale. L'augmentation de la demande en énergie, conjuguée à la raréfaction des ressources fossiles et à leurs conséquences environnementales, notamment les émissions de gaz à effet de serre et le réchauffement climatique, a conduit la communauté scientifique et les décideurs à s'interroger sur la durabilité des modèles énergétiques actuels. Dans ce contexte, les énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, apparaissent comme des solutions de substitution crédibles, capables d'assurer une production énergétique propre, durable et respectueuse de l'environnement [1].

L'énergie solaire, issue de la conversion du rayonnement solaire par des panneaux photovoltaïques, et l'énergie éolienne, produite à partir du vent, sont aujourd'hui au cœur des stratégies de transition énergétique [2]. Cependant, ces sources présentent un caractère intermittent et variable, dépendant des conditions climatiques et géographiques. Cette variabilité rend leur exploitation directe difficile, surtout dans les zones isolées dépourvues de réseau électrique centralisé. Pour pallier cette contrainte, la recherche s'oriente vers la conception de systèmes hybrides combinant plusieurs sources renouvelables notamment le solaire et l'éolien associés à des dispositifs de stockage (batteries ou supercondensateurs) permettant de garantir une alimentation électrique stable et continue [3].

L’intérêt pour les systèmes hybrides photovoltaïques-éoliens autonomes s’explique par leur capacité à tirer profit de la complémentarité naturelle entre le rayonnement solaire et la vitesse du vent : lorsque l’énergie solaire diminue, notamment la nuit ou lors de périodes nuageuses, l’énergie éolienne peut prendre le relais, et inversement. Néanmoins, la conception et la gestion de tels systèmes demeurent complexes. Elles exigent une approche rigoureuse de dimensionnement, de contrôle et de gestion énergétique pour équilibrer la production, le stockage et la consommation en temps réel. Le défi majeur réside dans la mise au point d’une stratégie de gestion de l’énergie optimale qui maximise l’utilisation des ressources disponibles tout en prolongeant la durée de vie des équipements [4]

1.1 Problématique

Malgré les avancées technologiques, la gestion optimale de l’énergie dans un système hybride photovoltaïque-éolien autonome reste un défi scientifique et technique. Les variations rapides du rayonnement solaire et de la vitesse du vent engendrent des fluctuations de puissance qui affectent la stabilité du système et la qualité de la tension fournie. De plus, l’intégration des convertisseurs électroniques de puissance, bien qu’indispensable pour la conversion et le conditionnement de l’énergie, introduit des pertes et des harmoniques nuisibles à la performance globale du système [5], [6]. Ainsi, la problématique centrale de ce mémoire peut être formulée comme suit :

Comment concevoir et mettre en œuvre une stratégie de gestion énergétique performante pour un système hybride photovoltaïque-éolien autonome, assurant un équilibre optimal entre production, stockage et consommation, tout en garantissant la stabilité et la qualité de l’énergie livrée ?

1.2 Hypothèses

- Il est possible d'assurer la stabilité d'un système hybride photovoltaïque-éolien autonome en adoptant une stratégie de gestion énergétique basée sur une commande hiérarchisée des sources et du stockage.
- L'utilisation conjointe de l'énergie solaire et éolienne, associée à un dispositif de stockage, permet de réduire significativement les fluctuations de puissance et d'améliorer la continuité de service.
- Une optimisation adéquate du dimensionnement et du contrôle des convertisseurs de puissance améliore le rendement global du système et la qualité de la tension fournie à la charge.

1.3 Objectif

L'objectif principal de cette recherche est de concevoir et simuler une stratégie de gestion de l'énergie d'un système hybride photovoltaïque-éolien autonome. Pour y parvenir des objectifs plus spécifiques sont fixés comme suit :

- Les modélisations des sous-systèmes de la production d'énergie électrique (solaire, éolien, stockage d'énergie électrique et de la charge).
- L'intégration des stratégies de contrôle des différents sous-systèmes. Il s'agit ici d'assurer la conversion de l'énergie produite et de maintenir la tension souhaitée à la sortie du convertisseur de chaque sous-système tout en garantissant une énergie électrique de qualité.

- La mise en œuvre de la stratégie de gestion de l'énergie électrique produite pour assurer une meilleure répartition du flux des puissances tout en maintenant l'intégrité du système en général et celle de la batterie en particulier.

1.4 Méthodologie

Pour atteindre ces objectifs, une approche de modélisation et de simulation sera adoptée. Dans un premier temps, les caractéristiques des sous-systèmes photovoltaïque, éolien et stockage seront modélisées à partir des équations physiques et électriques de base. Ensuite, une stratégie de gestion énergétique sera développée à l'aide d'outils de simulation tels que MATLAB/Simulink. Cette stratégie reposera sur un algorithme de commande hiérarchique assurant la répartition optimale de l'énergie entre les différentes sources et le stockage. Enfin, les performances du système seront évaluées à travers différents scénarios définis en fonction de l'état de charge de la batterie (SOC), en tenant compte des variations de ressources énergétiques disponibles ainsi que des fluctuations de la charge. Cette approche permettra d'analyser le comportement du système dans des conditions de fonctionnement réalistes et d'apprécier sa robustesse face aux contraintes dynamiques.

1.5 Conclusion

Au terme de cette introduction, il ressort que la transition énergétique mondiale impose une diversification des sources de production et une meilleure gestion des systèmes énergétiques hybrides. Le développement d'un système photovoltaïque-éolien autonome, capable d'assurer une alimentation stable et fiable dans les zones isolées, constitue une voie prometteuse pour renforcer l'accès à une énergie durable. Cependant, les défis techniques

liés à la variabilité des sources, à la gestion optimale du stockage et à la qualité de l'énergie fournie demeurent importants.

C'est dans cette perspective que s'inscrit le présent travail structuré en cinq chapitres :

- **Le premier chapitre** formule la problématique et énumère des hypothèses avant de définir l'objectif principal lié à la recherche, et propose une méthodologie pour atteindre les objectifs spécifiques fixés.
- **Le deuxième chapitre** présente la revue de la littérature sur le cadre conceptuel d'un système hybride à énergie renouvelable. Le statut quo sur la transition énergétique et les enjeux mondiaux est brièvement décrit.
- **Le troisième chapitre** décrit le cadre théorique et méthodologique de la recherche, incluant la modélisation des sous-systèmes (photovoltaïque, éolien, stockage et convertisseurs).
- **Le quatrième chapitre** présente la conception et la mise en œuvre de la stratégie de gestion énergétique proposée, ainsi que les outils de simulation utilisés avant de discuter les résultats obtenus.
- **Enfin, le cinquième chapitre** formule la conclusion générale et des recommandations pour les perspectives de recherche futures.

Chapitre 2 - Revue de littérature

2.1 Introduction

La transition énergétique mondiale s'appuie sur la diversification des sources d'énergie et sur l'intégration croissante des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Les contraintes environnementales, économiques et sociales liées à l'utilisation des combustibles fossiles imposent le développement de systèmes énergétiques plus durables et décentralisés.

Dans cette perspective, les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire et l'énergie éolienne, occupent une place stratégique. Elles constituent des ressources abondantes, disponibles localement et respectueuses de l'environnement. Toutefois, leur caractère intermittent et variable pose un défi majeur. Comment garantir à une charge non connectée au réseau, une alimentation électrique fiable et continue à partir de sources dont la production dépend de conditions météorologiques fluctuantes ? Cette question est au cœur des travaux récents portant sur la conception et la gestion des systèmes hybrides photovoltaïques-éoliens autonomes, qui associent la complémentarité du soleil et du vent à des dispositifs de stockage d'énergie.

Plusieurs travaux abordent chacune à sa manière, cette problématique de la gestion énergétique. Les travaux présentés dans [7] dressent un bref aperçu du dimensionnement des capacités, du contrôle et de la gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides d'énergies renouvelables. Les auteurs dans [8], [9], font un examen des algorithmes de contrôle et d'optimisation pour la gestion de l'énergie des systèmes hybrides d'énergies renouvelables.

Les paradigmes et les méthodes courants disponibles pour le contrôle et la gestion de l'énergie renouvelable sont passés en revue et comparés dans l'étude [10]. Dans le même ordre, les différentes approches de conception et de contrôle des convertisseurs de puissance pour les systèmes hybrides d'énergies renouvelables, telles que présentées dans la littérature récente, sont également brièvement abordées dans [11]. De son côté, [12], dans un cadre conceptuel plus global, met en évidence les dimensions sociales et territoriales de la durabilité énergétique, en soulignant l'importance d'environnements favorables à la santé et à la qualité de vie. Ensemble, ces travaux constituent une base solide pour comprendre les défis techniques, économiques et environnementaux liés à la gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides renouvelables.

Le présent chapitre vise à dresser un état de la question exhaustif sur la gestion de l'énergie dans les systèmes d'énergie hybride en général, avec une emphase sur la gestion dans les systèmes d'énergie hybride autonomes, en mobilisant les apports conceptuels, méthodologiques et empiriques issus de la littérature. Il met en lumière les évolutions technologiques, les principes de conception et les stratégies de contrôle et de gestion.

2.2 Transition énergétique : fondements et enjeux mondiaux

La problématique énergétique mondiale constitue aujourd'hui l'un des enjeux les plus déterminants du XXI^{e} siècle. L'augmentation constante de la demande en énergie, la dépendance persistante aux ressources fossiles et les effets délétères du changement climatique ont profondément bouleversé la manière dont les sociétés envisagent la production et la consommation d'énergie.

Les politiques internationales, notamment celles dans le cadre des objectifs de développement durable des Nations Unies [13], encouragent une transformation profonde des systèmes énergétiques en faveur de sources renouvelables et de modèles de production plus résilients. Cette dynamique traduit une volonté globale de concilier sécurité énergétique, équité d'accès et préservation de l'environnement. Cependant, malgré les progrès réalisés, en se basant sur les chiffres des Nations Unis et ceux de la Banque Mondiale, à date, plus de 700 millions de personnes, principalement dans les régions rurales d'Afrique subsaharienne et d'Asie du Sud, demeurent privées d'un accès fiable à l'électricité [13], [14]. La Figure 2.1 met en évidence la part de la population mondiale ayant accès à l'électricité par pays en 2020.

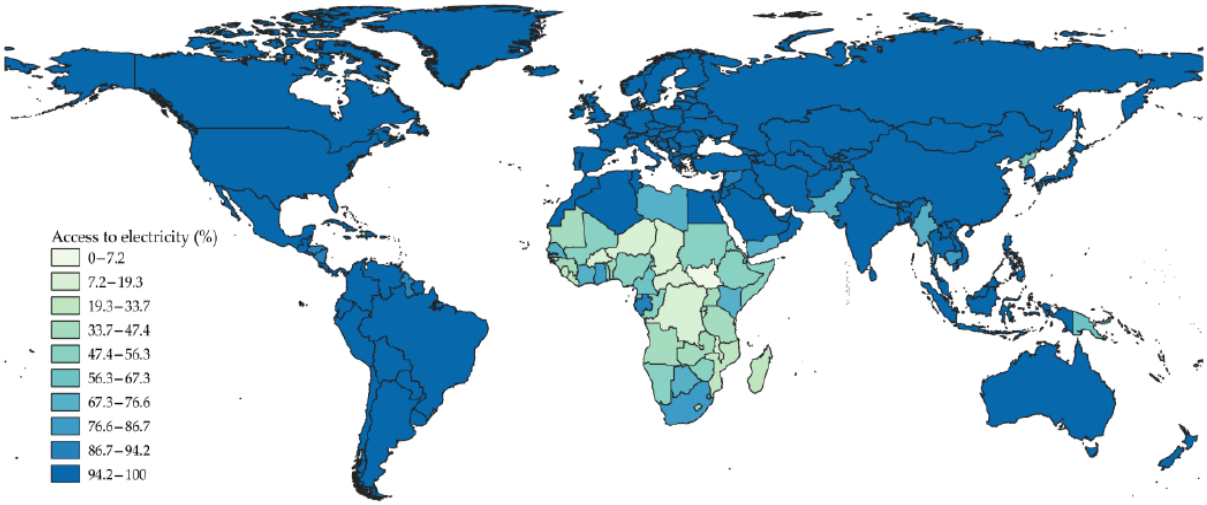


Figure 2.1 Part de la population mondiale ayant accès à l'électricité par pays en 2020 [15]

La transition énergétique se définit comme un processus global de transformation du système énergétique visant à substituer progressivement les sources fossiles par des sources renouvelables, tout en améliorant l'efficacité énergétique et la gestion de la demande. Elle repose sur trois piliers essentiels : la durabilité environnementale, la sécurité énergétique et la justice sociale [13], [16].

Sur le plan environnemental, la réduction des émissions de gaz à effet de serre constitue l'objectif prioritaire. L'utilisation massive du charbon, du pétrole et du gaz dans la production d'électricité est responsable d'une part importante du réchauffement climatique. L'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes de production vise à inverser cette tendance en favorisant une économie à faibles émissions de carbone. Sur le plan économique, la transition énergétique repose sur la diversification des sources et sur la décentralisation de la production. Les coûts des technologies renouvelables, notamment photovoltaïques et éoliennes, ont considérablement chuté au cours des deux dernières décennies, rendant ces options compétitives par rapport aux centrales conventionnelles. Enfin, sur le plan social, cette transition contribue à renforcer l'autonomie énergétique des communautés locales, notamment dans les zones rurales où le réseau national ne peut s'étendre à cause des coûts d'infrastructure.

La transition est techniquement possible, mais très incertaine sans changements majeurs dans les politiques, technologies et comportements. Le seuil de consommation énergétique pour un "niveau de vie décent" est estimé à 70 GJ/habitant/an selon l'étude menée dans [17]. Les auteurs indiquent que, sous les scénarios énergétiques et d'autres facteurs considérés dans l'étude, il faudrait multiplier par six à huit la production actuelle d'énergies renouvelables pour remplacer les combustibles fossiles. Pour cela, les auteurs indiquent la nécessité de réduire de 40% de la consommation énergétique par habitant dans les pays développés.

2.2.1 Situation Québécoise

Le Québec dispose déjà d'un réseau électrique propre et principalement hydroélectrique. Toutefois, plusieurs communautés éloignées, notamment dans le Nord québécois et les Îles-

de-la-Madeleine, dépendent encore de systèmes diesel polluants et coûteux. Hydro-Québec dans son rapport du plan d'action 2035 souligne que la quantité d'électricité additionnelle dont le Québec aura besoin pour réussir sa transition énergétique se situerait entre 150 et 200 TWh [18]. Elle indique que, bien que cette capacité soit deux fois la capacité actuelle, sa consommation devra se faire optimalement. Le plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030) du gouvernement du Québec constitue une feuille de route stratégique majeure pour la transition énergétique. Il vise à réduire de 37,5 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 en s'appuyant sur l'électrification de l'économie, notamment dans les transports, et sur le développement d'autres énergies renouvelables comme l'hydrogène vert et les bioénergies [19]. Le plan vise à faire du Québec un leader nord-américain en énergies propres, tout en créant des emplois qualifiés et en renforçant la résilience climatique et économique. Une attention est également portée à l'efficacité énergétique pour réduire les besoins à la source.

2.3 Les systèmes hybrides à énergies renouvelables

Les systèmes hybrides à énergies renouvelables (SHER) se définissent comme des systèmes combinant au moins deux sources d'énergie de nature différente à savoir, le solaire, l'éolienne, l'hydraulique ou la biomasse afin d'assurer une alimentation électrique continue, fiable et économiquement viable [20]. Cette hybridation permet d'exploiter la complémentarité naturelle entre les ressources, de réduire la dépendance aux générateurs fossiles et d'améliorer la stabilité de l'alimentation dans les zones isolées [20]. L'idée de combiner plusieurs sources énergétiques n'est pas nouvelle, mais son développement technologique s'est accéléré avec l'évolution de l'électronique de puissance, des batteries à haute densité énergétique et des outils de contrôle numérique. La Figure 2.2 présente un

exemple d'un système hybride comprenant à la fois des sources renouvelables et non renouvelables.

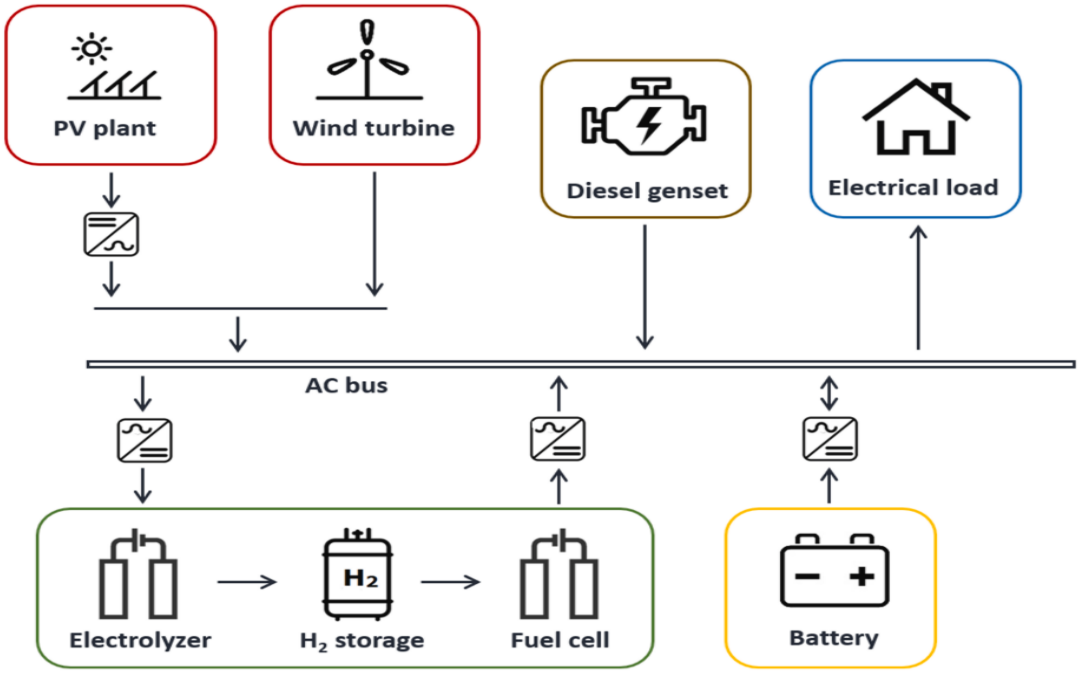


Figure 2.2 Schéma général d'un système d'énergie hybride [21]

2.3.1 État de l'art sur les systèmes d'énergie hybride

L'étude [22] propose l'intégration d'un système hybride associant une éolienne à génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) et une pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC) dans un réseau électrique faible, avec une amélioration de la qualité de l'énergie assurée par un conditionneur de qualité d'énergie unifié (UPQC) basé sur la théorie p-q. Les auteurs proposent une simulation de scénarios avec des perturbations réelles tels que les creux et les gonflements de tension; les déséquilibres; puis, ils utilisent le conditionneur de qualité d'énergie unifié pour injecter ou absorber la puissance active ou réactive afin de stabiliser le réseau. Les résultats obtenus montrent une atténuation significative des fluctuations de puissance dues à l'effet de tour. Ensuite, une compensation

réussie des creux symétriques et gonflements asymétriques. Puis, le maintien des tensions dans les limites des normes IEC 61000-4-15 et IEEE 1159-1995. En fin, la réduction des oscillations de puissance active et réactive dans le réseau, à la source éolienne et à la PEMFC.

La conception économique et technique d'un système d'alimentation hybride (PV, Batterie et Groupe électrogène) pour des stations de télécommunication BTS en zones isolées ou avec réseau faible est étudiée dans [23]. La méthode utilisée est axée sur quatre points à savoir : l'analyse comparative des batteries Li-ion (LiCoO2, LiFePO4, NCM, NCA), le dimensionnement basé sur l'ensoleillement de Bangalore (Inde) avec une charge de 4,2 kW. Ensuite, l'utilisation de l'outil de simulation HOMER pour valider les configurations. Enfin, l'analyse économique sur 25 ans (CAPEX, OPEX, coût du carburant, valeur de récupération). Les résultats indiquent que le meilleur compromis entre coût et fiabilité s'obtient avec le système composé de 21kWp PV, batterie NCA et deux générateurs diésels. Ceci offre une réduction de 62% du coût annualisé par rapport à un système avec un générateur diésel. La batterie NCA (Lithium Nickel Cobalt Aluminum oxide) ressort comme la plus performante en termes de durée de vie (3000 cycles) et coût par cycle. En mode connecté au réseau, le système devient rentable grâce à l'injection PV et à la réduction des heures pleines.

Une revue structurée des méthodes de dimensionnement, d'optimisation, de contrôle et de gestion d'énergie appliquées aux systèmes hybrides renouvelables est proposée des auteurs dans [24]. Pour mener à terme l'étude proposée, les auteurs font une analyse comparative des logiciels (HOMER, RETScreen, iHOGA, Hybrid2, TRNSYS) et procèdent à la classification des méthodes de dimensionnement à savoir : analytiques, itératives, probabilistes, intelligence artificielle. Aussi, le système proposé offre différent types de contrôle tels que centralisé, distribué, hybride, intelligent (fuzzy, ANN, ANFIS). Les

méthodes basées sur l'intelligence artificielle (IA) (PSO, GA, ANFIS) offrent de meilleures performances pour les problèmes multi-objectifs. Il est établi que Le logiciel HOMER est le plus utilisé pour le dimensionnement grâce à sa facilité d'utilisation et ses capacités d'optimisation.

Dans les études [21], [25], [26], les auteurs proposent des systèmes hybrides autonomes avec des sources renouvelables, et ceci, selon leurs besoins et objectifs respectifs. Les résultats obtenus dans chacun des cas montrent que :

- Dans l'étude [21]

Le système 100 % renouvelable le plus économique combine PV, éolien, batterie et hydrogène. L'hydrogène permet d'éviter le surdimensionnement des batteries et des sources renouvelables. En l'absence de diesel, la capacité batterie est réduite de 11 fois avec ajout d'hydrogène. Le système hybride réduit les émissions de CO_2 tout en restant compétitif par rapport au prolongement du réseau (0,63 €/kWh). La sensibilité au prix du diesel varie de 0,26 à 0,38 €/kWh selon le prix du carburant (1 à 3 €/L).

- Dans l'étude [25]

La configuration optimale est celle composée de : 150 kW PV, 62,5 kVA diesel et 637 kWh batterie. La réduction de 70 % de la capacité batterie par rapport à un système PV/batterie seul est établit. On observe 97 % de réduction des émissions CO_2 par rapport à un système diesel uniquement. Le coût de l'électricité est fortement influencé par la disponibilité locale des ressources et l'éloignement du réseau. Les auteurs recommandent l'adoption du système hybride PV/DG/batterie pour l'électrification rurale au Bénin

- Dans l'étude [26]

La configuration optimale est celle composée de : 20 kW PV et de 2 x 25 kW diesel. Le coût actualisé de l'énergie (LCOE) obtenu est de 0,542 Rs/kWh (~0,006 €/kWh). La pénétration en énergie renouvelable est de 27,3 % tandis que la consommation diesel est à 42 804 L/an, ce qui induira des émissions quantifiées à 112 t CO_2/an. Il est donc établit que le système hybride est plus compétitif qu'un raccordement au réseau national pour les zones éloignées.

Le système hybride PV/batterie nécessite deux convertisseurs distincts à savoir un unidirectionnel (DC-DC) pour le PV et un bidirectionnel pour la batterie. Cette redondance accroît le coût, les pertes et réduit la fiabilité. L'article [3] propose une solution innovante où un convertisseur triphasé est intégré à trois ports permettant ainsi de gérer simultanément le flux d'énergie entre le PV, la batterie et la charge, tout en améliorant la densité de puissance et la fiabilité.

2.4 Fondements conceptuels des systèmes hybrides à énergie renouvelable

Un système hybride à énergie renouvelable repose sur le principe de complémentarité énergétique**.** Aucune source renouvelable, prise isolément, ne peut garantir une production stable en tout temps. L'énergie solaire, bien que prévisible à court terme, varie avec le cycle jour-nuit et les conditions météorologiques. L'énergie éolienne quant à elle, dépend de la disponibilité et de la force du vent, souvent aléatoire. En combinant ces deux sources, le système exploite les périodes de disponibilité de l'une pour compenser les déficits de l'autre. Cette complémentarité nécessite un système de stockage d'énergie afin de lisser les variations de production et d'assurer la continuité de l'alimentation. Les technologies utilisées incluent les batteries, l'hydrogène, les supercondensateurs et les volants d'inertie [27]. L'efficacité globale du système dépend donc de la synergie entre les composants de production, de

stockage et de gestion. Les SHER s'intègrent dans la logique des micro-réseaux intelligents. Ces systèmes peuvent fonctionner soit en mode connecté au réseau principal, soit en mode autonome. Ce second mode, dit "autonome / off-grid", est particulièrement pertinent pour les régions rurales ou insulaires où l'extension du réseau national est économiquement ou techniquement difficile.

2.4.1 Typologie des systèmes hybrides à énergie renouvelable (SHER)

Selon les auteurs [7], [28], [29], [30], les SHER peuvent être classés selon plusieurs critères : la nature des sources, le mode de couplage électrique et le niveau d'autonomie par rapport au réseau principal.

Selon la nature des sources :

- ✓ *Systèmes PV/Éolien* : les plus répandus, adaptés aux régions bénéficiant d'un bon ensoleillement et de vents réguliers.
- ✓ *Systèmes PV/Micro-hydro* : typiques des zones montagneuses ou à fort potentiel hydraulique.
- ✓ *Systèmes Éolien/Biomasse ou PV/Biomasse* : exploitant des déchets agricoles ou forestiers comme appoint.

- **Selon le mode de couplage :**
  - ✓ *Couplage en courant continu (DC)* : les sources et le stockage sont reliés sur un bus DC unique, limitant les pertes de conversion et simplifiant la commande.

- ✓ *Couplage en courant alternatif (AC)* : les sources produisent du courant alternatif synchronisé sur un bus commun, adapté aux charges AC mais plus complexe à contrôler.
- ✓ *Couplage mixte AC/DC* : combinant les deux approches pour profiter de la flexibilité du DC et de la compatibilité du AC

Selon le mode d'exploitation :

- ✓ *Systèmes autonomes (off-grid)* : indépendants du réseau national, utilisés dans les zones isolées.
- ✓ *Systèmes connectés (on-grid)* : pouvant injecter ou recevoir de l'énergie du réseau principal.
- ✓ *Systèmes hybrides modulaires* : capables de basculer automatiquement entre les deux modes selon les conditions.

2.4.1.1 Couplage en courant continu (DC)

Dans ce type de couplage, toutes les sources délivrent leur énergie sur un bus unique à courant continu; l'onduleur central alimente ensuite la charge côté AC comme le montre la Figure 2.3. En cas de besoin, le générateur diesel doit passer par un redresseur pour être couplé au bus DC. Cette architecture est privilégiée lorsque la charge est principalement DC ou lorsque l'on souhaite un contrôle centralisé. Contrairement au couplage AC, le couplage ne nécessite pas une synchronisation entre les sources [31], ce qui évite les problèmes de déséquilibre de puissance réactive typiques dans des systèmes hybrides couplés en courant alternatif [32] . De plus, le couplage DC permet une réduction des coûts de conversion et une

meilleure efficacité globale du système [33]. L'onduleur central doit être dimensionné pour la puissance de pointe et en cas de défaillance de ce dernier la charge AC est délestée.

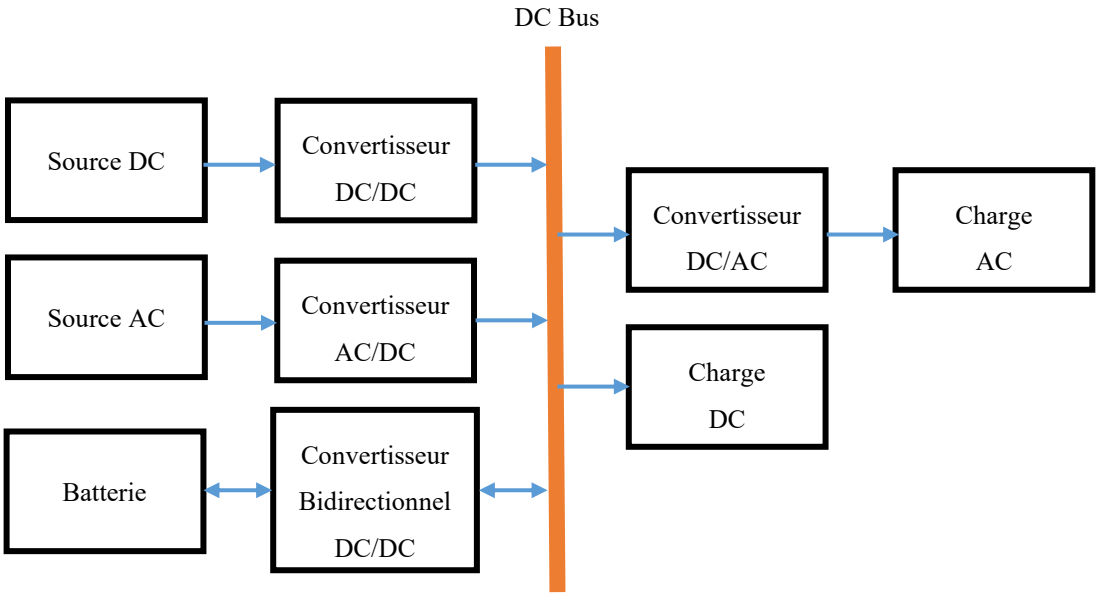


Figure 2.3 SHER couplé en DC

2.4.1.2 Couplage en courant alternatif (AC)

Les sources renouvelables et la batterie sont connectées au même bus AC via des onduleurs et des convertisseurs bidirectionnels respectivement comme représente la Figure 2.4. Dans ce type de couplage, les sources sont toutes synchronisées sur le bus AC donc nécessitent une protection réseau [34] et offre une meilleure redondance pour une alimentation continue à la charge AC [35]. Le coût global du système est généralement élevé et ceci du fait du nombre d'équipement d'électronique de puissance à considérer. Ce type de couplage est aujourd'hui la solution privilégiée pour les micro-réseaux autonomes de moyenne et grande puissance. Le rendement global du système est relativement élevé et dépend essentiellement de la variété des sources utilisées qui imposent un besoin en équipement de conversion.

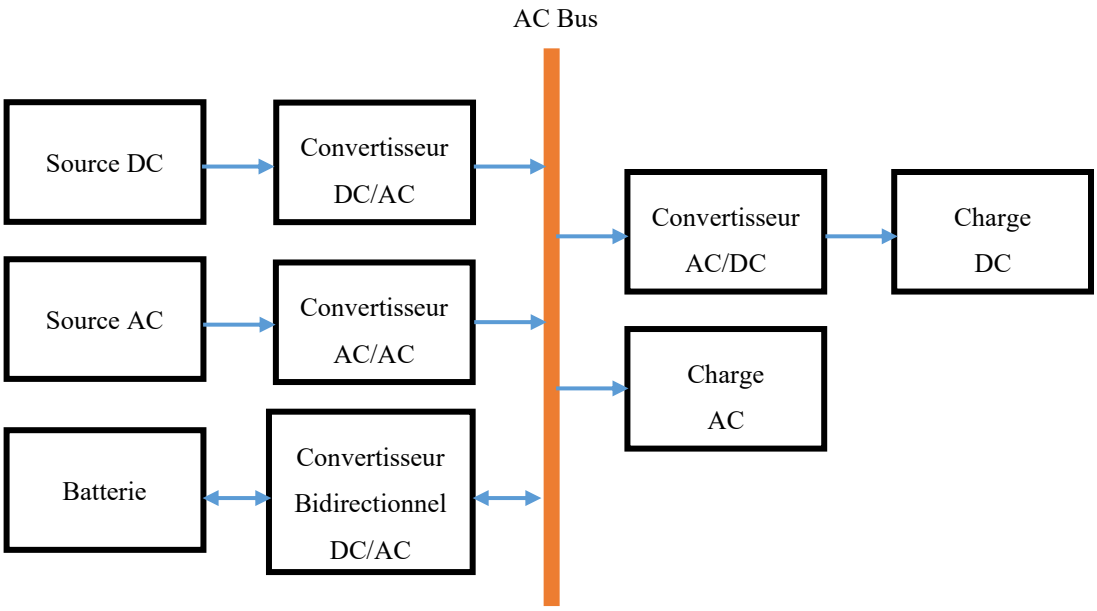


Figure 2.4 SHER couplé en AC

2.4.1.3 Couplage mixte AC/DC

Dans ce type de couplage, les bus DC et AC sont liés par un convertisseur bidirectionnel DC/AC comme le montre la Figure 2.5. Ce type de système offre une possibilité d'optimisation des flux de puissance; ce qui permet de trouver les réglages optimaux des paramètres du réseau sous diverses contraintes comme l'indique l'étude [36]. Les coûts sont élevés dans les applications à petite puissance. Du fait des deux niveaux de tension, cela requiert des lois de commande sophistiquées, notamment les lois de commande basées sur la passivité peuvent être essentiels pour stabiliser la tension et courant du système. Le couplage mixte AC/DC apparaît comme la solution la plus évolutive pour les systèmes multi-sources à fortes contraintes dynamiques, mais nécessite une couche de gestion d'énergie avancée.

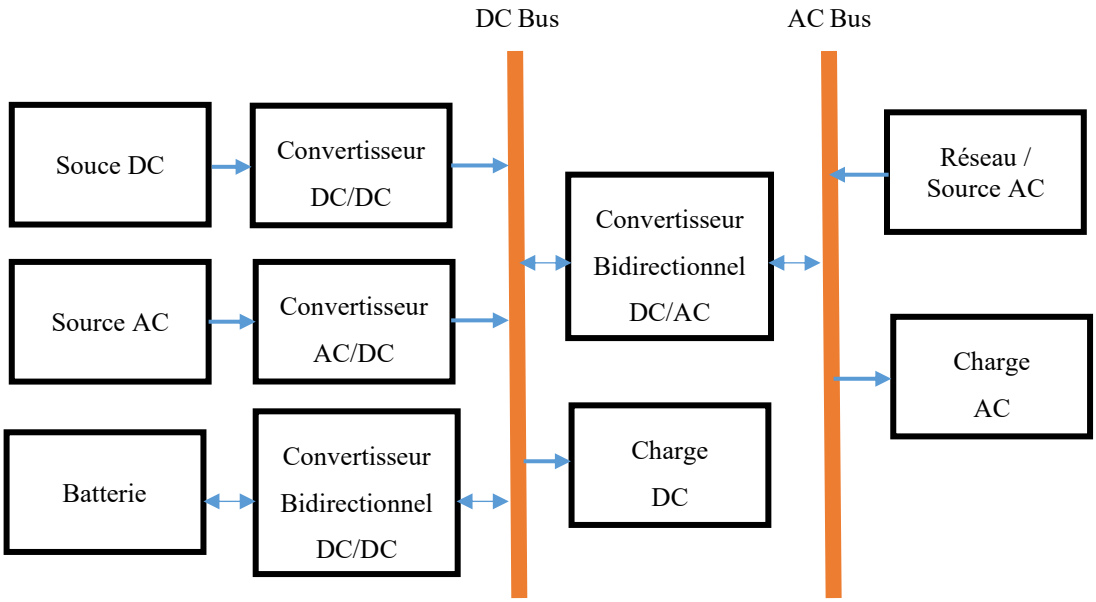


Figure 2.5 SHER couplé en AC/DC

Le couplage de systèmes hybrides à énergie renouvelable à un réseau local DC ou AC est techniquement favorable, mais réglementairement encadré. Les normes techniques (IEC, IEEE) et les régulations nationales (licences, tarifs, raccordement) doivent être intégrées dès la phase de conception [37]. Les communautés d'énergie et réseaux fermés offrent un cadre juridique souple, à condition de respecter les règles de sécurité, de qualité et de gouvernance locale [38]. Au Québec, toute installation électrique, y compris les systèmes de production d'électricité renouvelable, doit être conforme au code canadien de l'électricité et à ses particularités québécoises.

- Code canadien de l'électricité et normes CSA s'appliquent à toutes les installations [39];
- Hydro-Québec et la Régie de l'énergie doivent approuver tout raccordement ou réseau local;

- Les municipalités peuvent imposer des contraintes supplémentaires (zonage, permis);
- Les systèmes DC sont tolérés, mais doivent respecter les normes de sécurité et utiliser du matériel certifié.

Le regroupement national des conseils régionaux de l'environnement (RNCREQ) a introduit un outil de référence unique destiné aux propriétaires et aux gestionnaires d'habitations qui ne sont pas raccordées au réseau public d'électricité [40].

Il existe une littérature non exhaustive sur les types, défis, opportunités, incertitudes et la modélisation des micro-réseaux comme présentée par les auteurs dans [41], [42], [43], [44]. En se basant sur cette littérature et au regard des caractéristiques techniques, des particularités économiques, des impacts environnementaux et les aspects réglementaires et institutionnels, les types de micro-réseaux peuvent être répertoriés comme suit dans le Tableau 2-1.

Tableau 2-1 Typologie des micro-réseaux

Types de micro-réseaux	Caractéristiques techniques	Particularités économiques	Impacts environnementaux	Aspects réglementaires et institutionnels
1. Micro-réseau connecté au réseau (Grid-connected microgrid)	Fonctionne en parallèle avec le réseau public ; peut injecter ou prélever de l'énergie. Requiert une synchronisation de tension et fréquence ; souvent équipé de convertisseurs bidirectionnels et de protections anti-îlotage.	Réduit la facture énergétique en optimisant la consommation locale (tarifs différenciés, autoconsommation). Peut vendre le surplus au réseau (*feed-in tariffs*). Nécessite un investissement initial élevé mais rentable à long terme.	Réduit les émissions de CO_2 et les pertes de transport. Favorise l'intégration d'énergies renouvelables urbaines (PV sur bâtiments, éoliennes locales).	Soumis à la régulation du réseau public (interconnexion, qualité de tension, sécurité). Nécessite une coordination avec l'opérateur de réseau (codes de réseau, normes IEEE 1547, IEC 61850).

(Tableau 2-1, Suite)

Types de micro-réseaux	Caractéristiques techniques	Particularités économiques	Impacts environnementaux	Aspects réglementaires et institutionnels
2. Micro-réseau isolé (Off-grid / Stand-alone microgrid)	Fonctionne indépendamment du réseau principal. Combine plusieurs sources (PV, éolien, diesel, stockage). Requiert un système de gestion très robuste pour maintenir tension et fréquence.	Solution idéale pour zones rurales ou insulaires. Coûts d'investissement élevés, mais économie sur les infrastructures de transport. Fort potentiel pour électrification décentralisée.	Zéro émission locale si 100 % renouvelable ; impact environnemental réduit par rapport aux générateurs diesel. Problème : gestion des déchets des batteries.	Peu ou pas encadré par la régulation centralisée. Dans plusieurs pays, projets pilotés par programmes gouvernementaux ou ONG. Nécessite souvent une régulation spécifique pour la tarification et la maintenance communautaire.
3. Micro-réseau hybride (Renewable + Diesel + Storage)	Combine renouvelables variables et groupe diesel pour assurer la continuité de service. Requiert un EMS capable de coordonner la charge entre sources et stockage	Moins coûteux que le tout renouvelable pour sites isolés (sécurité d'approvisionnement grâce au diesel). Cependant, coûts d'exploitation plus élevés (carburant et maintenance)	Réduction partielle des émissions par rapport à une centrale thermique classique. Peut servir de passerelle vers 100 % renouvelable	Réglementation souvent souple. Autorisations environnementales nécessaires pour le diesel. Transition vers politiques d'incitation pour conversion à renouvelable pur.
4. Micro-réseau AC (Alternating Current Microgrid)	Technologie la plus répandue. Interconnexion standardisée avec les équipements existants. Simplicité de gestion de la tension et fréquence.	Coûts d'installation modérés. Compatible avec l'infrastructure actuelle.	Peu d'impacts directs, dépend des sources d'énergie utilisées.	Encadré par les normes électriques classiques (IEEE, IEC).
5. Micro-réseau DC (Direct Current Microgrid)	Efficace pour systèmes dominés par PV et stockage (batteries). Moins de pertes par conversion. Requiert gestion spécifique du voltage DC.	Coût plus faible à long terme (moins de conversions AC/DC). Complexité initiale élevée (technologie encore émergente).	Réduction des pertes énergétiques → impact environnemental positif.	Réglementation encore peu développée. Nécessité de nouvelles normes de sécurité et interconnexion DC.
6. Micro-réseau hybride AC/DC	Combine les avantages des deux architectures ; permet intégration facile de sources DC (PV, batterie) et charges AC.	Coût initial élevé mais meilleure flexibilité et rendement global.	Optimise la conversion et réduit les pertes → bénéfices environnementaux.	Nécessite normalisation spécifique des interfaces AC/DC.
7. Micro-réseau communautaire (Community microgrid)	Gestion collective de la production et de la consommation (coopératives locales, quartiers). Implique partage d'énergie et comptage intelligent (*smart metering*).	Permet un modèle économique participatif : mutualisation des coûts, revenus partagés.	Encourage l'autonomie énergétique et la production locale d'énergie propre.	Nécessite un cadre juridique clair (propriété partagée, tarification locale, gestion coopérative).

2.4.2 Composantes principales d'un SHER

Pour des raisons de simplicité, la littérature sur les composantes principales du SHER se limitera exclusivement sur les systèmes photovoltaïques, éoliennes, batteries de stockage, les convertisseurs d'énergie et les algorithmes de contrôle et de gestions.

2.4.2.1 Modules photovoltaïques (PV)

Les modules photovoltaïques (PV) sont les éléments clés de toute installation solaire, ils convertissent le rayonnement en courant continu grâce à l'effet photovoltaïque. Cet effet photovoltaïque découvert en 1839 par Antoine-César Becquerel, correspond à la production d'électricité lorsque deux matériaux différents sont exposés à l'énergie photonique. Après plusieurs découvertes et améliorations, notamment dans les années 1941 avec le développement de cellules en silicium par Russell Ohl, dont le rendement atteignait 6 à 11 %, la première cellule pratique a été créée en 1958 et utilisée dans le satellite Vanguard [45]. Dans les années 1960, avec l'essor de l'exploration spatiale, l'amélioration de l'efficacité des cellules est devenue essentielle pour répondre à la demande croissante en électricité. Le développement des modules photovoltaïques a connu une croissance exponentielle au cours des dernières décennies, favorisée par les enjeux environnementaux, la baisse des coûts, et l'augmentation des besoins énergétiques mondiaux.

2.4.2.1.1 Cellule photovoltaïque

Sur chaque matériau, le soleil brille et la lumière est soit réfléchie, transmise, ou absorbée. Conformément à la loi de conversion, l'absorption de la lumière signifie que l'énergie solaire est convertie en une autre forme d'énergie [46]. Le plus souvent, l'énergie solaire est convertie en énergie thermique lors de son absorption. La cellule photovoltaïque est

composée d'un matériau semi-conducteur qui convertit la lumière du soleil en énergie électrique; c'est l'effet photovoltaïque. Le principe comme le montre la Figure 2.6 est tel que, les photons sont absorbés par la lumière du soleil et génèrent des électrons libres. Les électrons sont alors excités et libérés, et la barrière de potentiel intégrée à la cellule permet à ces électrons de générer une tension qui est utilisée pour faire circuler le courant dans le circuit.

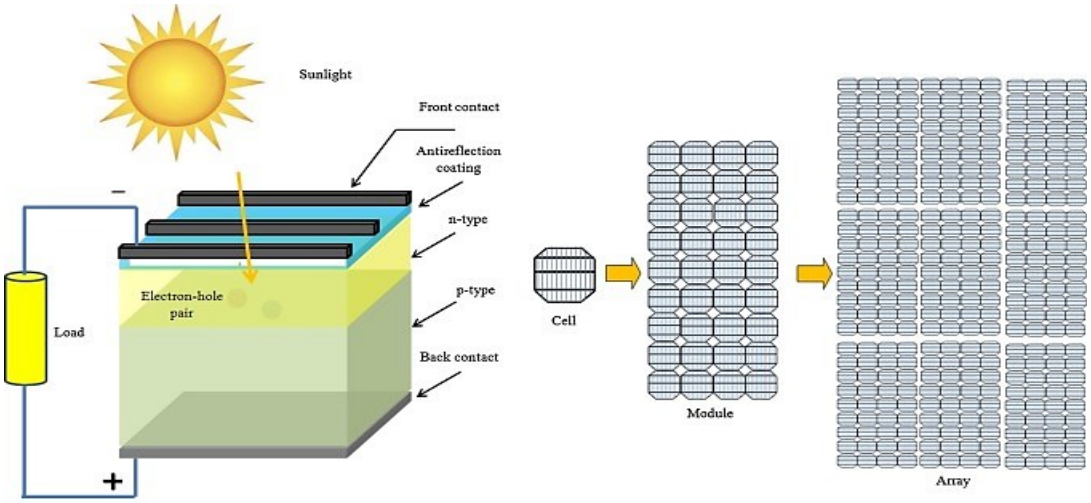


Figure 2.6 Principe de fonctionnement d'une cellule PV [47]

Une cellule photovoltaïque est formée d'une jonction PN. Lorsqu'elle est exposée à la lumière, les photons augmentent l'énergie des électrons, créant des paires électron-trou. Le champ électrique à la jonction sépare ces paires : les électrons migrent vers la région N, et les trous vers la région P [46]. Pour augmenter la puissance, plusieurs cellules sont connectées en série (pour la tension) et en parallèle (pour le courant), formant un module. Ces modules peuvent être assemblés en champs pour produire une puissance spécifique. La quantité d'énergie générée dépend de l'irradiance solaire, et pour interfacer cette puissance au réseau électrique, des onduleurs convertissent la tension CC en tension CA.

A. Types de cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir de semi-conducteurs et peuvent être classées selon la technologie de fabrication et les matériaux utilisés. On distingue principalement trois familles industrielles, première, deuxième et troisième génération comme présente le Tableau 2-2. Ce tableau est synthétisé des études [48], [49], [50]

Tableau 2-2 Comparaison synthétique des cellules PV

Génération	Technologie	Matériau	Rendement typique	Avantages principaux	Limites principales
1e génération	Silicium monocristallin (mono-Si)	Si cristallin (unique cristal)	18 – 24 %	Très haute efficacité, excellente durée de vie (> 25 ans), performance stable	Processus de fabrication énergivore, coût élevé
1e génération	Silicium polycristallin (multi-Si)	Silicium multi-grains	15 – 20 %	Coût inférieur au mono-Si, stabilité et maturité technologique	Rendement plus faible, surface plus importante nécessaire pour même puissance
2e génération	Silicium amorphe (a-Si)	Silicium amorphe en couche mince	6 – 10 %	Faible coût, fabrication basse température, flexible	Rendement faible, dégradation plus rapide
2e génération	CdTe	Tellurure de Cadmium	10 – 16 %	Très bas coût potentiel, meilleure efficacité que le a-Si	Présence de Cd (toxique), acceptabilité environnementale limitée
2e génération	CIGS	Cu–In–Ga–Se	12 – 20 %	Haut rendement potentiel, flexible, bon comportement en faible luminosité	Rareté de certains matériaux (In, Ga) donc coûts <=> incertains
3e génération	Multi-jonctions (III–V)	InGaP, GaAs, etc.	35 – 47 %	Rendement record au monde, idéal pour applications spatiales	Coût extrêmement élevé, non destiné au marché résidentiel
3e génération	Pérovskites	Composés hybrides organiques-inorganiques	20 – 27 % (labo)	Très faible coût de fabrication, impression possible	Stabilité limitée, dégradation rapide (problème d'humidité/UV)
3e génération	Organique (OPV)	Polymères conducteurs organiques	10 – 17 %	Ultra flexible, très léger, transparent possible	Durée de vie faible, rendement modéré
3e génération	DSSC (type Grätzel)	Colorants photosensibles	8 – 14 %	Fabrication simple, peut fonctionner à l'intérieur	Rendement limité, durée de vie à améliorer

2.4.2.1.2 Algorithme de contrôle pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT)

Outre les caractéristiques non linéaires des champs photovoltaïques, les conditions environnementales imprévisibles ont un impact négatif sur leur rendement. L'application d'un algorithme de contrôle pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT) aux champs photovoltaïques permet d'extraire la puissance maximale que les modules sont capables de générer et de la rendre disponible pour alimenter les charges. L'énergie maximale du rayonnement solaire est atteinte lorsque la dérivée de la puissance est nulle comme le montre la courbe caractéristique puissance tension dans la Figure 2.7. Il existe une puissance de crête théorique correspondant à une tension maximale V_{mp} et un courant maximum I_{mp} délivrés dans des conditions de test standard, définies comme suit : un éclairement solaire (irradiation) de 1000 Watts par mètre carré, une température de cellule solaire de 25 degrés Celsius, une orientation et une inclinaison optimales (souvent 35 degrés vers le sud), et l'absence d'ombrage.

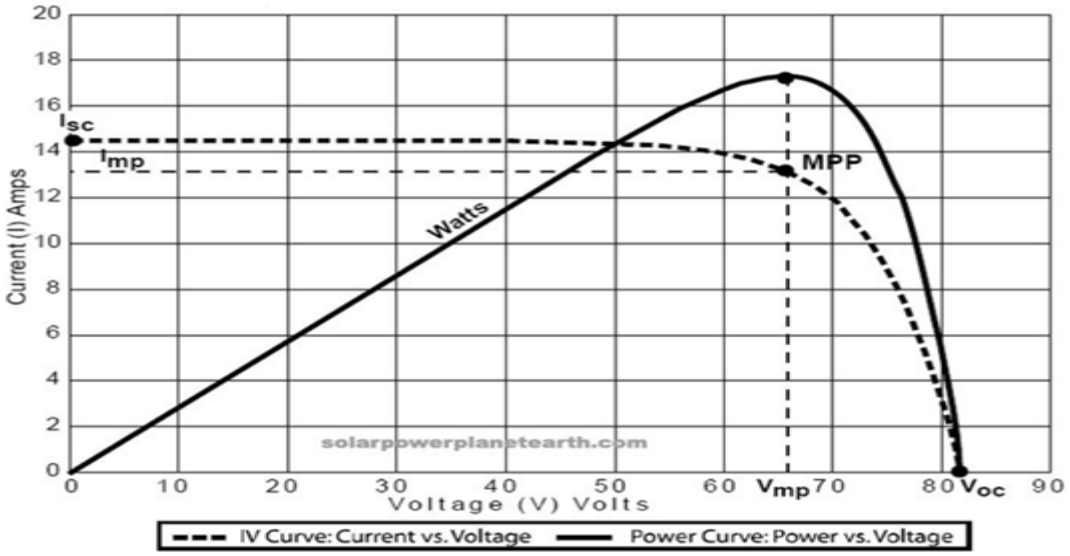


Figure 2.7 Courbes caractéristiques des modules PV [51], [52]

Les algorithmes ou méthodes de contrôle visant à extraire la puissance maximale d'un système photovoltaïque sont de plusieurs ordre en littérature et peuvent être classés en quatre grandes catégories selon les auteurs dans l'étude [53]: les méthodes classiques ou conventionnelles, les méthodes intelligentes, les méthodes par optimisation et les méthodes hybrides. Les auteurs dans cette étude présentent une revue exhaustive des algorithmes conventionnels et émergeants de suivi du point de puissance maximale pour les systèmes photovoltaïques solaires uniformément et partiellement ombragés en les groupant comme en Figure 2.8

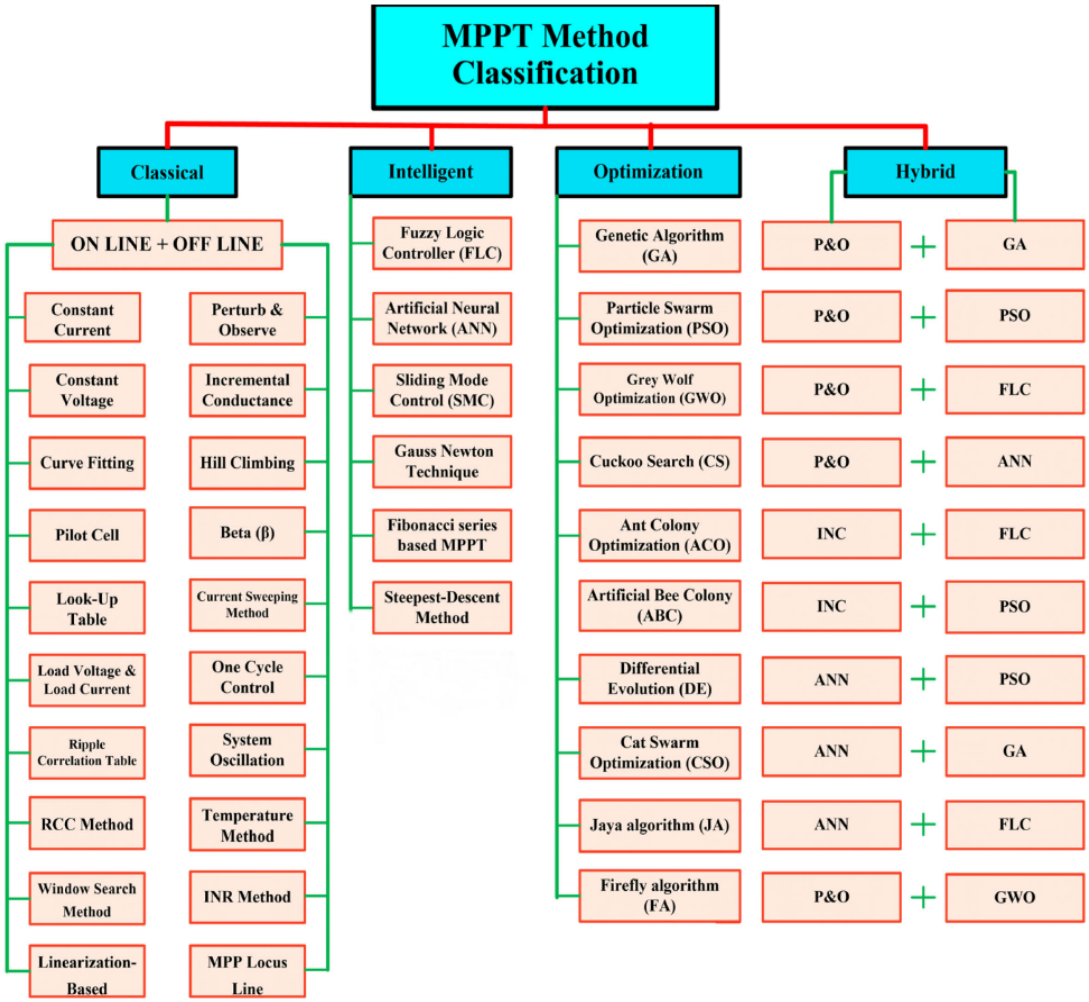


Figure 2.8 Classification des méthodes de contrôle du MPPT [53]

Allant dans le même sens, les auteurs dans l'étude [54] font une analyse comparative de ces quatre grandes catégories et indiquent qu'une sélection efficace de la technique MPPT doit être équilibrée entre la simplicité, le coût, la vitesse de suivi, et la précision, en fonction des conditions spécifiques du site et des exigences du système PV.

Les auteurs dans l'étude [55] présentent une méthode innovante et hybride qui combine l'algorithme de recherche locale avancé et le recuit simulé pour optimiser la production des systèmes photovoltaïques (PV). Conçue pour être rapide et stable, notamment en cas de variations soudaines d'ensoleillement ou d'ombrage, elle évite de stagner à des points de production sous-optimaux. Testée en simulation et sur des installations réelles, elle s'avère plus rapide et plus précise que les méthodes traditionnelles, telles que la logique floue ou l'algorithme de recherche locale classique. Les auteurs identifient les limites des méthodes classiques qui de leur point de vue convergent vers des maxima locaux et oscillent en régime permanent; les inefficacités des algorithmes heuristiques qui souffrent de lenteur de convergence.

Les méthodes conventionnelles, comme l'algorithme de perturbation et observation (P&O), sont efficaces quand l'ensoleillement est uniforme, mais se retrouvent inefficaces en présence d'ombrage partiel qui crèe un soudain déplacement du point de la puissance maximale (un global et un local). Les techniques d'intelligence artificielle, telles que l'optimisation par essaims de particules (PSO) et l'optimisation par le loup gris (GWO), peuvent localiser le point de la puissance maximale global, mais présentent des inconvénients tels que: des oscillations importantes autour du point de la puissance maximale global et la difficulté à suivre son déplacement dynamique lorsque le point maximum change en raison de variations dans l'ombre [56], [57], [58], [59]. C'est dans ce cadre que les auteurs dans

l'étude [60] propose une approche hybride combinant le GWO et un contrôleur flou (FLC) pour améliorer la localisation du point de puissance maximale global, réduire les oscillations, et s'adapter aux changements rapides dans la courbe caractéristique puissance tension P-V produite en simulation. Les auteurs ont introduit deux techniques de réinitialisation: une basée sur un temps prédéfini correspondant à la fréquence des changements d'ombre, et une autre basée sur la détection effective de changement d'ensoleillement. Cette méthode donne une efficacité de presque 100% dans la récupération du rendement maximal, surpassant ainsi les autres méthodes lorsqu'elles opèrent seules. Les auteurs dans l'étude [61] proposent une approche innovante combinant l'intelligence artificielle basée sur un réseau de neurones de fonction de base radiale (RBF) et le contrôle non linéaire pour le MPPT. La méthode proposée surpasse les méthodes classiques mais, elle reste à être validée expérimentalement pour concurrencer les solutions industrielles.

A. Méthode perturbation et observation (P&O)

Grâce à sa simplicité et à sa facilité de mise en œuvre, l'algorithme de perturbation et d'observation (P&O) est l'algorithme de contrôle de suivi du point de puissance maximale (MPPT) le plus couramment utilisé dans les applications photovoltaïques (PV). Deux techniques sont généralement utilisées pour mettre en œuvre l'algorithme P&O : la perturbation de la tension de référence, où une valeur de référence pour la tension de sortie du générateur PV est utilisé comme paramètre de contrôle [56], [62], et la perturbation directe du rapport cyclique, où le rapport cyclique du convertisseur MPPT est utilisé directement comme paramètre de contrôle éliminant ainsi le besoin d'un régulateur PI [53], [63]. L'algorithme P&O avec perturbation directe du rapport cyclique engendre des fluctuations des formes d'onde entre trois niveaux, notamment à basse fréquence et avec des pas de

perturbation élevés. Toutefois, contrairement à la perturbation de la tension de référence, cette approche n'affecte pas la stabilité du système, celle-ci étant indépendante des caractéristiques des filtres passe-bas, puisqu'ils sont situés en dehors de la boucle de contrôle [63]. La décision appropriée de ces paramètres est essentielle pour un fonctionnement optimal, et l'algorithme reste sensible aux variations rapides des conditions atmosphériques.

Lors d'une perturbation, la Figure 2.10 montre que le rapport cyclique est augmenté de $(D = d + \Delta d)$, si $\Delta P_{PV} > 0$ et $\Delta V_{PV} > 0$ ou $\Delta P_{PV} < 0$ et $\Delta V_{PV} < 0$, en raison d'un décalage du rapport cyclique des perturbations précédentes. Lors de la perturbation suivante, le rapport cyclique est réduit de $(D = d - \Delta d)$, si $\Delta P_{PV} > 0$ et $\Delta V_{PV} < 0$ ou $\Delta P_{PV} < 0$ et $\Delta V_{PV} > 0$, en raison du décalage du rapport cyclique lors des perturbations précédentes. L'algorithme répétera ce processus jusqu'à ce que le MPPT soit atteint, à savoir lorsque : $\Delta P_{PV} = 0$ et $\Delta V_{PV} = 0$ comme illustré dans la Figure 2.9.

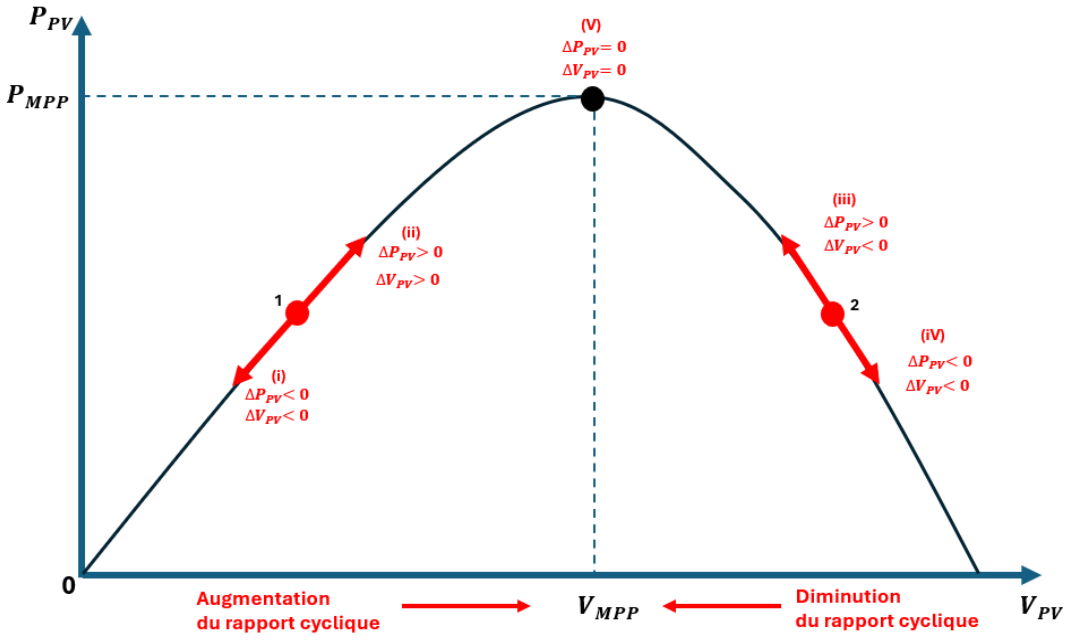


Figure 2.9 Illustration de l'algorithme P&O sur la caractéristique P-V

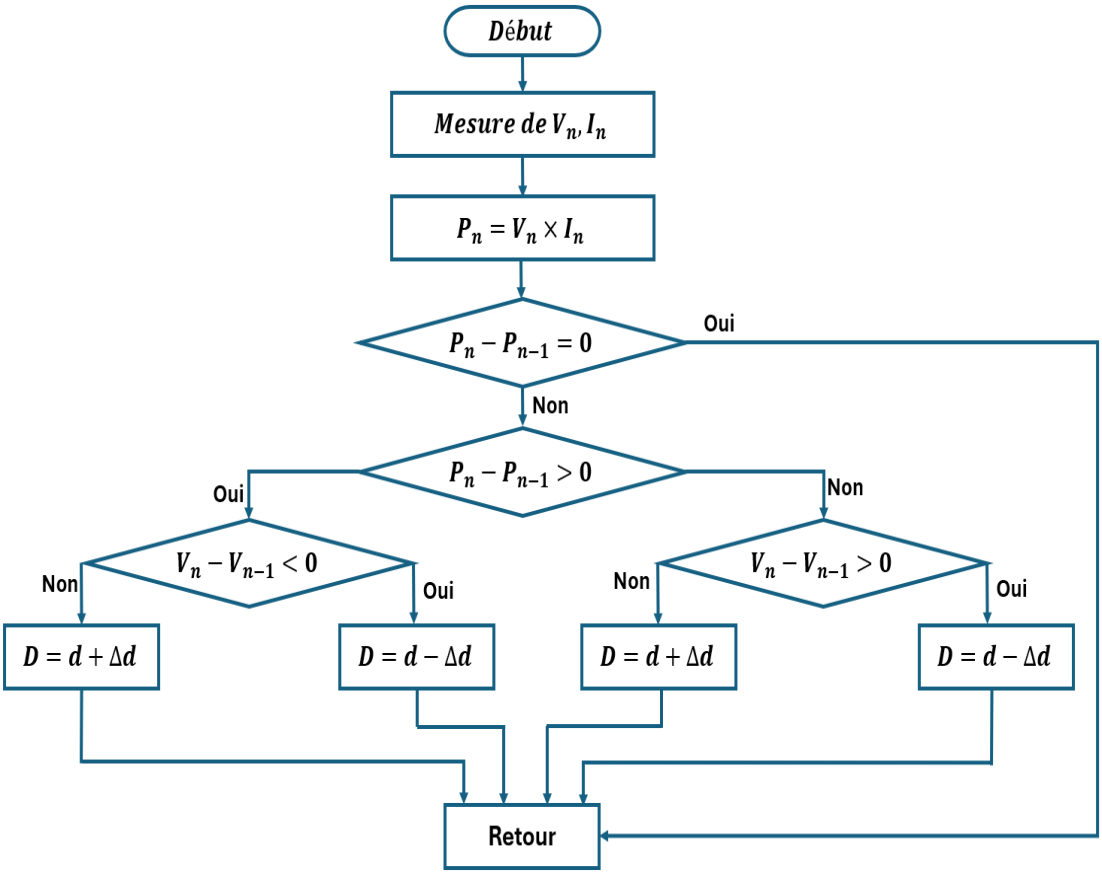


Figure 2.10 Algorithme MPPT basé sur P&O [53]

B. Méthode de conductance incrémentale

Cette méthode est utilisée pour surmonter les insuffisances liées à la méthode P&O dont l'approche est fondamentalement focalisée sur les conditions météorologiques [63]. Contrairement à cette dernière, la méthode de conductance incrémentale est essentiellement focalisée sur la variation de la puissance [53]. L'algorithme de conductance incrémentale utilise deux capteurs de tension et de courant pour déterminer la tension et le courant du générateur photovoltaïque. La tension aux bornes est ajustée au point de puissance maximale (MPP) en fonction de la conductance incrémentale et instantanée du module photovoltaïque. Le gradient du courant par rapport à la tension est utilisé pour atteindre le MPP, point où le gradient (ou la dérivée) s'annule. Ceci se matérialise en équation comme suit :

$$P = V.I \tag{2-1}$$

La dérivée de la puissance du panneau peut s'obtenir comme suit au point de puissance maximale:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{dV}{dV} I + \frac{dI}{dV} V = 0 \tag{2-2}$$

$$\rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \tag{2-3}$$

Le membre de gauche représente la conductance instantanée et celui de droite, la conductance incrémentale. Cela signifie qu'au point de puissance maximale (MPP), les deux membres doivent être égaux en valeur absolue mais de signes opposés. En cas d'écart ou si le résultat est non nul, la détermination de l'opportunité d'augmenter ou de réduire la tension photovoltaïque pour atteindre le MPP est la suivante.

$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}; \rightarrow \frac{dP}{dV} = 0$, donc au MPP

$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}; \rightarrow \frac{dP}{dV} > 0$, donc à gauche de MPP

$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}; \rightarrow \frac{dP}{dV} < 0$, donc à droite de MPP

La Figure 2.11 donne un organigramme du suivi du point de puissance maximale (MPPT) en utilisant la méthode de conductance incrémentale.

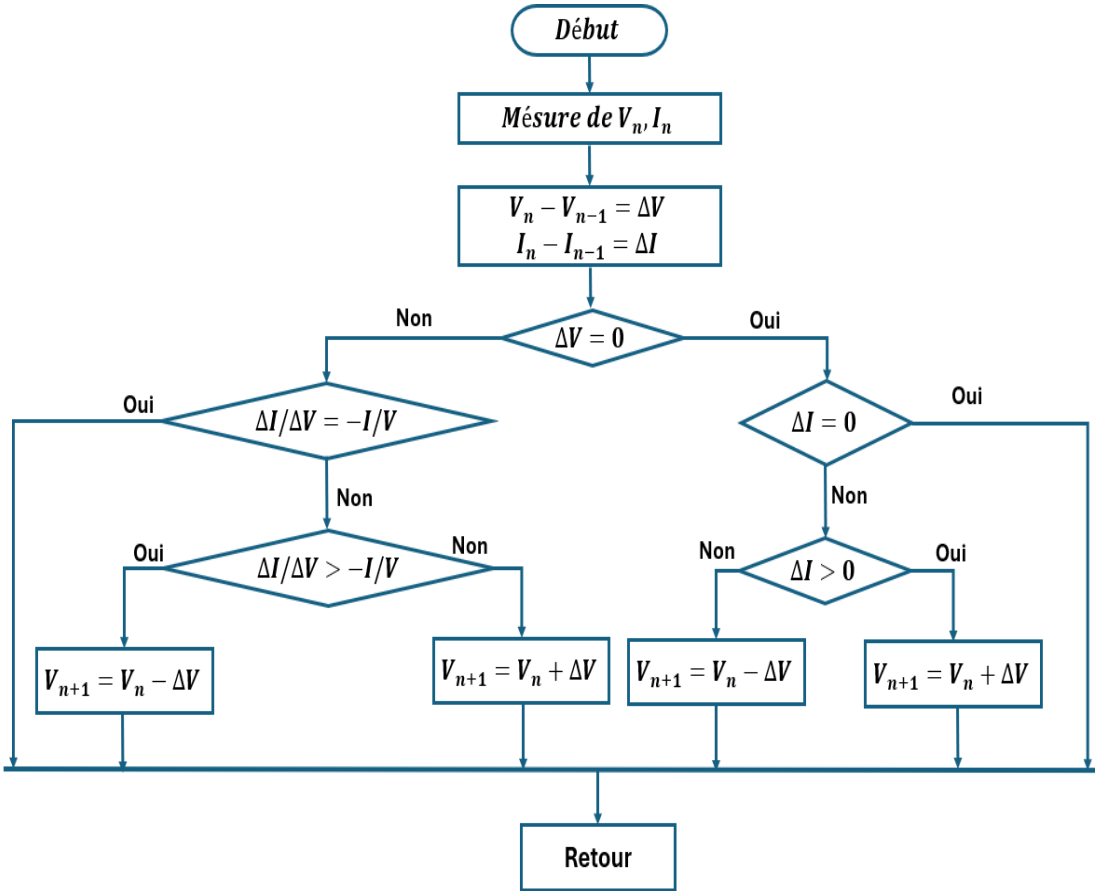


Figure 2.11 Algorithme MPPT basé sur la conductance incrémentale [53]

2.4.2.2 Système éolien

Depuis l'ère du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. Dans les années quarante, des prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été adoptés avec succès pour produire de l'électricité [64]. Différentes architectures, comme les capteurs à axe vertical ou horizontal, sont utilisées, et leurs structures deviennent de plus en plus performantes[65], [66], [67]. L'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en électrique est cruciale, principalement via des machines synchrones ou asynchrones [64], [68].

Une éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique via une turbine reliée à une génératrice comme présentée dans la Figure 2.12. L'énergie éolienne est renouvelable, propre, et sa demande est plus élevée en hiver, correspondant à une saison où les vents sont plus forts. Cependant, son captage est complexe, nécessitant de grandes structures (jusqu'à 60 mètres) situées dans des zones dégagées pour éviter les turbulences. La fabrication des composants demande des matériaux avancés, coûteux. L'éolienne constitue une alternative décentralisée à l'énergie nucléaire, avec une production généralement plus faible, et peut être installée sur terre ou en mer (éoliennes offshore). Ces dernières étant moins visibles et moins bruyantes. Par ailleurs, les auteurs dans l'étude [69] indiquent qu'il n'existe pas de lien causal direct entre le bruit des éoliennes (audible ou infrasonore) et des effets physiologiques mesurables. Cependant, une corrélation statistique est observée entre l'exposition au bruit et un sentiment d'irritation chez certaines personnes, surtout dans les zones rurales où les éoliennes s'intègrent mal au paysage.

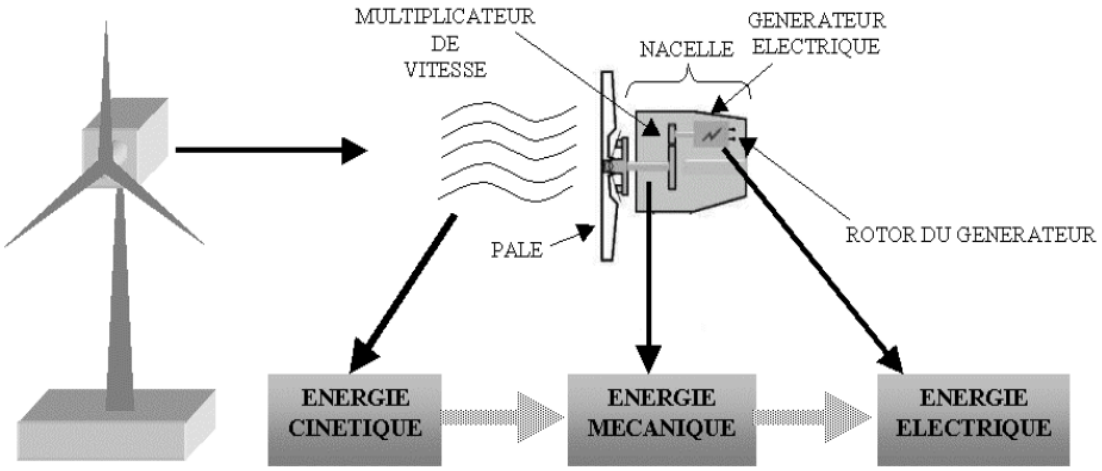


Figure 2.12 Conversion de l'énergie cinétique du vent [64]

2.4.2.2.1 Configuration d'une éolienne

Selon l'orientation de l'axe (l'arbre portant les pales), les deux grandes familles des éoliennes sont : les éoliennes à axe vertical et celles à axe horizontal [70], comme illustrées dans la Figure 2.13.

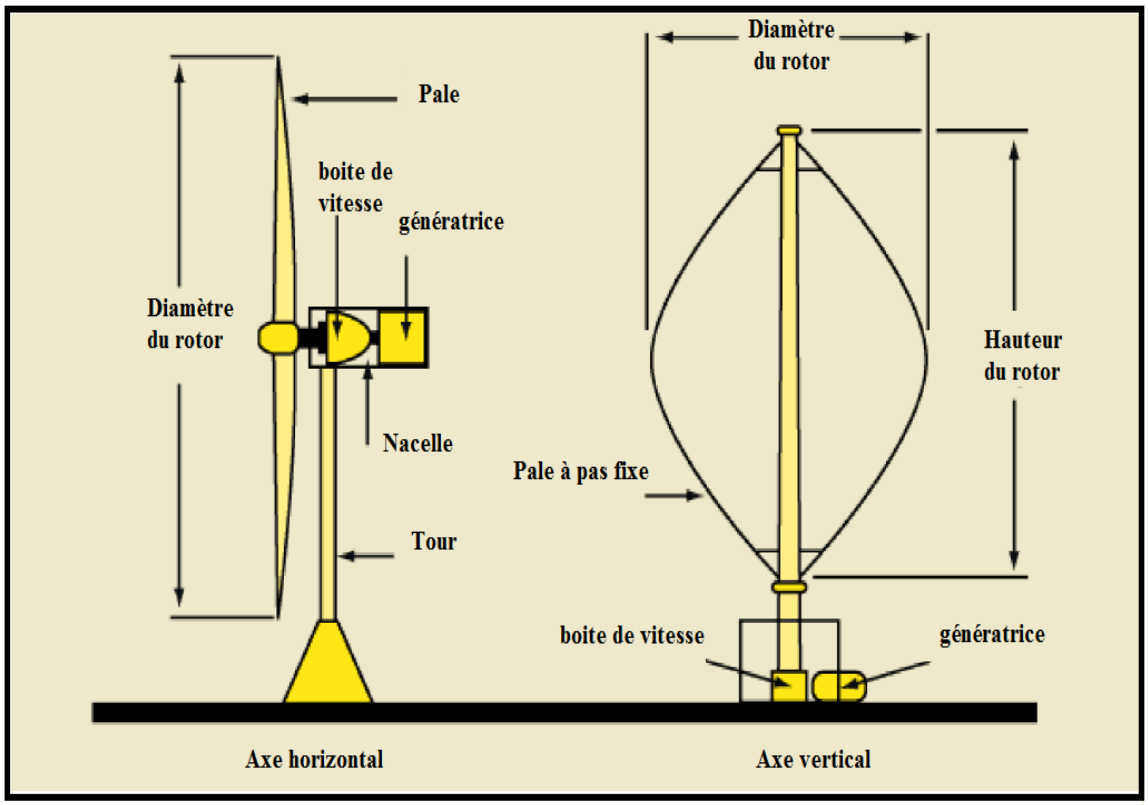


Figure 2.13 Systèmes éoliennes à axes horizontal et vertical [65]

A. Éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical représentent la conception la plus ancienne pour la production d'énergie électrique. Leurs pales tournent autour d'un axe vertical, avec la génératrice et les systèmes de commande placés au sol, ce qui facilite l'entretien et les protège des vents forts [71]. Bien que moins efficaces que les éoliennes à axe horizontal, les éoliennes à axe vertical peuvent fonctionner quelle que soit la direction du vent et même avec des vents

faibles, tout en produisant moins de bruit que les éoliennes à axe horizontal [66]. C'est un avantage majeur pour les environnements urbains et à faibles vitesses de vent. Toutefois, leur rendement est limité, car les vents près du sol sont plus faibles et turbulents, ce qui empêche un démarrage automatique sans dispositif d'assistance. Les auteurs de l'étude [72] proposent une analyse approfondie des turbines à axe vertical, en distinguant les principaux types : Darrieus, Giromill, Cycloturbine, Helical Blade et Savonius.

B. Éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal constituent la technologie dominante dans la production d'énergie éolienne. La plupart des modèles commerciaux connectés au réseau possèdent deux ou trois pales, offrant une performance optimale en matière d'aérodynamique et de stabilité [64]. Inspirées du principe des moulins à vent, elles convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique via les pales et le rotor, puis en énergie électrique grâce à une génératrice, avec ou sans multiplicateur. Elles peuvent être installées en amont (configuration la plus courante) ou en aval pour les petites puissances. La hauteur de la tour et le diamètre du rotor sont des paramètres essentiels, car ils influencent directement la vitesse du vent capté et la puissance produite [66].

La [64], [66] illustre les courbes de puissance des éoliennes modernes, montrant que le coefficient de puissance varie selon le type d'éolienne (à axe vertical ou horizontal) et en fonction du nombre de pales.

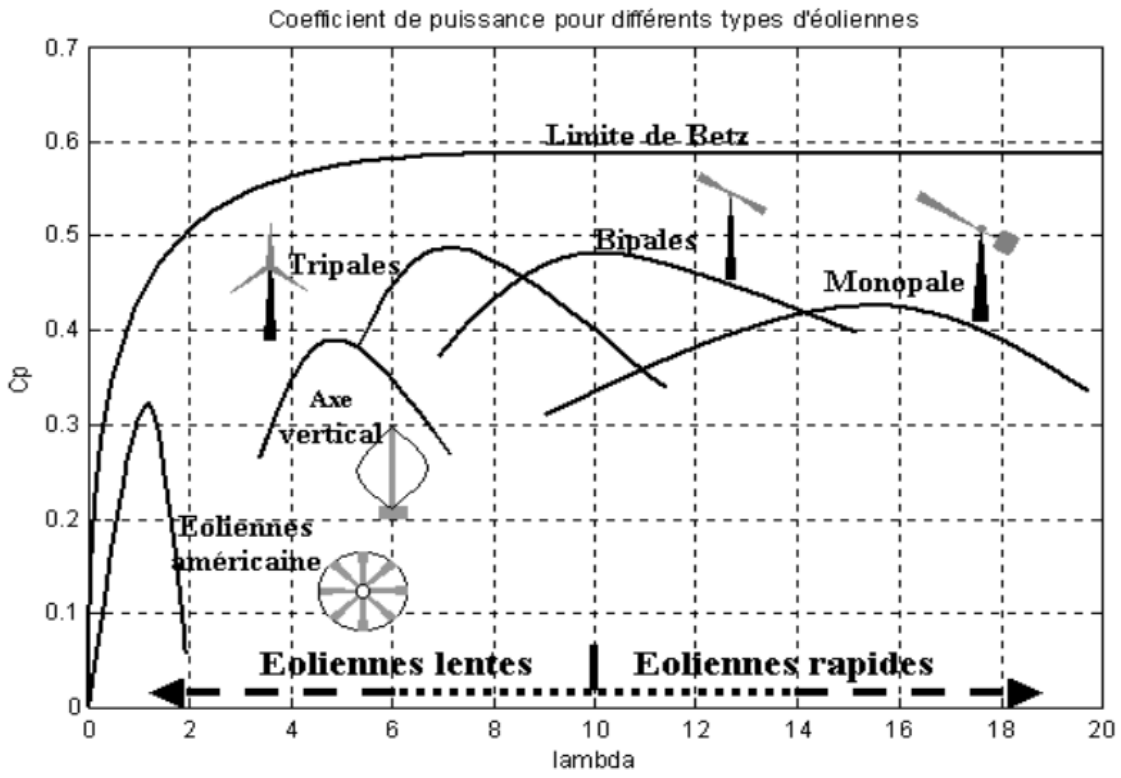


Figure 2.14 Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [64], [66]

Selon la vitesse de fonctionnement de la génératrice, il existe les éoliennes aux vitesses fixe et variable. En se basant de la littérature, une comparaison entre les éoliennes fixes et celles variables peut être fait sous des critères spécifiques comme illustré dans le Tableau 2-3. Le tableau révèle que la transition vers les éoliennes à vitesse variable est justifiée par un gain énergétique de 8-15% et une meilleure intégration réseau, malgré un haut coût initial. Les systèmes modernes privilégient désormais les architectures à vitesse variable avec convertisseur full-scale (Génératrices synchrones à aimants permanents) ou partiel (Génératrice asynchrone à double alimentation) pour les puissances supérieures à 1 MW.

Tableau 2-3 Comparaison entre les éoliennes à vitesse variable à celles à vitesse fixe

Critères	Éoliennes à vitesse fixe	Éoliennes à vitesse variable
Principe de fonctionnement	Génératrice asynchrone directement couplée au réseau. Vitesse imposée par la fréquence du réseau (Ω_s = 1500 tr/min pour 2 paires de pôles) [67]	Génératrice connectée via convertisseur électronique. Vitesse du rotor indépendante de la fréquence réseau [73]
Type de génératrice	Génératrice asynchrone à cage d'écureuil (SCIG) [66], [67]	Génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) ou synchrones à aimants permanents (PMSG) [64], [65], [66], [73]
Convertisseur électronique	Aucun convertisseur requis. Connexion directe au réseau [67]	Convertisseur AC/DC/AC (full-scale ou partiel) dimensionné à 30-100% de la puissance [73]
Multiplicateur de vitesse (Gearbox)	Systématiquement requis pour adapter 20-25 tr/min de la turbine à 1500 tr/min de la génératrice [66], [67]	Peut être supprimé avec les PMSG multipolaires (direct-drive) [73]
Plage de vitesse	Vitesse constante (fixe) légèrement supérieure au synchronisme [74]	0% à 100% de la vitesse nominale (variable complète) ou ±30% pour les GADA [73]
Contrôle de puissance	Stabilisation par décrochage aérodynamique (stall) ou orientation limitée des pales [67]	Contrôle actif par orientation des pales + commande électronique de la génératrice [65], [73]
Rendement énergétique	Inférieur : ne peut pas optimiser $C_p(\lambda)$ pour toutes les vitesses de vent [74]	Supérieur : +8 à +15% d'énergie annuelle extraite grâce au suivi du point de puissance maximal [73]
Stress mécanique	Stress élevé sur le train de puissance lors des variations de vent [66]	Stress réduit : couple mécanique moindre à faible vitesse, démarrage progressif [66], [67]
Qualité de l'énergie produite	Variations de fréquences significatives lors des rafales de vent. Respect difficile des normes EN 50160 [67]	Tension et fréquence constantes grâce au bus DC intermédiaire. Flicker réduit lors des commutations [67]
Puissance réactive	Consommation de puissance réactive pour la magnétisation. Nécessite bancs de condensateurs [67]	Contrôle indépendant de la puissance active et réactive. Fourniture de réactif possible [66], [73]
Système de stockage	Requise pour améliorer le taux de pénétration et la régulation de fréquence [73]	Intégration facilitée grâce au bus DC [73]
Complexité du système	Conception simple et robuste, peu de composants électroniques [66]	Système plus complexe avec convertisseurs de puissance et contrôleurs sophistiqués [64], [73]
Coût d'investissement	Coût initial plus faible (pas de convertisseur) [73]	Coût plus élevé (convertisseur + filtres), mais tendance à la baisse [73]
Maintenance et fiabilité	Entretien plus simple et meilleure fiabilité mécanique [66]	Maintenance plus exigeante en raison des équipements électroniques [66], [73]
Application typique	Éoliennes de petite puissance (< 100 kW), anciennes installations [67]	Dominant dans l'industrie moderne, puissances > 1 MW [73]

2.4.2.2.2 Topologies et générateurs des systèmes éoliens

Les génératrices éoliennes constituent le cœur des systèmes de conversion électromécanique dans les aérogénérateurs modernes. Dans la littérature, on distingue

principalement deux familles de machines [64], [66], [67]: les génératrices asynchrones et les génératrices synchrones, chacune offrant des topologies spécifiques adaptées aux différentes gammes de puissance et stratégies de contrôle.

A. Éoliennes à génératrice asynchrone

Une éolienne à génératrice asynchrone, aussi appelée générateur à induction, transforme l'énergie mécanique du vent en électricité en utilisant un champ magnétique tournant. Ces éoliennes sont largement utilisées pour leur robustesse, leur capacité à tolérer des variations de vitesse de vent et leur coût relativement faible pour les modèles de base [64]. La génératrice asynchrone est soit une machine à cage d'écureuil (SCIG), souvent couplée à un multiplicateur et fonctionnant à vitesse fixe, soit un modèle à double alimentation (GADA) qui permet une meilleure flexibilité de vitesse et une gestion réactive de la puissance [64], [66].

- Générateur asynchrone à double alimentation (GADA)

Les génératrices asynchrones à double alimentation (GADA) sont les machines les plus utilisées dans l'industrie éolienne. Il s'agit de moteurs asynchrones à rotor bobiné dont le stator est directement connecté au réseau, tandis que le rotor est alimenté par un convertisseur de puissance partiellement dimensionné, généralement de type AC/DC/AC [75]. Ce convertisseur, constitué de deux modules IGBT reliés par un bus DC, permet de découpler la fréquence électrique du réseau de la fréquence mécanique du rotor, autorisant ainsi un fonctionnement à vitesse variable sur une plage d'environ 0,75 à 1,25 fois la vitesse synchrone [76]. Grâce à cette configuration, le système peut optimiser la capture de l'énergie éolienne tout en maintenant un bon niveau de qualité de puissance. Le convertisseur côté

rotor contrôle les puissances active et réactive ainsi que les harmoniques, tandis que le convertisseur côté réseau prend en charge le facteur de puissance [76]. Malgré la nécessité d'un multiplicateur de vitesse, les GADA offrent l'avantage majeur de permettre une gestion indépendante des puissances active et réactive, ce qui explique leur large adoption dans les éoliennes de grande puissance. La Figure 2.15 est une représentation simplifiée d'une éolienne à générateur asynchrone à double alimentation (GADA).

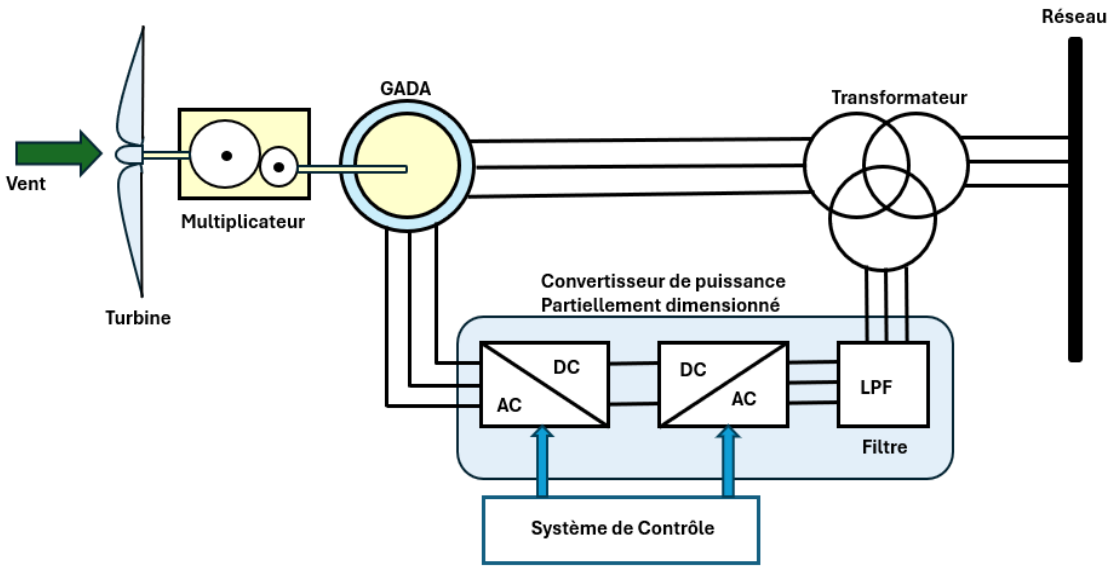


Figure 2.15 Éolienne à générateur asynchrone à double alimentation (GADA) [76]

- Générateur asynchrone à cage d'écureuil (SCIG)

Les générateurs asynchrones à cage d'écureuil (SCIG) ont historiquement constitué la base des premières éoliennes à vitesse fixe, notamment grâce à leur grande robustesse, leur simplicité mécanique et leur faible besoin d'entretien. Fonctionnant généralement dans une plage minimale de vitesses de vent, ils nécessitent un multiplicateur de vitesse, car les variations de la vitesse du rotor sont limitées au seul glissement [75]. Cette caractéristique rend difficile l'optimisation de la puissance extraite du vent, ce qui impose souvent une

régulation de pas pour éviter les surcharges du générateur. Directement connectés au réseau, les SCIG requièrent une batterie de condensateurs pour compenser la puissance réactive, les condensateurs étant fréquemment commutés pour suivre les variations de charge [76]. Bien que majoritairement associés aux systèmes à vitesse fixe, ils peuvent être utilisés en vitesse variable lorsqu'ils sont couplés à un convertisseur électronique de puissance. Malgré leurs limites en termes de rendement énergétique, les SCIG restent appréciés pour leur fiabilité et leur large utilisation dans les éoliennes traditionnelles [77], [78]. La Figure 2.16 est une représentation simplifiée d'une éolienne à générateur asynchrone à cage d'écureuil (SCIG).

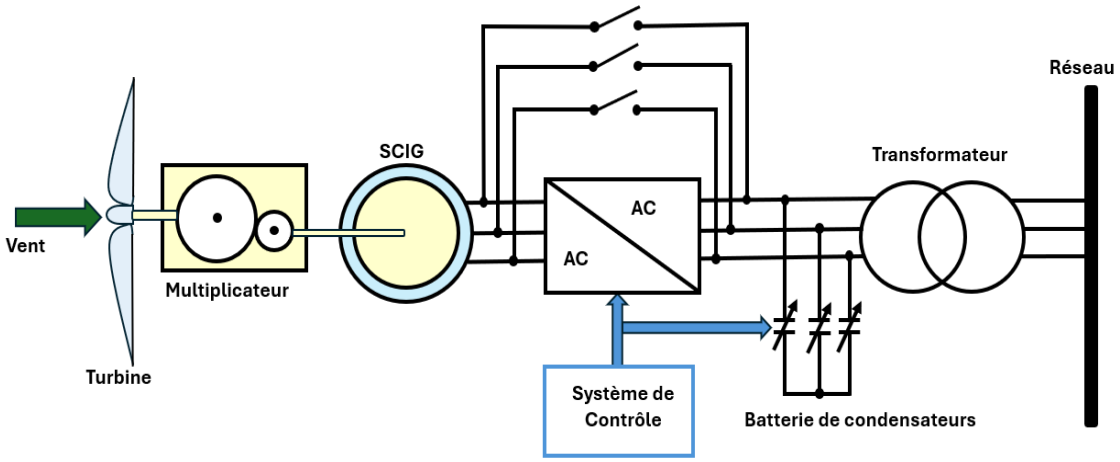


Figure 2.16 Éolienne à générateur asynchrone à cage d'écureuil (SCIG) [76]

B. Éoliennes à génératrice synchrone

Une éolienne à génératrice synchrone utilise une génératrice dont la vitesse de rotation est directement liée à la fréquence du réseau électrique grâce à un champ magnétique créé par le rotor [64]. Ces éoliennes sont de plus en plus utilisées, notamment les modèles à aimants permanents, car elles peuvent fonctionner avec un entraînement direct sans multiplicateur, réduisant ainsi les coûts et les besoins en maintenance.

- Générateur synchrone à aimant permanent (PMSG)

Les générateurs synchrones à aimants permanents (PMSG) ont gagné en popularité ces dernières années grâce à la baisse de leur coût et à la diminution du prix des convertisseurs de puissance. Largement utilisés dans les parcs éoliens offshore, les PMSG permettent un fonctionnement à vitesse variable avec un convertisseur pleine puissance, assurant une connexion réseau souple et une gestion efficace de la puissance réactive [75], [76], [78]. Les configurations à entraînement direct, basées sur les PMSG et dépourvu de réducteur, se sont imposées comme une alternative fiable, notamment parce que les multiplicateurs multi-étages utilisés dans les éoliennes classiques se révèlent souvent moins durables que prévu. Les systèmes basés sur les PMSG et dépourvues de réducteur, réduisent le poids global, améliorent la fiabilité et optimisent la production énergétique. Grâce aux avancées en électronique de puissance, d'autres types de générateurs, comme les machines synchrones à rotor bobiné ou même les générateurs asynchrones à cage d'écureuil, peuvent désormais être intégrés dans des architectures à vitesse variable et, dans certains cas, sans engrenages [77]. La Figure 2.17 est une représentation simplifiée d'une éolienne à générateur asynchrone à aimant permanent (PMSG).

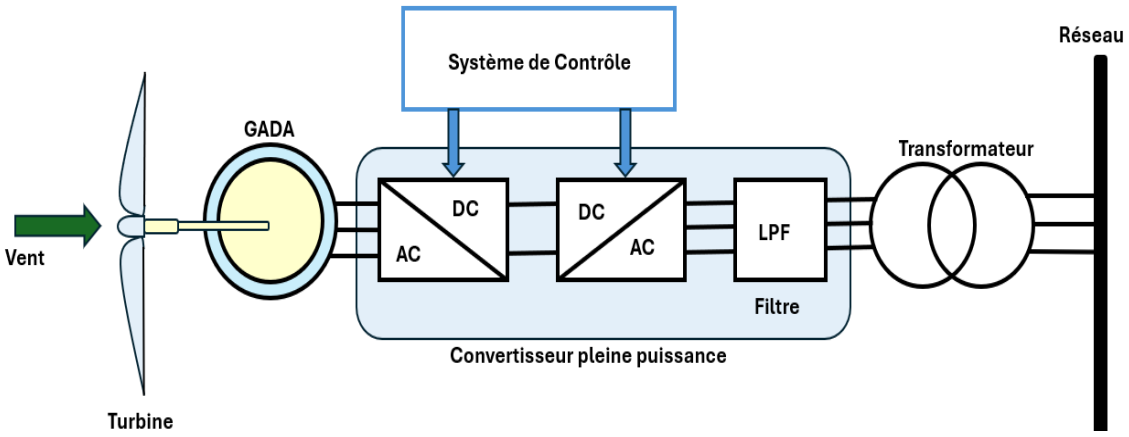


Figure 2.17 Éolienne à générateur synchrone à aimant permanent (PMSG) [76]

2.4.2.2.3 Convertisseurs d'électronique de puissance pour les éoliennes

Au cours des vingt dernières années, de nombreuses configurations de convertisseurs ont été étudiées pour répondre aux besoins d'alimentation des générateurs d'éoliennes, chacune présentant ses propres avantages et limites. Les topologies les plus utilisées commercialement restent les convertisseurs bidirectionnels dos à dos et les convertisseurs unidirectionnels à diodes redresseuses. Dans les systèmes éoliens à vitesse fixe, les convertisseurs sont principalement employés pour limiter les courants d'appel et les oscillations de couple au démarrage [79]. En revanche, dans les systèmes à vitesse variable, ils permettent un contrôle précis de la vitesse, du couple, ainsi que des puissances active et réactive injectées dans le réseau [79]. Selon la puissance et le type d'éolienne, différentes architectures de convertisseurs peuvent être choisies pour optimiser la commande et les performances du système de conversion d'énergie éolienne.

A. Convertisseur à diode redresseuse

Dans ce système de conversion, un courant alternatif de fréquence et d'amplitude variables produit par l'éolienne est d'abord redressée en courant continu à l'aide d'un redresseur à diodes, puis reconvertie en courant alternatif par un onduleur adapté au réseau. Ce redresseur non commandé ne permet qu'un flux de puissance unidirectionnel, du générateur vers le réseau, et il est couramment employé avec les générateurs synchrones à rotor bobiné ou à aimants permanents (PMSG). Dans les générateurs synchrones à rotor bobiné, un circuit d'excitation supplémentaire rend possible le fonctionnement à vitesse variable, tandis que les PMSG nécessitent un hacheur élévateur pour adapter la tension du redresseur à celle du bus continu de l'onduleur. Le contrôle du courant d'inductance dans cet hacheur permet d'ajuster le couple et la vitesse du générateur. Enfin, l'onduleur côté réseau

assure la gestion des puissances active et réactive injectées, avec une tension de sortie généralement comprise entre 380 et 690 V [80]. Le redresseur à diodes avec un système de conditionnement de puissance à hacheur élévateur est illustré sur la Figure 2.18.

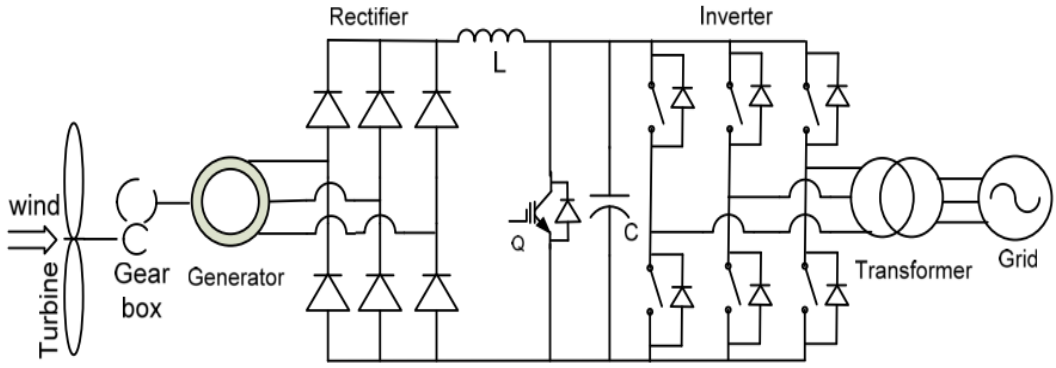


Figure 2.18 Topologie de convertisseur à redresseur à diodes Tension [80]

B. Convertisseur dos à dos

Le convertisseur à redresseur commandé et onduleur commandé est appelé convertisseur dos à dos et se compose de deux onduleurs de tension (VSC) conventionnels à modulation de largeur d'impulsion (MLI). Il se distingue du convertisseur à redresseur à diodes par son étage de redressement, où le redresseur à diodes avec hacheur est remplacé par un redresseur commandé, comme illustré sur la Figure 2.19. Ce dernier permet un flux de puissance bidirectionnel, impossible avec un système de conditionnement de puissance à redresseur à diodes. De plus, il réduit considérablement les harmoniques du courant d'entrée et les pertes harmoniques [80], [81]. Le convertisseur côté réseau permet de contrôler les flux de puissance active et réactive injectés dans le réseau et de maintenir la tension du bus DC constante, améliorant ainsi la qualité de l'énergie de sortie en réduisant le taux de distorsion harmonique totale (THD). Le convertisseur côté générateur fonctionne comme un pilote, contrôlant la demande de magnétisation et la vitesse de rotation souhaitée du générateur. Le

condensateur de découplage entre le convertisseur côté réseau et le convertisseur côté générateur assure une capacité de contrôle indépendante des deux convertisseurs [79]. Le convertisseur dos à dos peut être utilisé pour les systèmes de production d'énergie éolienne basés sur des générateurs PMSG et des générateurs à induction à cage d'écureuil (SCIG).

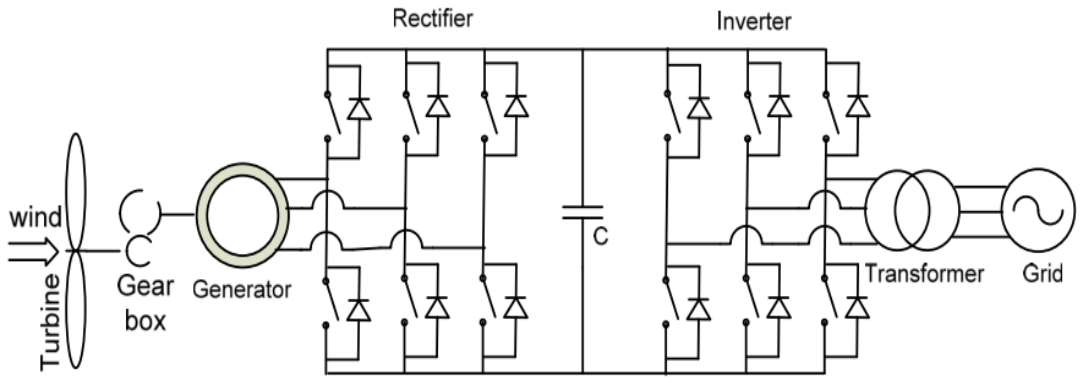


Figure 2.19 Système de générateur d'éolienne à convertisseurs dos à dos [80]

2.4.2.3 Particularités des convertisseurs de source de tension (VSC) et de source courant (CSC)

Ces convertisseurs représentent deux philosophies de contrôle fondamentalement opposées pour l'intégration des sources renouvelables :

2.4.2.3.1 Convertisseurs de source de tension (VSC)

Lorsque le VSC est en formation de grille (Grid-Forming), le contrôle est en mode de source de tension, où le convertisseur impose la tension et la fréquence réseau au point de couplage commun (PCC) sans référence externe. Il se comporte comme une source de tension idéale avec une impédance de sortie faible. Les VSC utilisent une structure de contrôle dq0 avec une double boucle [82], [83]: une boucle externe pour la régulation du bus PCC (amplitude et fréquence pour bus AC, amplitude seule pour bus DC) et une boucle interne

pour la régulation du courant de sortie et assurer un découplage efficace. Dans les micro-réseaux AC avec plusieurs VSC, le contrôle à statisme (droop control) assure la coordination.

2.4.2.3.2 Convertisseurs de source de courant (CSC)

Lorsque le CSC est en suiveur de grille (Grid-Following), le contrôle est en mode de source de courant, où le convertisseur suit la tension et la fréquence du réseau via une boucle à verrouillage de phase (PLL). Il se synchronise sur les paramètres du réseau et opère comme une source de courant dépendante des conditions du réseau. En plus de certaines contraintes opérationnelles, une tension AC stable est requise pour la synchronisation via la PLL [82]. Au même titre que les VSC et avec des méthodes de contrôle appropriées, les CSC peuvent être contrôlés en utilisant des méthodes de dispatch P-Q (Puissance active P et Puissance réactive Q) [83].

2.4.2.4 Systèmes de stockage d'énergie électrique

Le dispositif de stockage d'énergie a pour fonction principale d'équilibrer la production et la demande en électricité. Il est particulièrement important dans les systèmes utilisant des énergies renouvelables (éolien, solaire photovoltaïque), dont la production est intermittente et variable. Les dispositifs de stockage permettent de compenser les fluctuations et d'assurer une alimentation plus stable. Le paramètre clé d'un dispositif de stockage est la capacité de stockage, qui correspond à la quantité d'énergie pouvant être stockée et restituée en cas de besoin. On distingue aussi la densité énergétique (énergie stockée par unité de volume) et la densité de puissance (quantité d'énergie délivrable instantanément) [84].

Le stockage d'énergie se divise en deux grandes catégories selon l'application : le stockage à long terme et le stockage à court terme. Les technologies orientées vers une grande

capacité, comme le pompage-turbinage, le stockage par air comprimé et l'hydrogène, sont utilisées pour le long terme en raison de leur temps de réponse lent [84], [85]. À l'inverse, les technologies à réponse rapide telles que les batteries, les volants d'inertie, les supercondensateurs et le stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES) sont destinées au court terme, notamment pour gérer les variations rapides de charge et améliorer la qualité de l'énergie [84], [85]. La Figure 2.20 présente la capacité de stockage typique en fonction du temps de décharge pour différents systèmes de stockage d'énergie.

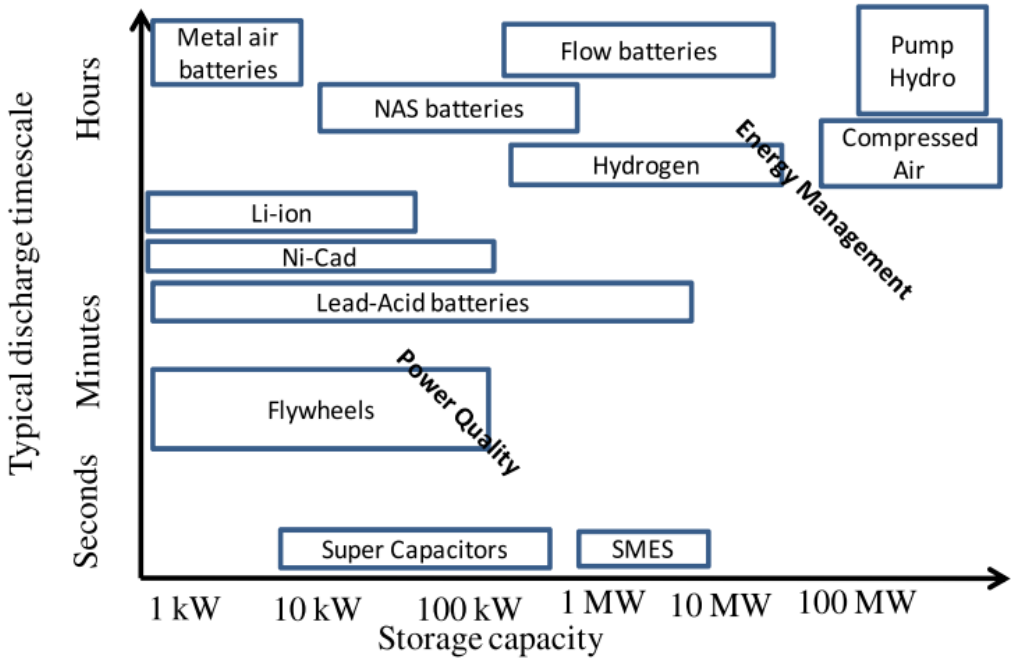


Figure 2.20 Capacité en fonction du temps de décharge pour différents systèmes de stockage d'énergie [85]

Le choix d'un système de stockage repose sur plusieurs facteurs essentiels :

- La disponibilité de la ressource,
- Les besoins et applications énergétiques,
- L'efficacité du stockage,

- Le coût,
- L'infrastructure nécessaire.

Ces critères permettent d'adapter la solution de stockage aux contraintes techniques, économiques et environnementales du système énergétique étudié.

Dans les micro-réseaux, les systèmes de stockage d'énergie (ESS) jouent un rôle majeur pour améliorer la stabilité et la flexibilité. Ils peuvent être couplés aux énergies renouvelables pour réduire l'incertitude liée aux conditions météorologiques et fournir une énergie de secours en cas d'urgence. Ils participent aussi à la régulation de la fréquence, en compensant les déséquilibres entre production et consommation grâce à leurs cycles de charge et de décharge [84], [85].

On distingue cinq grandes catégories d'ESS selon la forme d'énergie stockée : mécanique, chimique, électrochimique, électromagnétique et thermique comme illustrées dans la Figure 2.21. Parmi elles, le stockage électrochimique, notamment à travers les batteries, est le plus utilisé dans les micro-réseaux basse tension.

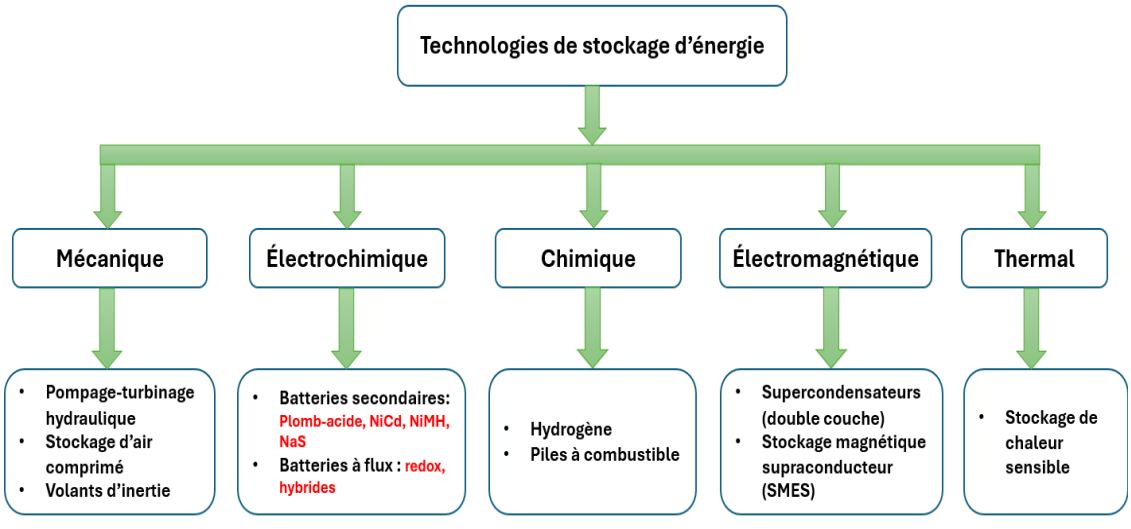


Figure 2.21 Classification des systèmes de stockage d'énergie [84]

2.4.2.5 Contrôle et gestion des systèmes d'énergie hybride

Dans les systèmes hybrides autonomes composés de plusieurs sources renouvelables et d'un dispositif de stockage, les stratégies de contrôle et de gestion de l'énergie adaptées sont indispensables pour garantir un fonctionnement continu, fiable et économique. Le système de contrôle doit assurer une gestion optimale du stockage afin de fournir, à tout moment, une puissance suffisante et de qualité à la charge. Il a également pour rôle de répartir correctement les puissances active et réactive entre les différentes sources, tout en maintenant la tension et la fréquence à des valeurs nominales. Enfin, il doit garantir la sécurité d'alimentation en cas de conditions défavorables, comme l'absence de vent ou d'ensoleillement, afin d'éviter les coupures d'électricité.

2.4.2.5.1 État de l'art sur le contrôle et la gestion des systèmes d'énergie hybride

Plusieurs études ont été faites proposant des stratégies de contrôle et de gestion dans les systèmes à énergie renouvelables hybrides, soit en les interfaçant via un onduleur ou via plusieurs onduleurs en parallèle [86]. Les techniques présentées peuvent être regroupées selon la configuration du système (bus DC/AC, source unique ou multi-onduleurs), le mode d'opération (autonome ou connecté au réseau) et le rôle du convertisseur (MPPT, régulation du bus DC, injection au réseau, maintien V-f, partage de puissance, etc.) [11], [87], [88].

Les auteurs dans l'étude [88] proposent une stratégie de décrochage progressif (soft-stalling) pour protéger les petites éoliennes contre les vitesses de vent élevées, en se basant sur les limites de courant ou couple, plutôt que sur la puissance de charge.

Les auteurs dans les études [11], [87] proposent une revue structurée des stratégies de contrôle dans les systèmes hybrides renouvelables. Il est établi que pour assurer la stabilité

et le partage de puissance sans communication centrale des micro-réseaux, la méthode de contrôle décentralisée encore appelée contrôle à statisme (Droop control) P-f (Puissance active P et la fréquence f) et Q-V (Puissance réactive Q et la tension V au PCC) est recommandée.

L'étude dans [86] adresse le défi de l'intermittence des sources solaires et éoliennes en développant un micro-réseau hybride autonome de 10 kW avec stockage batterie. L'objectif principal est de concevoir un contrôleur GA-ANFIS (Algorithme Génétique-Système Neuro-Flou Adaptatif) pour optimiser le suivi du point de puissance maximale (MPPT) et réguler la tension face aux variations de génération.

Les auteurs dans l'étude [4], présentent un modèle de système d'alimentation hybride combinant des sources éoliennes et photovoltaïques avec un stockage par batterie, destiné à alimenter une charge via un onduleur. La stratégie de commande est développée et testée expérimentalement à l'aide du logiciel LabVIEW, qui permet l'acquisition en temps réel des données de tension et de courant à partir de capteurs. Le système de gestion de l'énergie optimise la répartition des flux de puissance ainsi que l'utilisation de la batterie afin de répondre efficacement à la demande. Cette approche démontre son potentiel pour des applications concrètes, notamment l'électrification de zones isolées.

L'étude faite dans [89], propose une gestion intelligente de l'énergie dans un micro-réseau à courant continue (DC) en îlotage via un contrôleur flou intégrant PV, batterie et supercondensateur pour améliorer la performance et la durée de vie de la batterie. Les résultats indiquent un maintien stable de la tension du bus DC à 50V. il est constaté que le supercondensateur absorbe les variations rapides de charge, réduisant ainsi le stress sur la batterie qui aura une incidence sur la durée de vie de la batterie, grâce à une gestion

intelligente des cycles de charge/décharge. La validation expérimentale est conduite sur une maquette avec microcontrôleur PIC16F877A.

Dans le même ordre, une revue des stratégies de conception, MPPT, gestion d'énergie et contrôle intelligent pour les systèmes hybrides PV-Éolien-Batterie est mise en étude dans [90]. Les résultats obtenus indiquent que, les contrôleurs intelligents (fuzzy, ANN, ANFIS) améliorent la précision, la vitesse de réponse et la robustesse. Aussi, les stratégies de gestion d'énergie intelligentes permettent une meilleure utilisation des sources et une protection de la batterie. L'ANFIS est recommandé pour l'optimisation de l'extraction de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes PV et éoliens.

Les auteurs dans l'étude [91] font une comparaison entre le contrôleur logique flou (FLC) et le réseau neuronal artificiel (ANN) pour la régulation de fréquence dans un système électrique hybride interconnecter (thermique, hydro, avec et sans réchauffage). La conception du contrôleur FLC est basée sur Takagi-Sugeno et d'un ANN à rétropropagation. Aussi, trois zones sont considérées lors de la modélisation du système comprenant différents types de centrales. La simulation sous MATLAB/Simulink intègre une perturbation de charge de 1%. Les résultats indiquent que l'ANN offre un temps de réponse plus court et des oscillations moindre que le FLC. Il est aussi constaté que, l'ANN améliore la stabilité de la fréquence et la régulation de la puissance des lignes d'interconnexion. Le temps de stabilisation est réduit d'environ 2 à 3 secondes par zone.

2.4.2.5.2 Structure de contrôle des systèmes d'énergie hybride

La structure de contrôle des systèmes hybrides peut prendre trois formes : centralisée, distribuée ou hybride. Quel que soit le paradigme choisi, chaque source d'énergie dispose de

son propre contrôleur chargé d'optimiser son fonctionnement à partir des informations disponibles. Une description de ces trois approches de contrôle est donnée comme suit :

A. Contrôle centralisé

Dans un système à contrôle centralisé, toutes les informations des différentes sources d'énergie sont envoyées à un contrôleur unique qui agit comme superviseur et prend les décisions de gestion. Il vise une optimisation globale de la consommation énergétique grâce à l'accès à l'ensemble des données [85]. Cependant, bien que cette approche soit efficace en matière d'optimisation, elle entraîne une charge de calcul élevée et présente une vulnérabilité aux défaillances, puisque la panne du contrôleur central peut compromettre tout le système. La Figure 2.22 est une représentation synoptique du contrôle centralisé.

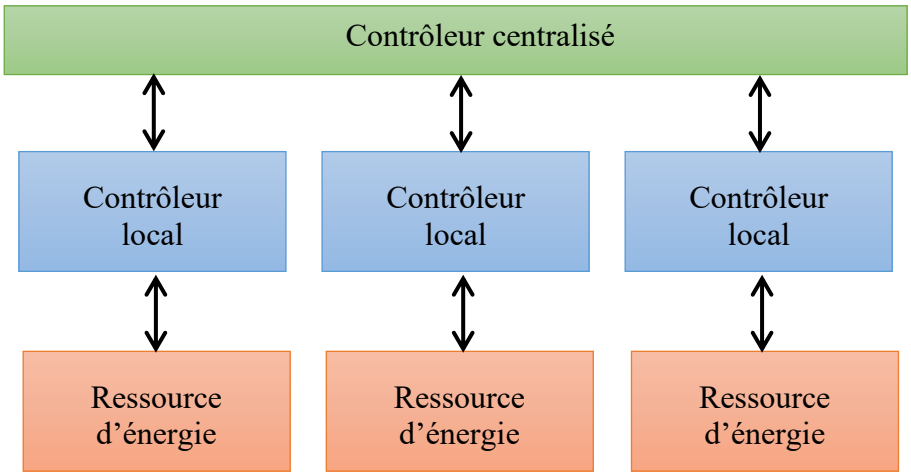


Figure 2.22 Synoptique du contrôle centralisé

B. Contrôle distribué

Dans un système à contrôle entièrement distribué, chaque source d'énergie est gérée par son propre contrôleur local, et ces contrôleurs communiquent entre eux pour coordonner les décisions. Cette architecture offre une grande flexibilité, un fonctionnement de type « Plug-

and-Play » et réduit la charge de calcul de chaque unité, tout en éliminant le risque de défaillance unique [85]. Toutefois, elle peut devenir complexe en raison des besoins de communication. Les systèmes multi-agents (SMA) apparaissent comme une solution prometteuse pour gérer efficacement le contrôle, la reconfiguration et la gestion énergétique des micro-réseaux. La Figure 2.23 est une représentation synoptique du contrôle distribué.

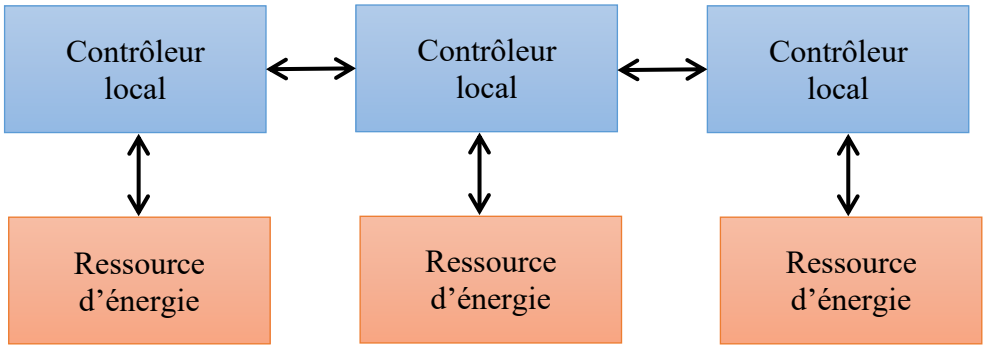


Figure 2.23 Synoptique du contrôle distribué

C. Contrôle hybride (centralisé et distribué)

Dans une architecture de contrôle hybride comme celle illustrée dans la Figure 2.24, les sources d'énergie sont organisées en groupes, chacun étant géré localement par un contrôleur centralisé, tandis que la coordination entre les groupes est assurée par un contrôle distribué [85]. Cette approche permet de réduire la charge de calcul de chaque contrôleur tout en limitant les risques liés à une défaillance unique.

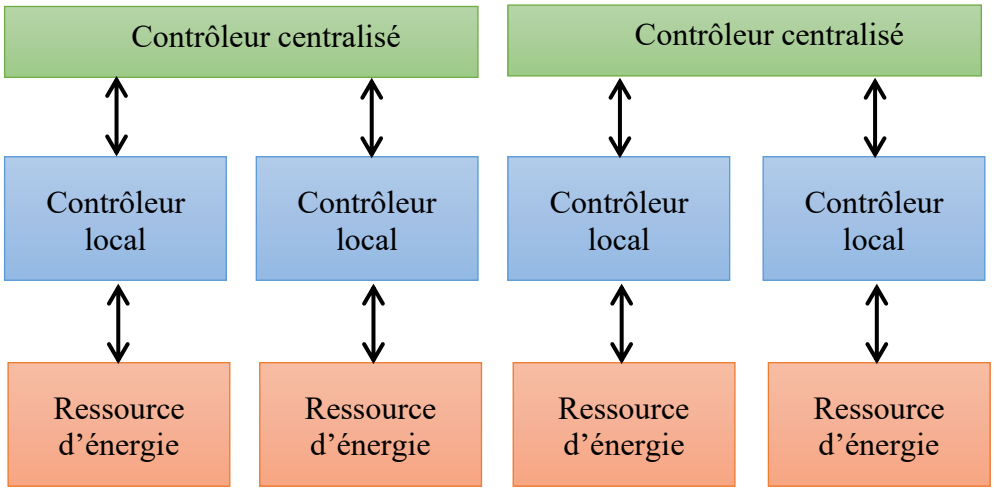


Figure 2.24 Synoptique du contrôle hybride (centralisé et distribué)

D. Contrôle multiniveau

Le système de contrôle multiniveau comme celui illustré dans la Figure 2.25 repose sur une organisation hiérarchique comprenant trois niveaux complémentaires.

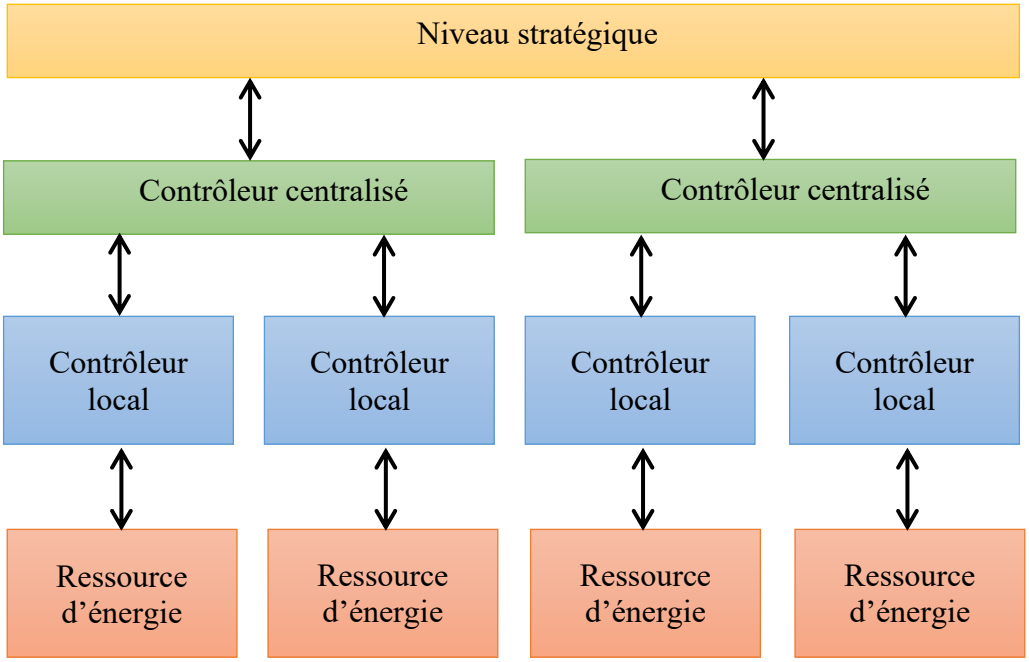


Figure 2.25 Synoptique du contrôle multi-niveau

Le niveau opérationnel assure, à très court terme, le contrôle en temps réel de chaque unité énergétique. Le niveau tactique prend des décisions à moyen terme pour coordonner un groupe d'unités ou un sous-système entier [85]. Enfin, le niveau stratégique gère les choix globaux du système, comme le démarrage ou l'arrêt. Une communication bidirectionnelle entre ces niveaux garantit une coordination efficace et la mise en œuvre cohérente des décisions.

2.5 Conclusion

Une revue non exhaustive des systèmes hybrides à énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre avec un accent sur les fondements théoriques et technologiques des génératrices photovoltaïques et éoliennes intégrées sous diverses architectures.

L'analyse de leurs principes physiques, de leurs performances énergétiques et des stratégies de commande associées, notamment les techniques d'extraction du point de puissance maximale, ont mis en évidence leur maturité technologique et leur pertinence face aux enjeux de la transition énergétique. Les performances de modules photovoltaïques, des éoliennes à vitesse fixe ou variable et des convertisseurs électroniques ont permis d'illustrer le potentiel d'optimisation énergétique lorsque ceux-ci sont utilisés en hybride dans différentes applications. Par ailleurs, les différentes approches de gestion de l'énergie, qu'elles soient classiques ou intelligentes, apparaissent déterminantes pour assurer la fiabilité, la robustesse et la continuité d'alimentation. Ces éléments constituent ainsi un cadre conceptuel solide pour la suite du travail, consacrée à la modélisation des différents sous-systèmes sous l'environnement MATLAB/Simulink.

Chapitre 3 - Modélisation des différents sous-systèmes : photovoltaïques, éoliens, convertisseurs et batteries de stockage

3.1 Introduction

La performance des systèmes hybrides à énergies renouvelables repose sur la bonne interaction entre leurs composants ainsi que sur l'efficacité des stratégies de contrôle et de gestion de l'énergie. Toutefois, ces approches doivent être validées par une modélisation mathématique précise et des simulations approfondies afin de représenter correctement les comportements dynamiques, les non-linéarités et les interactions entre sources, convertisseurs et dispositifs de stockage. Cette étape est essentielle, notamment pour les systèmes autonomes soumis à des conditions variables et imprévisibles, telles que les fluctuations de l'ensoleillement, du vent et de la charge, qui peuvent affecter la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique [41].

Ce chapitre est consacré à la modélisation détaillée des différents sous-systèmes de la chaîne de conversion hybride. Il présente successivement le modèle des générateurs photovoltaïques avec la prise en compte des effets environnementaux et de l'algorithme MPPT associé au convertisseur DC–DC, le modèle dynamique du système éolien incluant la turbine, la génératrice synchrone à aimants permanents et le redresseur, ainsi que le modèle du système de stockage par batteries et de son convertisseur bidirectionnel. Enfin, le modèle de l'onduleur triphasé assurant le transfert de puissance du bus continu commun vers la charge est introduit.

3.2 Topologie du système hybride autonome en étude

La Figure 3.1 est une synoptique de la topologie retenue pour cette étude. C'est une topologie à couplage DC dont les attributs ont été présentés de manière exhaustive dans la section 2.4.1.1 du Chapitre 2 -

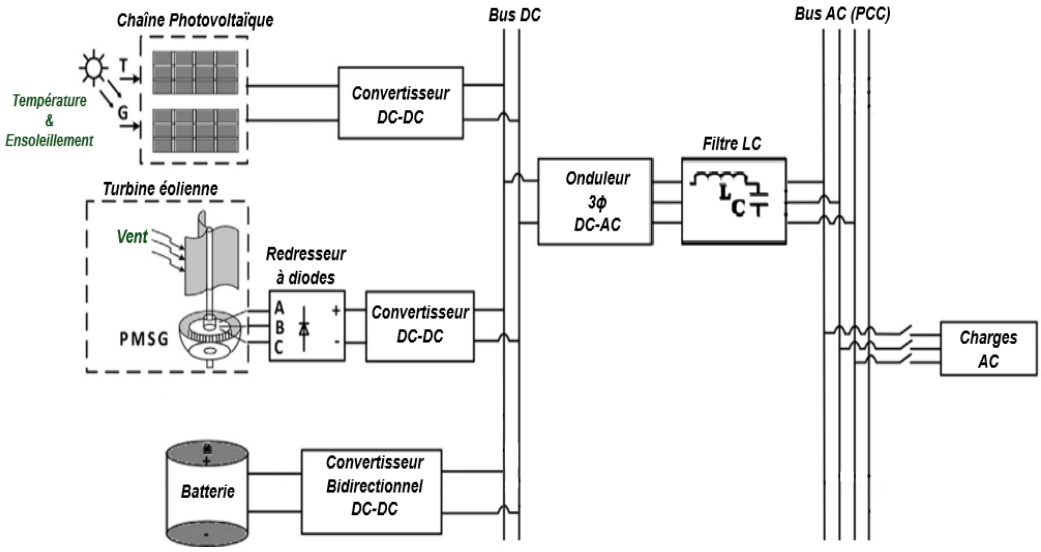


Figure 3.1 Topologie proposée

3.3 Modélisation de la chaîne photovoltaïque

La chaîne de conversion photovoltaïque réunit un générateur PV et un convertisseur DC/DC survolteur, piloté par un système de contrôle pour assurer l'extraction maximale de puissance. La performance du système dépend de la coordination entre ces éléments, d'où la nécessité de modéliser précisément chaque composant. Cette modélisation permet d'analyser leur comportement, d'optimiser l'efficacité globale et d'assurer un suivi optimal du point de puissance maximale (MPPT).

3.3.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques, éléments de base d'un système solaire, convertissent la lumière en électricité. Pour obtenir davantage de puissance, elles sont assemblées en modules. Les connexions en série augmentent la tension tandis que les connexions en parallèle accroissent le courant. L'association de plusieurs modules en série et/ou en parallèle permet de constituer des panneaux solaires adaptés aux besoins énergétiques.

Le fonctionnement physique d'une cellule photovoltaïque peut être modélisé à l'aide d'un circuit électrique équivalent, illustré dans la Figure 3.2.

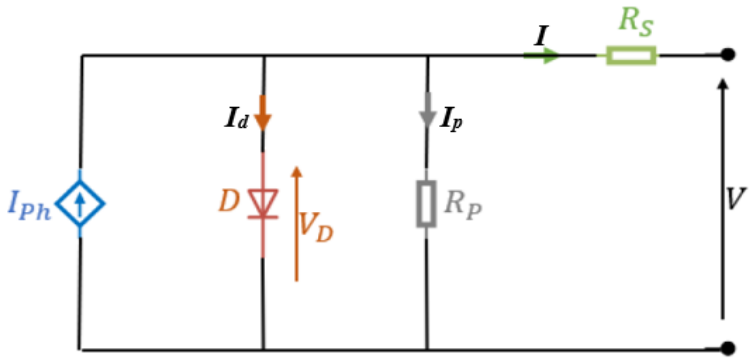


Figure 3.2 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [92]

Le courant à la sortie de la cellule photovoltaïque est donc la suivante [93]:

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \tag{3-1}$$

Et :

$$I_{ph} = I_{cc}\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \tag{3-2}$$

$$I_d = I_o\left[exp\left(\frac{V+R_sI}{V_t}\right) - 1\right] \tag{3-3}$$

$$I_p = \left(\frac{V+R_sI}{R_p}\right) \tag{3-4}$$

$$V_t = \frac{AKT}{q} \tag{3-5}$$

En substituant les équations (3-3) et (3-4) dans l'équation (3-1), il devient :

$$I = I_{ph} - I_o\left[exp\left(\frac{V+R_sI}{V_t}\right) - 1\right] - \frac{V+R_sI}{R_p} \tag{3-6}$$

Avec :

I_{ph} : le photo-courant dépendant de l'éclairement G

I_d : le courant de la diode

I_o : le courant de saturation inverse de la diode

G_{ref} : l'éclairement de référence $(1000W/m^2)$

V_t : la charge de l'électron $(1.6 \times 10^{-19}C)$

A : facteur de qualité de la diode (normalement compris entre 1 et 2)

Les cellules photovoltaïques, souvent supposées présenter des caractéristiques identiques, sont assemblées en série et en parallèle pour constituer des modules photovoltaïques. Le circuit équivalent de ces modules peut être représenté comme illustré sur la Figure 3.2.

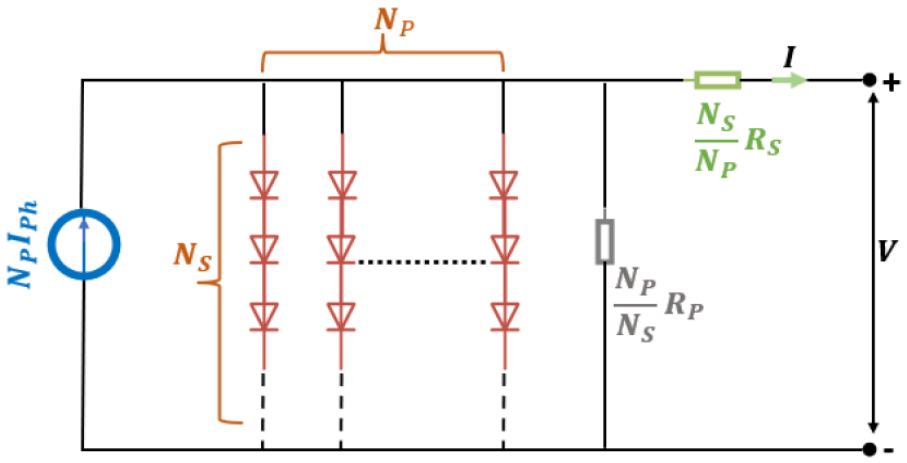


Figure 3.3 Circuit équivalent du module PV [92]

Le courant fourni par le module peut être exprimé comme suit [92]:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_o \left[exp\left(\frac{q}{AKT}\left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_p}{R_p}\left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \quad (3\text{-}7)$$

Où, N_p et N_s sont respectivement les nombres des cellules connectées en parallèles et en séries.

3.3.2 Modèle mathématique du convertisseur DC-DC survolteur (Boost)

Les convertisseurs DC-DC encore appelés hacheurs réalisent une conversion continu-continu en modifiant les valeurs de la sortie. Ils assurent le transfert de l'énergie depuis une source continue vers une charge alimentée en continue. La puissance transite aussi de l'entrée vers la sortie. Les hacheurs jouent ainsi le rôle de transformateurs de courant continu abaisseurs ou élévateurs (survolteur) et ils fonctionnent en commutation forcée [94]. Pour assurer cette commutation des semi-conducteurs à fermeture et ouverture commandées sont utilisés (par exemple : IGBT, MOSFET, Thyristors et bien d'autres) [94].

3.3.2.1 Principe de fonctionnement

On considère un convertisseur DC-DC de type Boost, constitué principalement d'un interrupteur commandé K et d'une diode D. L'interrupteur est piloté par une commande MLI (PWM) à période de découpage fixe T_d et à rapport cyclique variable α, ce qui entraîne une conduction complémentaire entre K et D. Au cours de chaque période, K est fermé pendant l'intervalle $[0, \alpha T_d]$ puis ouvert de $[\alpha T_d, T_d]$. Deux régimes de fonctionnement sont possibles selon le comportement du courant dans l'inductance : la conduction continue et la conduction discontinue [95]. L'étude se concentre sur le régime de conduction continue, considéré comme le plus significatif. La Figure 3.4 illustre le schéma du convertisseur ainsi que les intervalles de conduction et les formes d'ondes de courant et de tension.

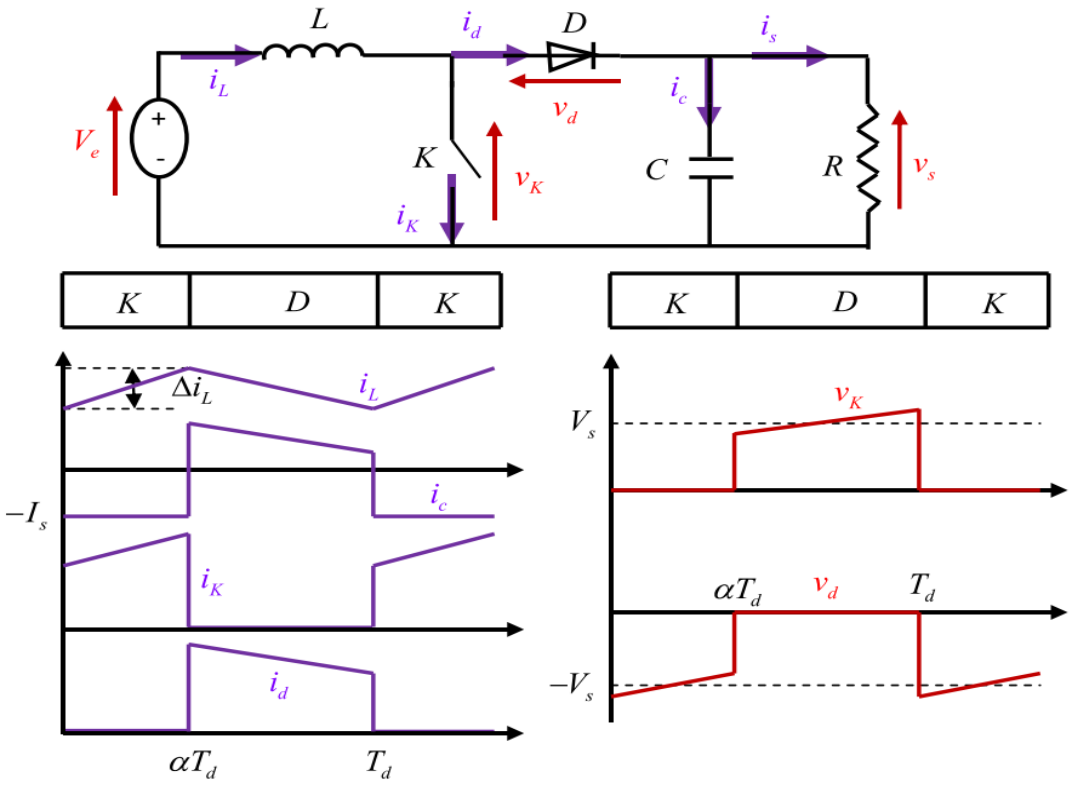


Figure 3.4 Formes d'ondes des courants et tensions du convertisseur Boost [95]

Lorsque l'interrupteur K est fermé $(0 < t < \alpha T_d)$, le circuit du convertisseur devient comme illustré dans la Figure 3.5.

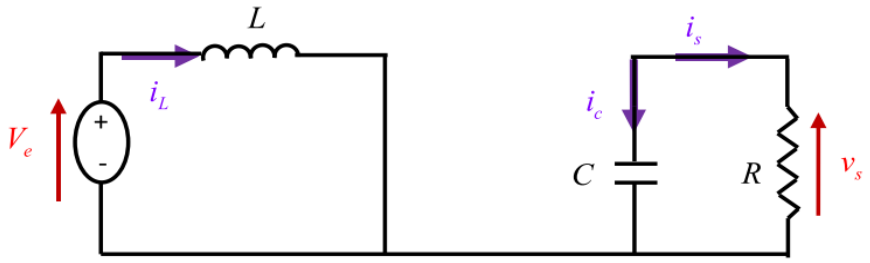


Figure 3.5 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé [92], [95]

$$L\frac{di_L}{dt} = V_e \tag{3-8}$$

$$i_L = I_{min} + \frac{V_e}{L}t \tag{3-9}$$

Où I_{min} est la valeur minimale du courant dans l'inductance.

A l'instant $t = \alpha T_d$, le courant dans l'inductance atteint sa valeur maximale I_{max}.

$$I_{max} = I_{min} + \frac{V_e}{L}\alpha T_d \tag{3-10}$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert $(0 < t < \alpha T_d)$, le circuit du convertisseur sera comme montré dans la Figure 3.6.

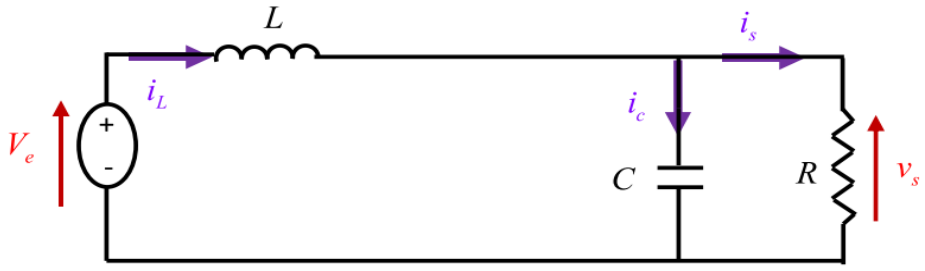


Figure 3.6 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert [95]

$$L\frac{di_L}{dt} = V_e - V_s \tag{3-11}$$

$$i_L = I_{max} + \frac{V_e - V_s}{L}(t - \alpha T_d) \tag{3-12}$$

A l'instant $t = T_d$, le courant dans l'inductance revient à sa valeur minimale I_{min}

$$I_{min} = I_{max} + \frac{V_e - V_s}{L}(1 - \alpha)T_d \tag{3-13}$$

Soit $\Delta i_L = I_{max} - I_{min}$ l'ondulation du courant dans l'inductance.

En faisant l'égalité des valeurs de l'ondulation du courant tirées des équations (3-10) et (3-13), on peut déduire la valeur moyenne de la tension de sortie V_s :

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha}V_e \tag{3-14}$$

De l'équation (3-14), le rapport cyclique s'exprime comme suit :

$$\alpha = 1 - \frac{V_e}{V_s} \tag{3-15}$$

La tension de sortie d'un convertisseur boost peut être ajustée soit en modifiant la tension d'entrée, soit en faisant varier le rapport cyclique, celui-ci restant compris entre 0 et 1, ce qui garantit un fonctionnement en élévateur de tension. En appliquant le principe de conservation de la puissance entre l'entrée et la sortie, il est possible de relier le courant moyen dans l'inductance au courant moyen fourni à la charge en fonction du rapport cyclique.

$$I_L = \frac{1}{1-\alpha}I_s \tag{3-16}$$

De l'expression (2-10), on exprime l'ondulation de courant dans l'inductance :

$$\Delta i_L = \frac{\alpha V_e}{L} T_d = \frac{\alpha V_e}{Lf} \quad (3\text{-}17)$$

Avec f la fréquence de découpe.

Pendant la première séquence de fonctionnement ($0 < t < \alpha T_d$), seul le condensateur donne de l'énergie à la charge, on peut écrire :

$$C \frac{dV_s}{dt} = -i_s \quad (3\text{-}18)$$

Alors l'ondulation de la tension de sortie peut être exprimée par:

$$\Delta V_s = \frac{\alpha I_s}{Cf} = \frac{\alpha V_e}{(1-\alpha)RCf} \quad (3\text{-}19)$$

À partir des équations (3-17) et (3-19) les expressions de l'inductance et du condensateur pour le lissage et filtrage respectivement peuvent s'écrient comme suit :

$$L = \frac{\alpha V_e}{\Delta i_L f} \quad (3\text{-}20)$$

$$C = \frac{\alpha I_s}{\Delta V_s f} \quad (3\text{-}21$$

3.3.3 Contrôleur MPPT

3.3.3.1 Principe fonctionnement

L'algorithme choisi dans cette étude est celui de perturbation et observation. Il est décrit extensivement dans la section 2.4.2.1.2 - A du chapitre 2 avec l'illustration en Figure 2.10. La Figure 3.7 est la représentation synoptique du contrôleur MPPT (P&O) adoptée dans le sous-système photovoltaïque dans cette étude.

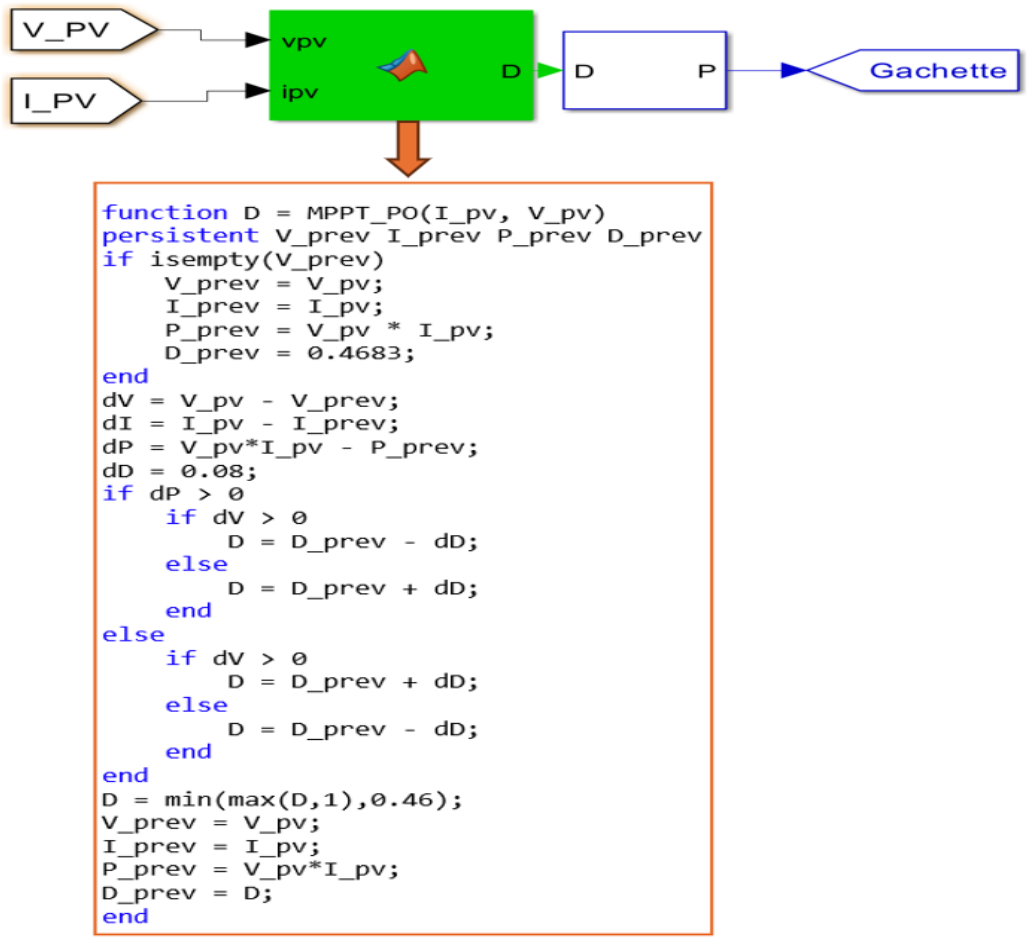


Figure 3.7 Synoptique du contrôleur MPPT (P&O)

3.3.4 Paramètres de simulation du sous-système photovoltaïque

La simulation du sous-système photovoltaïque s'appuie sur plusieurs paramètres clés, incluant la capacité du champ photovoltaïque, le modèle du module photovoltaïque, la configuration série/parallèle des modules ainsi que les caractéristiques électriques du convertisseur DC–DC. L'ensemble de ces paramètres est présenté de manière détaillée dans le Tableau 3-1 récapitulatif correspondant. Voir en **Annexe A** pour plus détails sur les paramètres électriques du module photovoltaïque et ceux du convertisseur élévateur DC-DC ainsi que le modèle MATLAB/Simulink du sous-système photovoltaïque.

Tableau 3-1 Paramètres de simulation du sous-système PV

Paramètres du module PV aux conditions de test standard (1000 W/m^2 , 25^{0}C et AM1.5)		
Type de module	Définit par l'utilisateur	
Puissance max d'un PV (Pmax)	213.15	W
Tension max d'un PV (Vmpp)	29	V
Courant max d'un PV (Impp)	7.35	A
Tension à circuit ouvert (Voc)	36.3	V
Courant de court-circuit (I_sc)	7.84	A
Puissance du champs PV au point max (Pmpp_total))	11723.2	W
Tension totale au point max (Vmpp_total)	319	V
Courant total au point max (Impp total)	36.75	A
Chaîne de modules en série	11	modules
Chaîne de modules en parallèle	5	modules
Nombre total de modules	55	modules
Paramètres du convertisseur élévateur DC-DC		
Condensateurs de filtrage du convertisseur	1.3329e-4	F
Inductance de lissage	0.0462	H
Résistance interne de la diode	0.001	Ohms
Paramètres du contrôleur MPPT (P&O)		
Fréquence de découpe / de commutation	10000	Hz
Rapport cyclique (α)	0.5443	

3.4 Modélisation de l'éolienne

L'énergie éolienne constitue une source de production électrique renouvelable reconnue pour son faible impact environnemental. Le principe de fonctionnement d'une éolienne repose sur la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Les pales du rotor interceptent une fraction de l'énergie du vent et la transmettent au moyeu, solidaire de l'arbre de la turbine. Cette énergie mécanique est ensuite acheminée vers le générateur électrique, généralement par l'intermédiaire d'un multiplicateur de vitesse, permettant d'adapter la vitesse de rotation aux exigences du générateur [96].

La conversion électrique est assurée par un convertisseur de puissance interposé entre le générateur et la charge, dont le rôle est d'adapter les caractéristiques de l'énergie produite aux besoins du réseau ou du système utilisateur. Par ailleurs, un système de commande et de

régulation est associé à la chaîne de conversion afin de garantir une exploitation optimale de l'éolienne, tant en régime stationnaire qu'en régime dynamique.

Dans le cadre de cette étude, la chaîne de conversion éolienne considérée est basée sur une éolienne à axe horizontal à trois pales, équipée d'un générateur synchrone à aimants permanents (PMSG), une configuration largement adoptée en raison de ses performances élevées et de sa fiabilité.

3.4.1 Hypothèses pour la modélisation de l'éolienne

En raison de la complexité inhérente au système éolien, l'élaboration d'un modèle exhaustif intégrant l'ensemble des paramètres influençant son fonctionnement s'avère difficile. Il est donc nécessaire d'adopter des hypothèses simplificatrices afin de développer un modèle de la turbine centré sur les éléments essentiels déterminant le comportement global de l'éolienne.

La partie mécanique de la turbine éolienne est constituée de trois pales identiques comme illustré dans la Figure 3.8. Chacune des pales subit une force Tb induite par la vitesse du vent V. Elles possèdent pour chacune les caractéristiques identiques suivantes : une inertie V_{pale}, une élasticité Kb, un coefficient de frottement par rapport à l'air db, un coefficient de frottement par rapport au support f_{pale} et une vitesse d'orientation $\dot{\beta}b$. Les pales sont montées sur un arbre d'entraînement tournant à la vitesse angulaire $\Omega_{turbine}$. Cet arbre d'entraînement des pales est caractérisé par son inertie J_h, son élasticité Kh, et son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur Dh. Alors, l'arbre est couplé à un multiplicateur de gain G, assurant la transmission de l'énergie mécanique vers la génératrice électrique. Le rotor de la génératrice possède une inertie J_g et un coefficient de frottement dg. Ce rotor

transmet un couple C_g à la génératrice électrique induisant ainsi sur elle une vitesse mécanique notée Ω_{mec}.

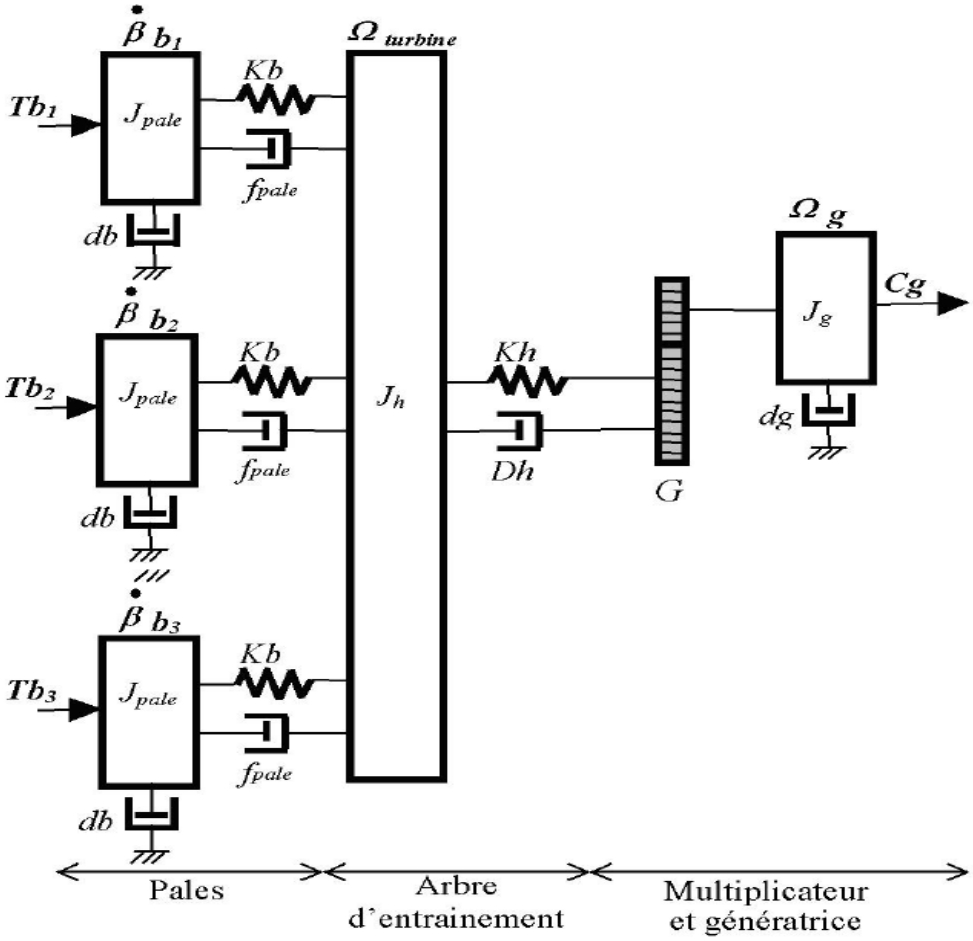


Figure 3.8 Système mécanique de l'éolienne [97]

3.4.2 Modélisation de la turbine

La turbine éolienne en étude est constituée de trois pales identiques de longueur R, montées sur l'arbre de la turbine couplé à un multiplicateur, qui à son tour entraîne le rotor de la génératrice comme illustré dans la Figure 3.9.

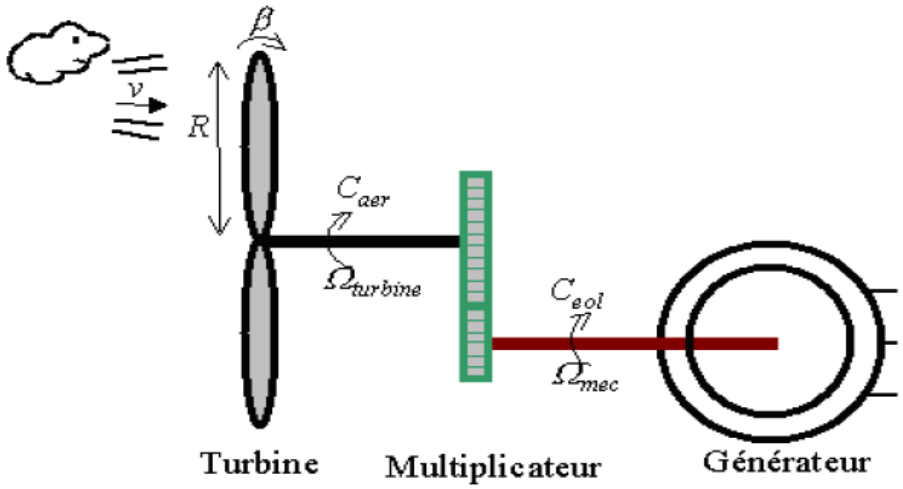


Figure 3.9 Schéma de la turbine [97]

La puissance du vent qui est aussi celle de l'éolienne, représente la quantité d'énergie extraite à chaque instant à une vitesse du vent dans une surface de balayage précise des pales. Elle s'exprime comme suit :

$$P_v = \frac{\rho S V^3}{2} \tag{3-22}$$

Où,

- ρ est la densité de l'air ($\backsimeq 1.22 kg/m^3$ à la pression atmosphérique à $15°C$);
- S est la surface circulaire balayée par la turbine avec pour rayon la longueur de la pale;
- V est la vitesse du vent.

La puissance aérodynamique au niveau du rotor de la turbine indique la puissance à extraire pour un freinage équivalent donné et s'écrit comme suit [97]:

$$P_{aer} = C_P P_v = C_P(\lambda, \beta).\frac{\rho S V^3}{2} \tag{3-23}$$

C_P est le coefficient de puissance encore appelé le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Ce coefficient de puissance est fonction du ratio de vitesse λ et de l'angle d'orientation de pale β, dépendant ainsi de la caractéristique de la turbine. Ce coefficient de puissance est donné par la formule suivante [66], [92]:

$$C_P = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\right) e^{\frac{-C_5}{\lambda_i}} + C_6\lambda \tag{3-24}$$

Avec la valeur de chaque coefficient lié aux caractéristiques des turbines de grande puissance selon la littérature comme suit [66], [92], [98],

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

Et,

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.008\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \tag{3-25}$$

Aussi, le ratio de vitesse λ, aussi appelé TSR (Tip Speed Ratio) représente le rapport entre la vitesse linéaire au bout des pales et la vitesse du vent. Il est donné par la formule suivante [97]:

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine}.R}{V} = \frac{2\pi n.R}{V} \tag{3-26}$$

Où,

- $\Omega_{turbine}$ ou n est la vitesse de rotation de la turbine (rad/s ou Hz);
- R est la longueur de la pale (m);
- V est la vitesse du vent (m/s).

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine $\Omega_{turbine}$, le couple aérodynamique noté C_{aer} se détermine comme suit [97]:

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_P(\lambda, \beta).\frac{\rho S V^3}{2}.\frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (3\text{-}27)$$

Pour une production optimale d'énergie d'une éolienne à vitesse variable, on souhaite que la puissance fournie soit optimale donc maximale. Ainsi, cette puissance optimale dérive de la valeur maximale du coefficient de puissance $C_{Pmax} = 0.48$ obtenue pour un rapport de vitesse optimal ou nominal de valeur $\lambda_{opt} = 8.1$ et un angle de calage des pales de valeur $\beta = 0$ comme illustré dans la Figure 3.10. Dans cette dernière, lorsque l'angle de calage des pales augmente, cela permet de réduire le coefficient de puissance et par ricochet de diminuer la puissance aérodynamique ou mécanique sur l'arbre de l'éolienne.

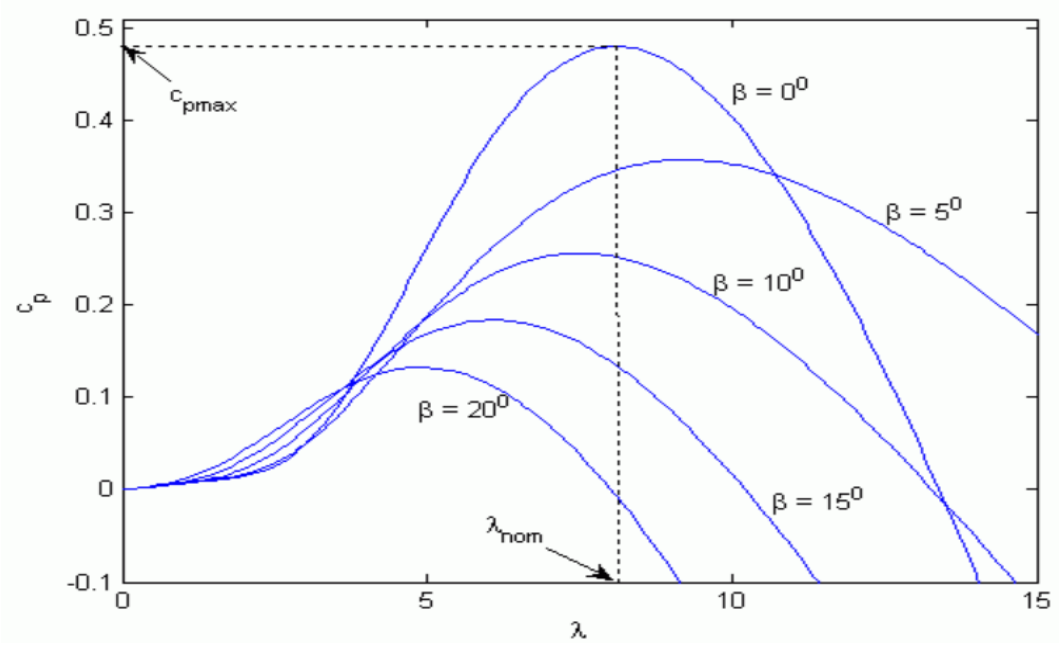


Figure 3.10 Courbes caractéristique du coefficient de puissance $C_P(\lambda, \beta)$ [92]

3.4.3 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur de vitesse est un convertisseur mécanique dont le rôle est d'adapter la vitesse de rotation lente de l'arbre de la turbine à celle de la génératrice électrique afin d'entraîner cette dernière. Il est caractérisé par un gain G et une inertie considérée comme négligeable devant l'inertie totale de la turbine $J_{turbine}$, ce qui permet de simplifier sa modélisation mathématique par les équations suivantes [92], [97]:

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \tag{3-28}$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \tag{3-29}$$

3.4.4 Modélisation de l'arbre de la turbine

La masse de la turbine éolienne est modélisée par une inertie équivalente $J_{turbine}$, regroupant la contribution des pales et du rotor. Le modèle mécanique retenu considère une inertie totale J correspondant à la somme de l'inertie de la turbine $J_{turbine}$ ramenée sur l'arbre de la génératrice et de l'inertie propre de la génératrice J_g [97].

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \tag{3-30}$$

Le moment d'inertie de la génératrice est considéré comme négligeable devant celui de la turbine, hypothèse valable notamment pour les éoliennes de grande puissance. L'évolution de la vitesse mécanique du rotor Ω_{mec} peut ainsi être décrite à partir de l'équation fondamentale de la dynamique, reliant cette vitesse Ω_{mec} au couple mécanique total appliqué C_{mec}.

$$J.\frac{\mathrm{d}\Omega_{mec}}{dt} = \mathrm{C}_{mec} \tag{3-31}$$

Avec,

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (3\text{-}32)$$

$$C_{vis} = f.\Omega_{mec} \quad (3\text{-}33)$$

Où,

- C_g est le couple issu du multiplicateur;
- C_{em} est le couple électromagnétique produit par la génératrice;
- C_{vis} est le couple résistant dû aux frottements;
- f est le coefficient de frottement visqueux.

À partir de ces équations mathématiques établies, il est possible de concevoir un schéma de commande de la turbine éolienne comme illustré dans la Figure 3.11. Ce schéma de contrôle, fondé sur la modélisation des différentes composantes de la turbine éolienne, considère la vitesse mécanique de la génératrice Ω_{mec} comme variable de sortie, dépendante notamment de la vitesse du vent V et de l'angle de calage β, tandis que le couple électromagnétique C_{em} est traité comme une perturbation.

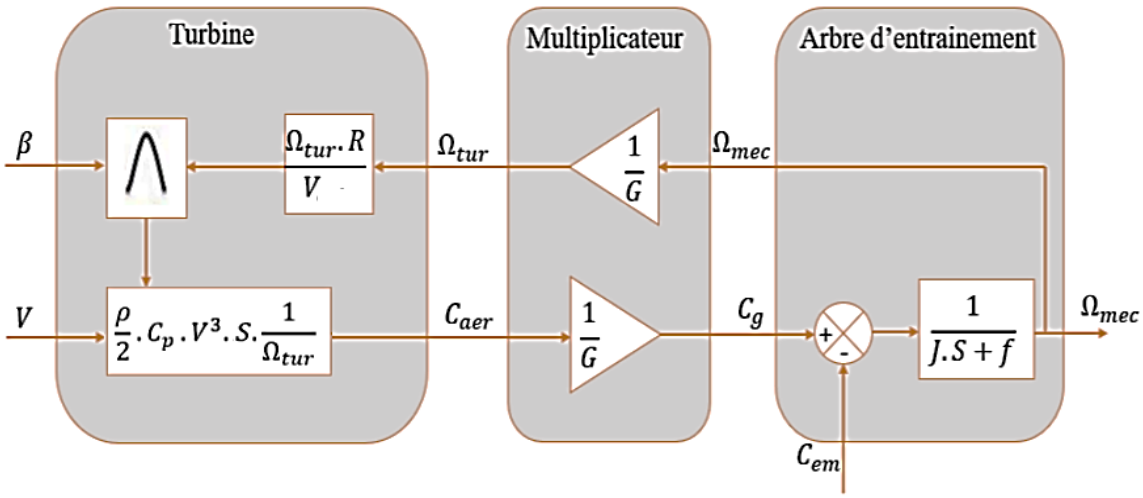


Figure 3.11 Schéma bloc du modèle de la turbine [92]

3.4.5 Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne

Une éolienne dispose de quatre zones de fonctionnement en fonction de la vitesse mécanique comme illustré dans la Figure 3.12.

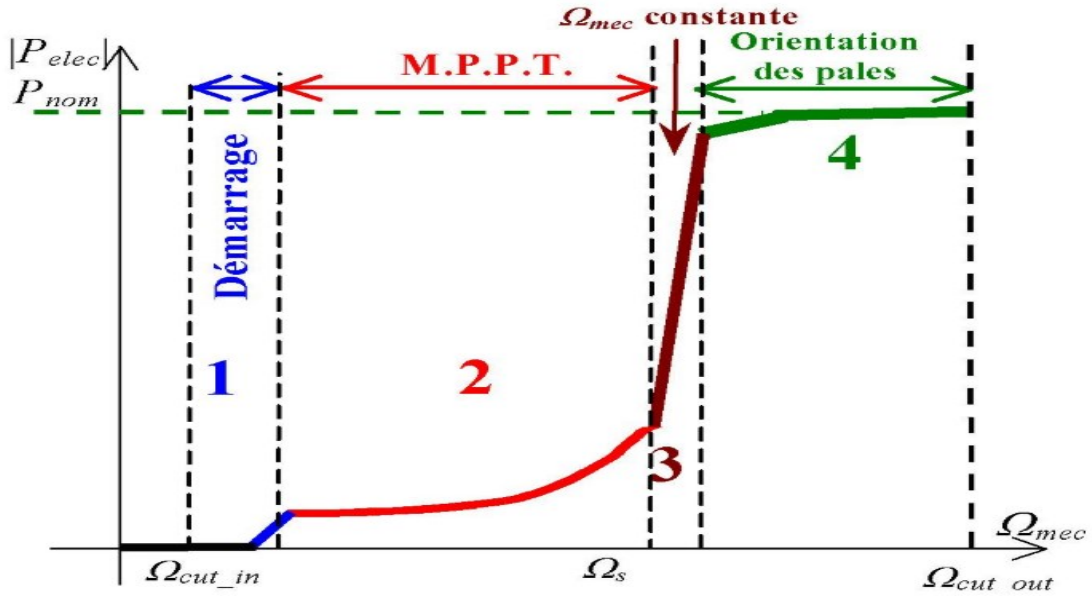


Figure 3.12 Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne [97]

La zone 1 correspond à la phase de démarrage, lorsque la vitesse dépasse la valeur de coupure inférieure Ω_{cut_in} . En zone 2, un algorithme de poursuite du point de puissance maximale est appliqué afin d'extraire l'énergie maximale du vent, l'angle de calage des pales étant maintenu à sa valeur minimale. La zone 3 est caractérisée par un fonctionnement à vitesse constante, au cours duquel la puissance produite augmente jusqu'à atteindre environ 90 % de la puissance nominale. Enfin, en zone 4, la puissance est limitée à sa valeur nominale par un système de réglage de l'angle des pales (pitch control). Au-delà de la vitesse de coupure Ω_{cut_out}, un dispositif de sécurité est activé afin de protéger la structure mécanique de l'éolienne.

3.4.6 Techniques d'extraction du maximum de la puissance

L'équation (3-23) permet d'évaluer la puissance captée par la turbine éolienne, laquelle peut être maximisée par l'ajustement du coefficient de puissance C_P [99]. Ce coefficient dépendant du rapport de vitesse λ. L'exploitation d'une éolienne à vitesse variable apparaît comme une solution appropriée pour l'optimisation de la puissance extraite [97], [100]. Il est ainsi nécessaire de mettre en œuvre des stratégies de commande visant à adapter la vitesse de rotation de la turbine à une valeur de référence optimale Ω_{opt}, indépendamment des variations de la vitesse du vent V, traitée comme une perturbation. En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer}, diminuée des pertes dues aux frottements visqueux P_{ertes}, est convertie en puissance électrique P_{elec}[97].

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R}.V \tag{3-34}$$

$$P_{elec} = P_{aer} - P_{ertes} \tag{3-35}$$

Aussi, la puissance mécanique P_{mec} transmise à l'arbre de la génératrice et associée à l'inertie totale J est définie comme le produit du couple mécanique C_{mec} et de la vitesse mécanique Ω_{mec}[97]. La Figure 3.13 présente le diagramme de conversion de puissance.

$$P_{mec} = C_{mec}.\Omega_{mec} \tag{3-36}$$

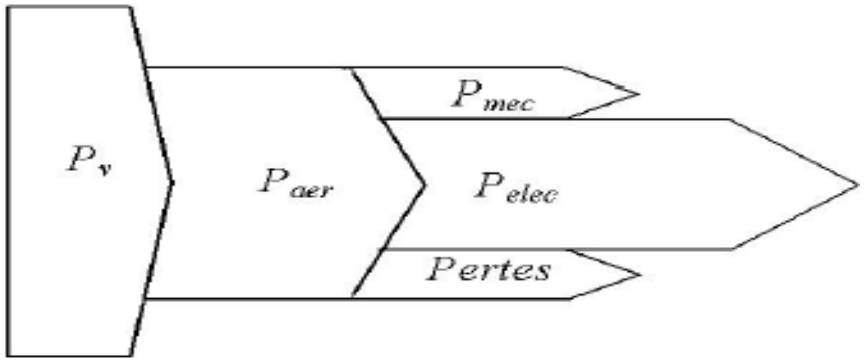


Figure 3.13 Diagramme de conversion de puissance

Alors, réguler la vitesse mécanique Ω_{mec} de la génératrice à travers le contrôle du couple électromagnétique C_{em} et indirectement la puissance électromagnétique convertie a pour but

de maximiser la puissance électrique produite. Ce principe est nommé MPPT, et il en existe deux familles dans les systèmes éoliens à savoir :

- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique, qui est celui retenu dans cette étude du fait qu'il soit abondamment utilisé [97].
- Le contrôle par asservissement mécanique qui est peu recommandé, spécialement pour ses limites en environnement pratique [97].

3.4.6.1 Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse mécanique

Ce mode de commande repose sur l'hypothèse d'une variation lente de la vitesse du vent en régime établi, comparativement aux constantes de temps électriques du système éolien, ce qui permet de considérer le couple d'accélération de la turbine comme négligeable. Dans ces conditions, l'équation dynamique de la turbine se simplifie en une équation statique décrivant son fonctionnement en régime permanent [92].

$$J\frac{\mathrm{d}\Omega}{dt} = \mathrm{C}_{mec} = \mathrm{C}_g - \mathrm{C}_{em} - \mathrm{C}_{vis} = 0 \tag{3-37}$$

En négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($\mathrm{C}_{vis} \approx 0$), on a finalement [92]:

$$\mathrm{C}_g = \mathrm{C}_{em} \tag{3-38}$$

À partir d'une estimation du couple éolien ou aérodynamique $\mathrm{C}_{aer_estimé}$, le couple électromagnétique de référence (réglage) C_{em_ref} est déterminé [92].

$$\mathrm{C}_{em_ref} = \frac{\mathrm{C}_{aer_estimé}}{G} \tag{3-39}$$

Le couple éolien peut être estimé à partir de la vitesse du vent évaluée et de la mesure de la vitesse mécanique, en s'appuyant sur l'équation (3-27).

$$C_{aer_estimé} = C_P.\frac{\rho S}{2}.\frac{1}{\Omega_{turbine_estimé}}.V_{estimé}^{\ 3} \tag{3-40}$$

À partir de la mesure de la vitesse mécanique Ω_{mec}, une estimation de la vitesse de la turbine $\Omega_{turbine_estimé}$ est calculée.

$$\Omega_{turbine_estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \tag{3-41}$$

Une estimation de la valeur de la vitesse du vent s'écrit comme suit :

$$V_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine_estimé}}{\lambda}.R \tag{3-42}$$

En fixant le ratio de vitesse à sa valeur nominale ou optimale λ_{opt}, correspondant à la valeur maximale du coefficient de puissance C_{Pmax} comme illustré dans la Figure 3.10, le maximum de la puissance de la génératrice est extrait. Le couple électromagnétique est alors évalué comme suit :

$$C_{em_ref} = \frac{C_P}{\lambda_{opt}^{\ 3}}.\frac{\rho\pi.R^5}{2}.\frac{\Omega_{mec}^{\ 2}}{G^3} \tag{3-43}$$

Alors, le couple de référence est proportionnel au carré de la vitesse de la génératrice et peut s'écrire comme suit :

$$C_{em_ref} = A\Omega_{mec}^{\ 2} \tag{3-44}$$

$$A = \frac{C_P}{\lambda_{opt}^{\ 3}}.\frac{\rho\pi.R^5}{2}.\frac{1}{G^3} \tag{3-45}$$

À partir de toutes ces équations, le schéma de bloc d'une éolienne intégrant une structure de contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse mécanique est représenté dans la Figure 3.14.

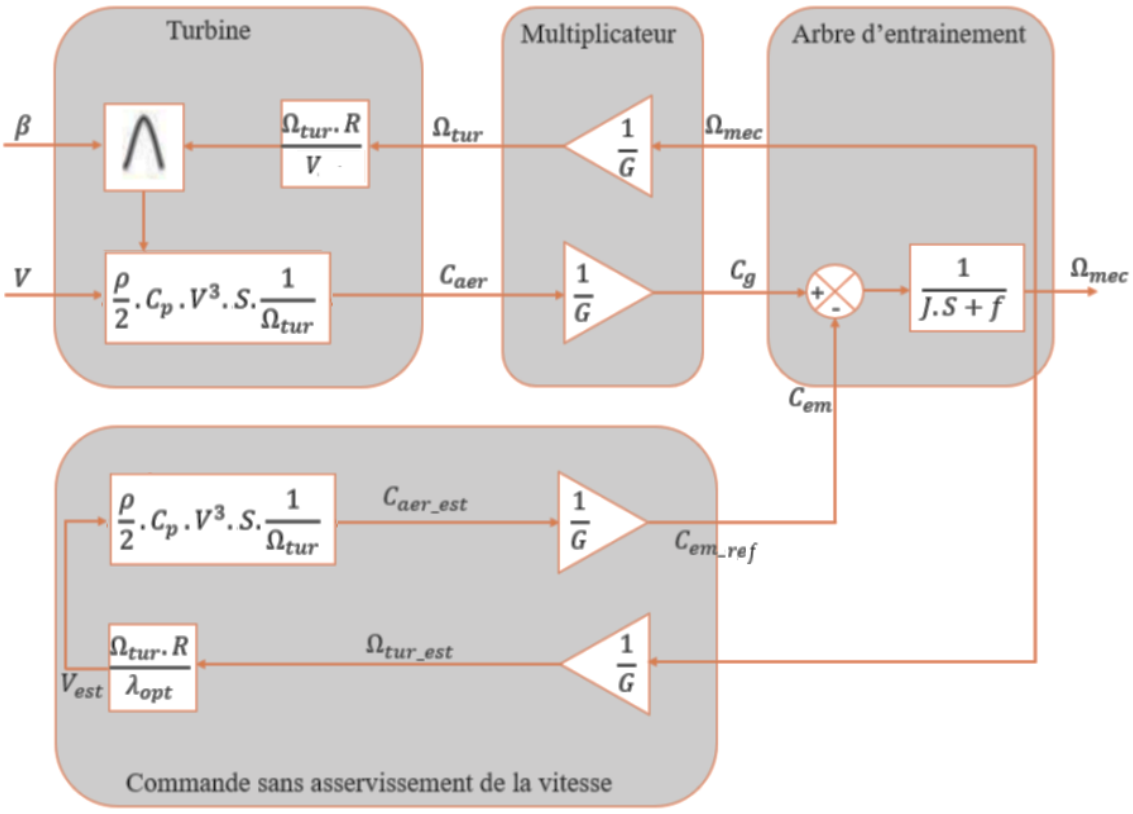


Figure 3.14 Schéma de bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse mécanique [92]

3.4.7 Régulateur de l'angle de calage des pales

Le système d'orientation des pales, ou pitch control, est principalement destiné à la limitation et à la régulation de la puissance produite par l'éolienne. En ajustant l'angle des pales, ce dispositif modifie le coefficient de puissance de la turbine afin de s'adapter aux variations de la vitesse du vent, les pales étant face au vent à basse vitesse, puis, progressivement inclinées pour réduire la puissance captée aux vitesses élevées, jusqu'à la position dite « en drapeau » à la vitesse maximale de coupure ω_{cut_out} [97], [101]. Cette stratégie de régulation permet un contrôle actif et efficace de la puissance sur une large plage de fonctionnement. Elle améliore aussi la production énergétique à fortes vitesses de vent par rapport aux éoliennes à décrochage. Cette stratégie facilite le freinage et réduit les contraintes

mécaniques. La commande du système repose sur la mesure de la puissance électrique produite comme illustré dans la Figure 3.15.

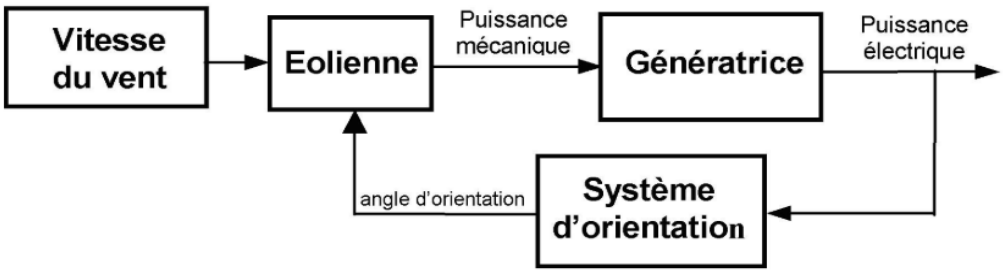


Figure 3.15 Synoptique du système d'orientation des pales

3.4.8 Paramètres de simulation de la turbine

Pour la simulation de la turbine, plusieurs paramètres clés doivent être pris en compte : les paramètres aérodynamiques et mécaniques. Ces paramètres sont répertoriés dans le Tableau 3-2. Des informations supplémentaires ainsi que les modèles Matlab/Simulink de l'éolienne et du multiplicateur sont donnés en 1 de l'**Annexe B**.

Tableau 3-2 Paramètres de simulation de la turbine

Paramètres de la turbine éolienne		
Puissance aérodynamique de la turbine	11000	W
Facteur de puissance	0.9	
Puissance nominale apparente de la turbine	12222	VA
Vitesse nominale du vent	12	m/s
Puissance aérodynamique nominale par unité	1.2	pu
Vitesse nominale de la turbine par unité	1	pu
Paramètres du multiplicateur		
Constante d'inertie de la turbine	4	$kg.m^2$
Vitesse optimale de la turbine	240	rad/sec
Couple résistant dû aux frottements	2	Nm
Coefficient d'amortissement ou de frottement visqueux	1	kg/s

3.5 Modélisation de génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP)

3.5.1 Hypothèses simplificatrices

La génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP) est décrite par un ensemble de paramètres, dont certains présentent un comportement non linéaire, rendant sa modélisation mathématique complexe. Afin de faciliter l'analyse et l'étude de son fonctionnement, la littérature adopte généralement des hypothèses simplificatrices [66], [92], [97]. Celles-ci consistent notamment à considérer des enroulements statoriques connectés en étoile avec neutre isolé, un circuit magnétique non saturé, une répartition sinusoïdale de la force magnétomotrice, ainsi que la négligence des pertes magnétiques, des effets thermiques et des irrégularités de l'entrefer. Par ailleurs, la machine synchrone est constituée d'un enroulement statorique triphasé, tandis que l'excitation rotorique est assurée par des aimants permanents supposés rigides et de perméabilité proche de celle de l'air.

3.5.2 Équations électriques de la GSAP

Les enroulements statoriques de la machine synchrone étudiée sont connectés en étoile avec neutre isolé, ce qui impose une somme instantanée nulle des courants statoriques et élimine toute composante homopolaire. En conséquence, les éventuelles composantes homopolaires de flux ou de tension n'influencent pas le couple électromagnétique, permettant ainsi de décrire le comportement de la machine à l'aide de deux variables indépendantes. Le modèle de la GSAP qui sera développé dans cette étude est basé sur la Figure 3.16.

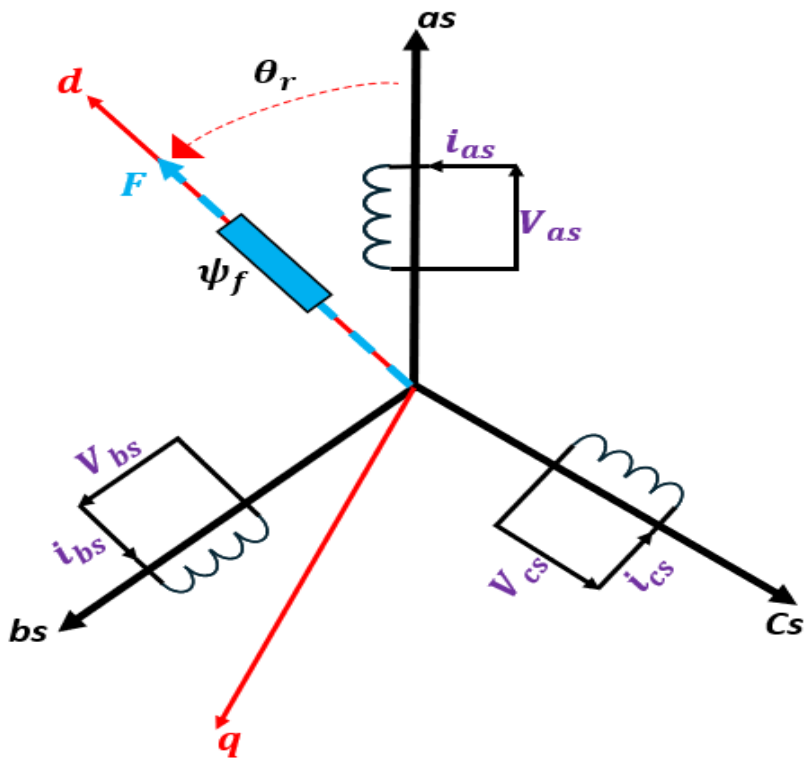


Figure 3.16 Schéma représentatif de la GSAP à modéliser

Les équations électriques de la GSAP peuvent donc s'écrire comme suit [66]:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \tag{3-46}$$

Avec,

- $[V_a \quad V_b \quad V_c]$ le vecteur des tensions statoriques;
- $[i_a \quad i_b \quad i_c]$ est le vecteur des courants statoriques;
- $[\psi_a \quad \psi_b \quad \psi_c]$ est le vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques;
- R_s est la résistance d'une phase statorique.

3.5.3 Passage au repère de Park

Afin de simplifier la modélisation dynamique de la machine, la transformation de Park est employée. Cette transformation permet de convertir le système triphasé statorique (a, b, c) en un repère orthogonal (d, q) lié au rotor, réduisant ainsi la représentation de trois enroulements fixes déphasés de $^{2\pi}/_{3}$ à deux enroulements équivalents déphasés de $^{\pi}/_{2}$ comme illustré dans la Figure 3.17.

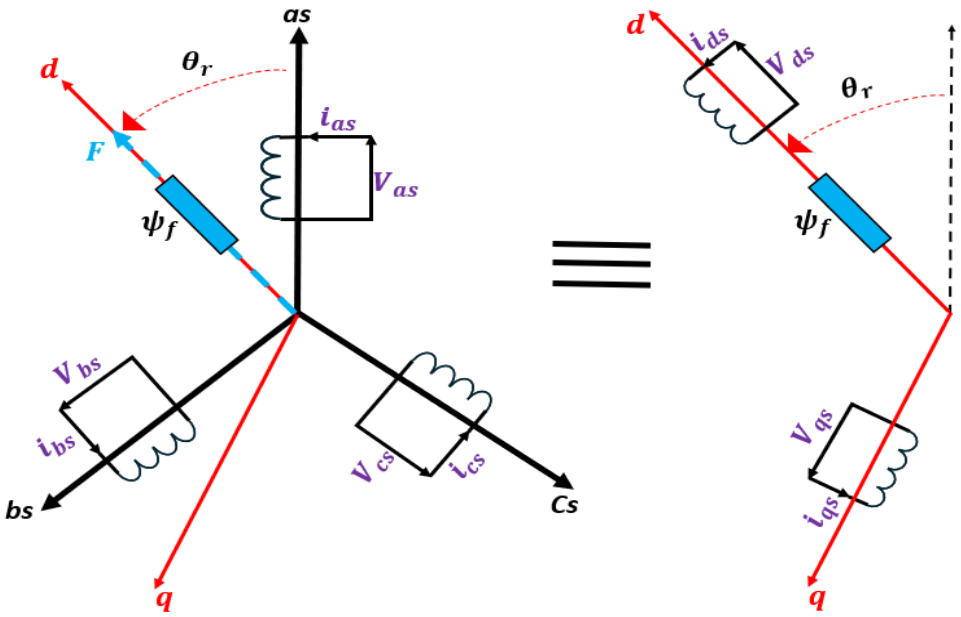


Figure 3.17 Transformation triphasée-diphasée

La transformation triphasée-diphasée encore appelée la transformation de Park dans le repère orthogonal (d, q) est donnée par la matrice suivante [66] :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ sin\theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3\text{-}47)$$

Où, $P(\theta)$ définit le passage du repère (a, b, c) vers $(d, q, 0)$.

La transformation inverse de Park nous permet de revenir au repère triphasé $(\mathrm{a}, \mathrm{b}, \mathrm{c})$ et sa matrice est donnée comme suit [66]:

$$P(\theta)^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} cos\theta & sin\theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \tag{3-48}$$

Où, $P(\theta)^{-1}$ définit le passage du repère $(\mathrm{d}, \mathrm{q}, 0)$ vers $(\mathrm{a}, \mathrm{b}, \mathrm{c})$

Les matrices des équations des tensions, des courants et des flux sont données comme suit [66]:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{3-49}$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{3-50}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \tag{3-51}$$

Avec,

- V_d, V_q sont les composantes directes et en quadrature de tension;
- i_d, i_q sont les composantes directes et en quadrature de courant;
- ψ_d, ψ_q sont les composantes directes et en quadrature du flux.

En appliquant la transformation de Park sur l'équation matricielle (3-47) de la GSAP, celle-ci devient [66]:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \mathrm{R}_s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + \theta P \left(\frac{\pi}{2}\right) \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \tag{3-52}$$

Les équations électriques de GSAP dans le repère de Park peuvent s'écrire comme suit [66]:

$$\begin{cases} V_d = \mathrm{R}_s i_d + L_d \frac{d}{dt} i_d - \omega L_q i_q \\ V_q = \mathrm{R}_s i_q + L_q \frac{d}{dt} i_q + \omega L_d i_d + \omega \psi_f \end{cases} \quad (3\text{-}53)$$

Où,

- L_d, L_q sont les inductances directes et en quadrature, et elles sont supposées indépendantes de θ.
- ψ_f est le flux des aimants.

3.5.4 Équations magnétiques

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs, ψ_d et ψ_q sont des fonctions linéaires exprimées en fonctions des courants i_d et i_q [66].

$$\begin{cases} \psi_d = L_d i_d + \psi_f \\ \psi_q = L_q i_q \end{cases} \quad (3\text{-}54)$$

3.5.5 Équations mécaniques

L'équation de mouvement du système est donnée par [92]:

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{1}{J}(C_m - C_{em} - f\Omega) \quad (3\text{-}55)$$

Où,

- C_m est le couple moteur appliqué sur la génératrice;
- C_{em} est le couple électromagnétique de la génératrice;
- $f\Omega$ es le couple de frottement;

- J est moment d'inertie total de la machine;
- f est le coefficient de frottement visqueux.

Le couple électromagnétique C_{em} est la dérivée partielle du stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [92].

$$C_{em} = \frac{dW_e}{d\theta_{geo}} \tag{3-56}$$

Où,

- W_e est l'énergie emmagasinée dans le circuit magnétique;
- θ_{geo} est l'écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator);

3.5.6 Équations électromagnétiques

Dans un système triphasé équilibré $(\mathrm{a}, \mathrm{b}, \mathrm{c})$, l'équation de la puissance absorbée peut être écrite comme suit [66]:

$$P_a = V_a i_a + V_b i_b + V_c i_c \tag{3-57}$$

Dans le repère de Park, l'équation (3-57) devient [66]:

$$P_a = \frac{3}{2}(V_d i_d + V_q i_q) \tag{3-58}$$

En remplaçant la tension directe et en quadrature par ces expressions, on aura [92]:

$$P_a = \frac{3}{2}\left[R_s\left(i_d^2 + i_q^2\right) + \left(L_d i_d \frac{di_d}{dt} + L_q i_q \frac{di_q}{dt}\right) + \omega\left(\left(L_d - L_q\right) i_d i_q + \psi_f i_q\right)\right] \tag{3-59}$$

Cette équation peut s'écrire sous la forme [66]:

$$P_a = P_{em} + P_j + P_{mag} \tag{3-60}$$

Avec,

- P_{em} est la puissance électromagnétique et son expression est $\frac{3}{2}\left[\omega\left(L_d - L_q\right)i_d i_q + \psi_f i_q\right]$;
- P_j est la puissance dissipée en pertes joule dans les enroulements du stator et son expression est $\frac{3}{2}\left[R_s\left(i_d^2 + i_q^2\right)\right]$;
- P_{mag} est la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator et son expression est $\frac{3}{2}\left[L_d i_d \frac{di_d}{dt} + L_q i_q \frac{di_q}{dt}\right]$;

Sachant que : $P\Omega = \omega$ et $P_{em} = C_{em}\Omega$.

$$C_{em} = \frac{3}{2}P\left(\psi_d i_q - \psi_q i_d\right) \tag{3-61}$$

En remplaçant ψ_d et ψ_q par ces expressions, on obtient

$$C_{em} = \frac{3}{2}P\left[\left(L_d - L_q\right)i_d i_q + i_q \psi_f\right] \tag{3-62}$$

3.5.7 Paramètres de simulation de la GSAP

Les paramètres électriques pour la simulation de la génératrice asynchrone à aimant permanant sont donnés dans le Tableau 3-3. Des informations supplémentaires ainsi que le modèle Matlab/Simulink sont donnés en 3 de l'**Annexe B**.

Tableau 3-3 Paramètres électriques de la GSAP

Paramètres de la génératrice synchrone à aimants permanents		
Type de rotor de la machine synchrone	Circulaire / rond	
Modèle prédéfini	08 : 24Nm 300Vdc 2300RPM -41.4Nm	
Résistance de chaque phase du stator	0.0918	ohms
Inductance de l'armature	0.000975	H
Flux de liaison entre les aimants	0.1688	Wb
Nombre de pair de pôles	4	Paires de pôles

3.6 Modélisation du redresseur

Un redresseur triphasé à diodes connecté à la sortie de la génératrice, qui l'alimente en alternatif est utilisé dans le but de produire des paramètres continus comme illustré dans la Figure 3.18. Les courants de ligne i_a, i_b et i_c se relaient pour reproduire le courant continu i_{dc}, chaque diode conduisant pendant un tiers de la période. En supposant une impédance de source négligeable, le courant atteint instantanément sa valeur continue lors de la conduction.

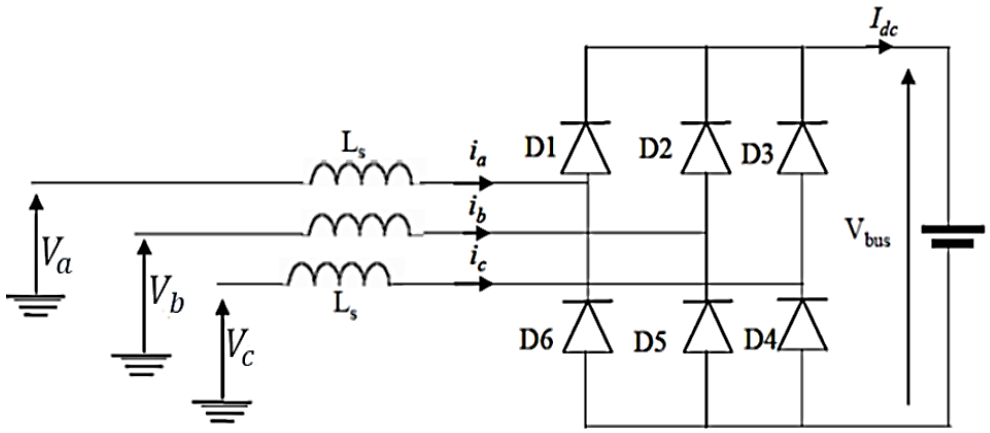


Figure 3.18 Redresseur triphasé à diodes [92]

Le schéma équivalent lors d'une séquence d'activation dans la phase a et phase b est représenté dans la Figure 3.19.

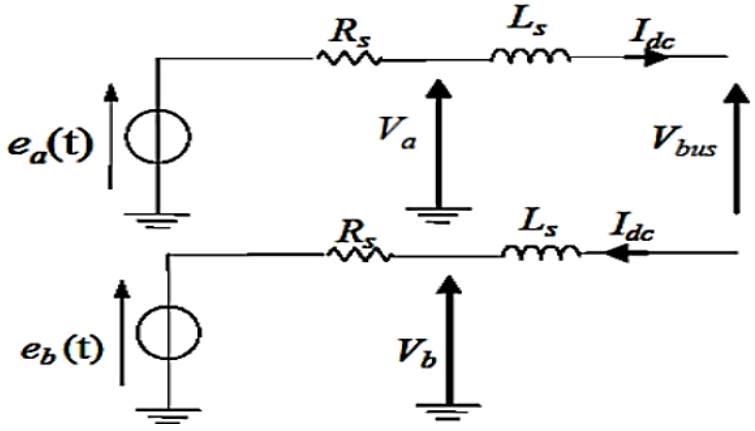


Figure 3.19 Schéma équivalent d'une séquence en conduction normale [92]

À partir de cette Figure 3.19, la loi des nœuds et des mailles, l'équation suivante peut être déduite :

$$\frac{dI_{dc}}{dt} = \frac{1}{2L_s}(V_a - V_b - V_{bus}) \tag{3-63}$$

3.7 Modèle mathématique du convertisseur DC-DC survolteur (Boost)

Le modèle mathématique du convertisseur DC-DC survolteur côté éolienne est similaire au modèle détaillé à la section 3.3.2. Les paramètres électriques de ce dernier sont évalués et présentés en 4 de l'**Annexe B**. Pour la commande MPPT utilisée, la logique reste la même que celle utilisée pour le convertisseur DC-DC survolteur côté photovoltaïque. Cependant, le rapport cyclique obtenu diffère et sa valeur est donnée en 4 de l'**Annexe B**.

3.8 Modélisation de la batterie de stockage

Dans le cadre de cette étude, des batteries au lithium ont été retenues en raison de leur capacité à améliorer la stabilité transitoire du système face aux variations de la charge et des sources. Aussi, d'assurer un soutien énergétique de grande capacité. Une batterie au lithium est un dispositif de stockage électrique reposant sur des réactions chimiques réversibles permettant l'accumulation et la restitution de l'énergie. Les équations régissant les processus de charge et de décharge sont présentées ci-après [85], [102], [103] :

- Équation générique d'une batterie est :

$$V_{bat} = E - R.i \tag{3-64}$$

- En mode décharge

$$E = E_0 - K\frac{Q}{Q-it}.it - K\frac{Q}{Q-it}.i^* + \mathrm{A}exp(t) \tag{3-65}$$

- En mode charge

$$E = E_0 - K\frac{Q}{Q-it}.it - K\frac{Q}{it-0.1Q}.i^* + \mathrm{A}exp(t) \quad (3\text{-}66)$$

Avec,

- V_{bat} la tension de sortie de la batterie (V);
- R la résistance interne de la batterie (Ω);
- E_0 la tension à vide de la batterie (V);
- i le courant de charge et décharge de la batterie (A);
- Q la capacité de la batterie (Ah);
- K la tension de polarisation ($V\ ou\ Ah$);
- $it = \int idt$ la charge actuelle de la batterie (Ah);
- A la constante de capacité inverse de la zone exponentielle $(Ah)^{-1}$;
- i^* le courant filtré (A);

L'état de charge (*State of Charge*, SOC) est défini comme la capacité disponible restante dans la batterie, exprimée en pourcentage de sa capacité nominale. Le SOC est défini comme suit [85].

$$SOC = 100\left(1 - \frac{\int idt}{Q}\right)\% \quad (3\text{-}67)$$

Les hypothèses suivantes sont retenues pour l'élaboration du modèle. La résistance interne est supposée constante au cours des cycles de charge et de décharge et indépendante de l'amplitude du courant. Les paramètres du modèle sont déduits des caractéristiques de décharge et sont supposés identiques en phase de charge. La capacité de la batterie est

supposée indépendante de l'amplitude du courant, la température n'influence pas le comportement du modèle et aucun effet mémoire n'est pris en compte.

3.8.1 Dimensionnement d'une batterie

Le dimensionnement d'un système de stockage consiste à déterminer une capacité adaptée aux critères de performance visés, en tenant compte de la production énergétique et des prévisions disponibles. Dans les systèmes solaires, éoliens ou hybrides, les batteries utilisées sont des batteries à décharge lente, spécifiquement conçues pour supporter des décharges progressives et répétées, contrairement aux batteries automobiles [104]. La capacité des batteries solaires est généralement exprimée en ampères-heures (Ah). Elle dépend de plusieurs paramètres, notamment l'énergie journalière demandée, le rendement, la tension nominale, la profondeur de décharge admissible et l'autonomie requise. En négligeant les pertes, l'expression de la capacité de la batterie peut s'écrire comme suit [104]:

$$Q = \frac{E_{jr}.T}{U_{acc}.\eta.DOD} \tag{3-68}$$

Le montage des batteries peut se faire en série ou en parallèle dans le but d'augmenter respectivement la tension ou la capacité.

$$N_{bs} = \frac{U_u}{U_{nom}} \tag{3-69}$$

$$N_{bp} = \frac{Q_{tot}}{Q_u} \tag{3-70}$$

Où

- E_{jr} est l'énergie consommée par jour;
- T est l'autonomie de la batterie;
- U_{nom} est la tension nominale de la batterie;

- η est le rendement de la batterie;
- DOD est la profondeur de décharge de la batterie;
- N_{bs} est le nombre de batteries en série;
- N_{bp} est le nombre de batteries en parallèle;
- U_u est la tension d'utilisation;
- U_{bat} est la tension de la batterie;
- Q_{tot} est la capacité totale de la batterie;
- Q_u est la capacité utile d'une batterie.

Afin de préserver l'intégrité et la durée de vie des batteries, un contrôleur de batterie, également appelé régulateur de tension, est généralement intégré au système de stockage. Ce dispositif assure la protection contre les décharges profondes et les surcharges en imposant des seuils de tension appropriés. Par ailleurs, l'utilisation optimale des batteries nécessite la prise en compte de plusieurs règles, notamment la vérification des caractéristiques de cyclage fournies par le fabricant, le choix d'une tension de stockage adaptée aux besoins énergétiques afin de limiter les pertes, ainsi que le mode d'association des batteries en série ou en parallèle selon les exigences de tension ou de capacité. Enfin, la capacité effective d'une batterie dépend du régime de décharge. Une décharge plus rapide entraîne une diminution de la capacité réellement disponible. Les différents montages possibles sont illustrés dans la Figure 3.20.

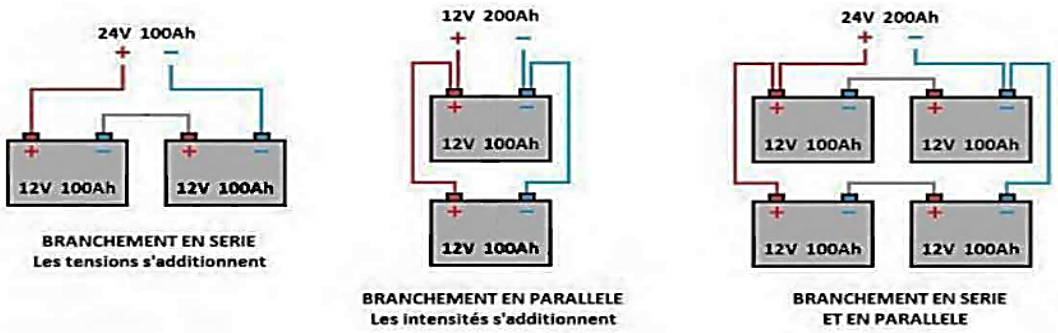


Figure 3.20 Montages possibles des batteries [104]

3.8.2 Modélisation du convertisseur bidirectionnel DC-DC (Buck-boost Converter)

L'objectif principal du convertisseur associé à la batterie est d'assurer le maintien d'une tension stable sur le bus continu commun lors de la charge et la décharge de la batterie et indépendamment des variations des sources et la charge. En mode charge ($V_{\mathrm{dc}} > V_{\mathrm{dcref}}$), le convertisseur fonctionne en configuration abaisseuse (Buck) par l'activation de l'interrupteur Q_1, tandis qu'en mode décharge ($V_{\mathrm{dc}} < V_{\mathrm{dcref}}$), l'activation de l'interrupteur Q_2 permet un fonctionnement en configuration élévatrice (Boost). Ainsi, les interrupteurs Q_1 et Q_2 sont commandés de manière complémentaire.

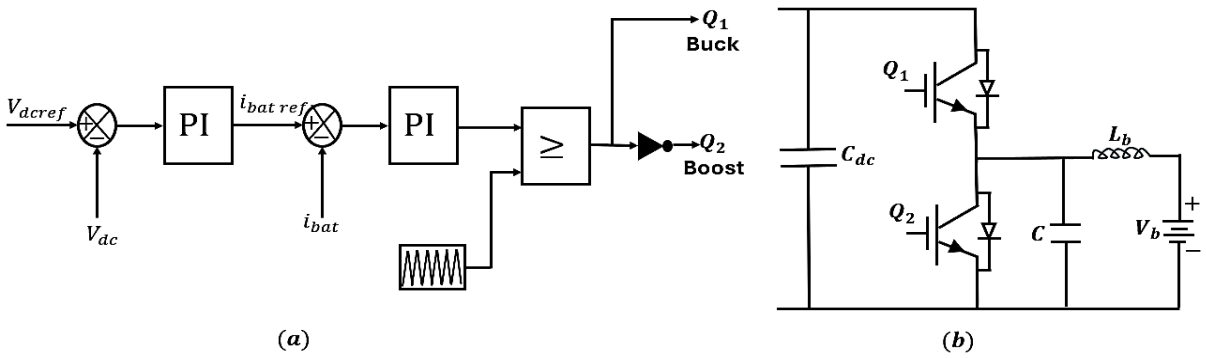


Figure 3.21 (a) Commande du convertisseur; (b) Convertisseur bidirectionnel DC-DC pour la batterie [102]

Le schéma de commande de la batterie repose sur deux boucles de régulation comme illustre la Figure 3.21 : une boucle interne de courant, chargée de contrôler le courant de la

batterie et de compenser les variations de paramètres, et une boucle externe de tension, destinée à réguler la tension du bus continu.

La valeur de l'inductance est un paramètre déterminant pour le fonctionnement du convertisseur bidirectionnel DC–DC en mode de conduction. Ce mode dépend des tensions et courants d'entrée et de sortie, de la fréquence de découpage, ainsi que de la valeur de l'inductance, laquelle doit être choisie de manière appropriée pour garantir un fonctionnement stable du convertisseur. Elle s'exprime comme suit [85]:

$$L_b = \frac{V_b(V_{dc}-V_b)}{i_b f_s V_{dc}} \tag{3-71}$$

Avec, f_s la fréquence de découpage en hertz (Hz).

3.8.3 Paramètres de simulation du sous-système de stockage

Les paramètres électriques du sous-système de stockage considérés en simulation sont illustrés dans le Tableau 3-4. Des informations supplémentaires ainsi que le modèle MATLAB/Simulink du sous-système de stockage sont donnés en **Annexe C**.

Tableau 3-4 Paramètres du sous-système de stockage

Paramètres de la batterie de stockage		
Type de batterie	Lithium-Ion	
Capacité maximale	68.75	Ah
Tension nominale	220	V
Courant de décharge nominale	29.8913	A
Résistance interne	0.046545	ohms
État de charge initial (SOC)	75	%
Profondeur de décharge admissible (DOD)	50	%
Paramètres du convertisseur bidirectionnel DC-DC		
Fréquence de découpe / de commutation	10000	Hz
Condensateurs de filtrage	*2.8519e-4*	F
Résistance interne du condensateur	*1e-6*	ohms
Inductance de lissage	0.0217	H

3.9 Modélisation de l'onduleur triphasé

L'onduleur triphasé utilisé assure la conversion de l'énergie continue issue du bus DC en énergie alternative. Les tensions de sortie V_{aN}, V_{bN} et V_{cN}, peuvent être exprimées soit par rapport à la borne négative du bus continu, soit par rapport à un point neutre flottant n associé à une charge équilibrée en étoile. La Figure 3.22 illustre le schéma électrique d'un onduleur triphasé.

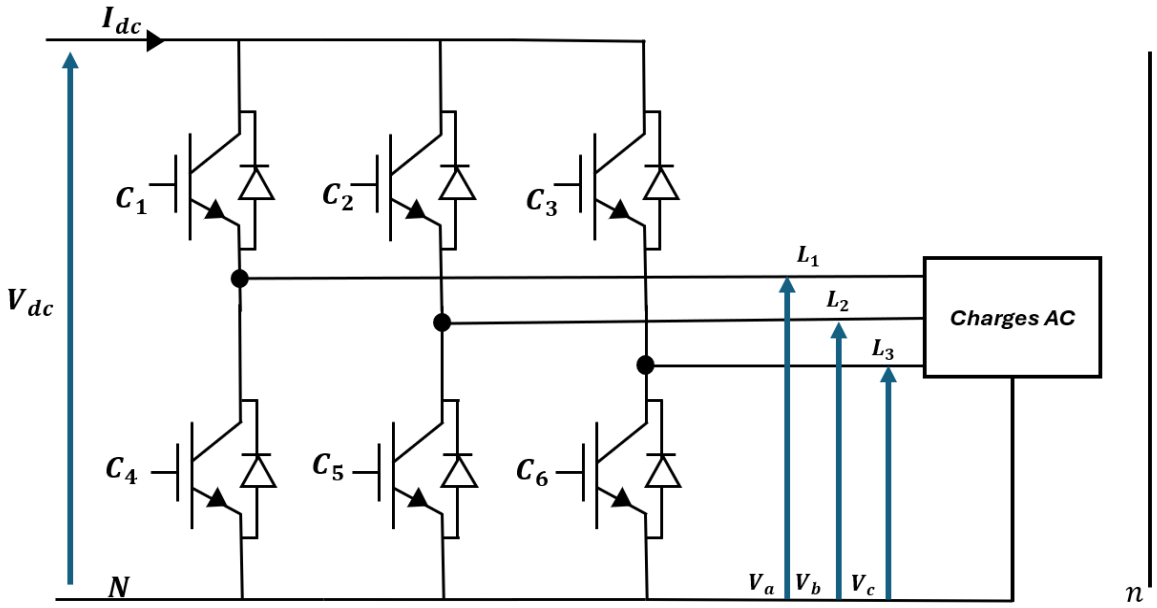


Figure 3.22 Schéma électrique d'un onduleur triphasé [92], [104]

Les tensions composées V_{ab}, V_{bc} et V_{ca} sont déduites des tensions de phases V_{aN}, V_{bN} et V_{cN} à la sortie de l'onduleur. Toutefois, le fonctionnement de l'onduleur repose sur des interrupteurs commandés de manière complémentaire au sein de chaque bras. Ceci permet l'expression des tensions de phases à sortie de l'onduleur en fonction de la tension du bus continu comme suit [92], [104].

$$\begin{cases} V_{aN} = C_1 V_{dc} \\ V_{bN} = C_2 V_{dc} \\ V_{cN} = C_3 V_{dc} \end{cases} \quad (3\text{-}72)$$

Où C_1, C_2 et C_3 représentent les états des interrupteurs des phases a, b, et c respectivement.

Les tensions composées sont :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{aN} + V_{Nb} = V_{aN} - V_{bN} = (C_1 - C_2)V_{dc} \\ V_{bc} = V_{bN} + V_{Nc} = V_{bN} - V_{cN} = (C_2 - C_3)V_{dc} \\ V_{ca} = V_{cN} + V_{Na} = V_{cN} - V_{aN} = (C_3 - C_1)V_{dc} \end{cases} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix}$$

(3-73)

Les tensions de phases à la sortie de l'onduleur sont :

$$\begin{cases} V_{aN} = \frac{2}{3}V_{aN} - \frac{1}{3}(V_{bN} + V_{cN}) \\ V_{bN} = \frac{2}{3}V_{bN} - \frac{1}{3}(V_{aN} + V_{cN}) \\ V_{cN} = \frac{2}{3}V_{cN} - \frac{1}{3}(V_{aN} + V_{bN}) \end{cases} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix} \quad (3\text{-}74)$$

3.10 Modélisation du filtre LC

Plusieurs méthodes de conception du filtre LC sont proposées dans la littérature [101], reposant généralement sur le critère de minimisation de la puissance réactive. La détermination des paramètres du filtre s'appuie sur des considérations telles que l'ondulation du courant de sortie, la fréquence de résonance, la chute de tension induite par l'inductance et le facteur de puissance du système. Par ailleurs, une capacité plus élevée améliore l'efficacité du filtrage. Ces paramètres peuvent s'exprimer comme suit :

$$C_{max} = \frac{0.05P_{nom}}{3\times 2\pi f V_{nom}^2} \quad (3\text{-}75)$$

$$L_{max} = \frac{3V_{nom}^2}{10\times 2\pi f P_{nom}} \quad (3\text{-}76)$$

Avec,

- C_{max} est la capacité maximale du condensateur de filtrage;
- L_{max} est l'inductance maximale de filtrage;

- P_{nom} est la puissance nominale;
- V_{nom} est la tension nominale entre phases de l'onduleur;
- f est la fréquence de fondamentale

Le filtre doit permettre de réduire l'ondulation du courant, ce qui justifie le choix de la valeur de l'inductance en fonction du niveau d'ondulation du courant généré par l'onduleur. La valeur de l'inductance minimale peut s'écrire comme suit [101]:

$$L_{min} = \frac{2V_{dc}}{3f_{sw}\Delta i_{max}}(1-m)m \tag{3-77}$$

Où m est l'indice de modulation conduisant à une ondulation maximale du courant; V_{dc} la tension du bus dc et f_{sw} la fréquence de commutation.

Avec une ondulation de courant Δi_{max} admissible de dix pourcents du courant maximum de l'onduleur.

$$\Delta i_{max} = 10\%.\frac{P_{nom}}{3V_{nom}} \tag{3-78}$$

Les valeurs de ces paramètres sont calculées et présentées en **Annexe D**.

3.11 Commande de l'onduleur triphasé

La stratégie de commande de l'onduleur triphasé proposée dans cette étude est basée sur la transformation de Park (abc/dq) et l'utilisation de régulateurs proportionnel-intégral (PI) en cascade comme illustré dans la Figure 3.23. Cette approche s'inscrit dans le cadre d'une commande vectorielle classique permettent de contrôler indépendamment les composantes directe (d) et en quadrature (q) des grandeurs électriques.

Le principe repose sur la régulation de la tension de sortie à travers une boucle externe de tension, qui génère les références de courant I_{d_ref} et I_{q_ref}. Ces références sont ensuite

suivies par une boucle interne de courant, assurant un contrôle rapide et précis des courants injectés par l'onduleur. La transformation dans le repère tournant synchronisé (dq), obtenue via l'angle ωt, permet de simplifer la commande en transformant des grandeurs triphasées sinusoïdales en grandeurs continues, facilitant ainsi l'utilisation des régulateurs PI. Le signal de commande est ensuite généré par modulation de largeur d'impulsion (PWM) afin de piloter les interrupteurs de l'onduleur. L'implémentation de cette stratégie de commande sur Matlab/Simulink est présentée en **Annexe E**. Les paramètres K_P et K_I des régulateurs de la boucle interne (Courant) et la boucle externe (Tension) sont également déterminés au point 1 de cette annexe.

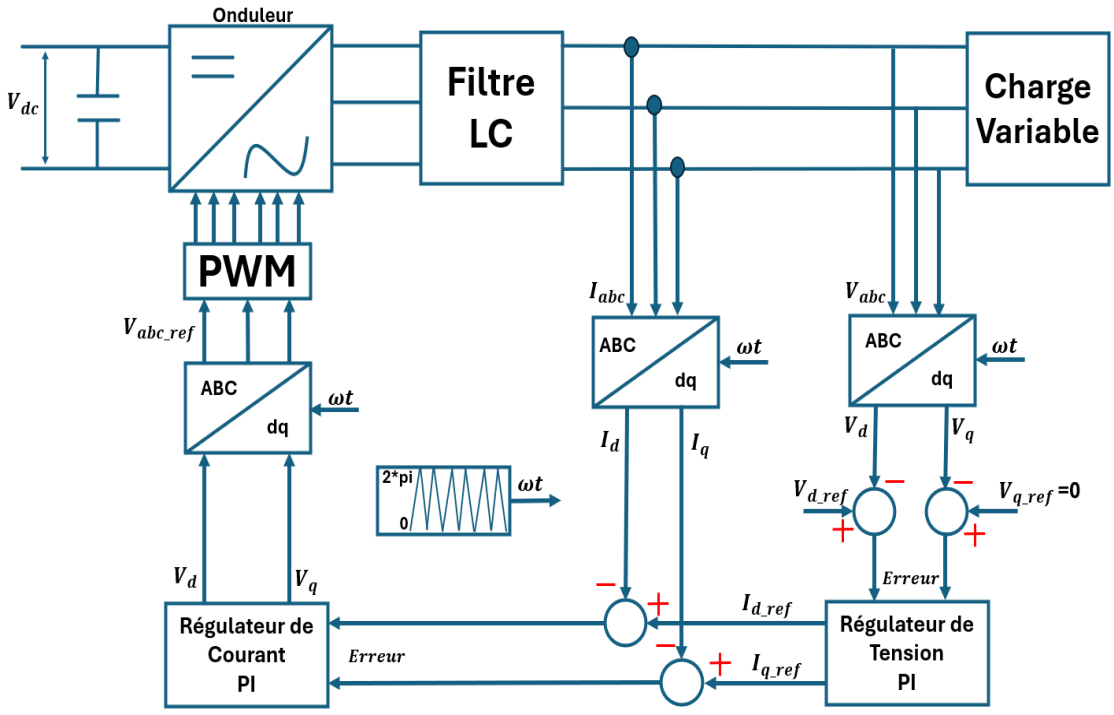


Figure 3.23 Stratégie de commande de l'onduleur

Cette stratégie présente l'avantage d'assurer une bonne régulation de la tension et du courant en régime équilibré, avec une dynamique satisfaisante et une bonne stabilité du système. Toutefois, elle repose implicitement sur l'hypothèse d'un système triphasé

parfaitement équilibré. En effet, la transformation de Park utilisée dans cette approche suppose que les trois phases sont symétriques et que les composantes homopolaires sont nulles.

3.12 Conclusion

Ce chapitre a présenté la modélisation détaillée des différents sous-systèmes d'une chaîne de conversion hybride. Il inclut le générateur photovoltaïque, le système éolien équipé d'une génératrice synchrone à aimants permanents, le dispositif de stockage par batteries ainsi que les convertisseurs associés. Les sous-modèles développés, reposent sur des hypothèses simplificatrices judicieuses, permettant une description précise du comportement dynamique et statique du système intégré autour d'un bus continu commun. L'étude des stratégies de contrôle, telles que le MPPT et la régulation du bus DC, met en lumière la synergie des sources d'énergie renouvelables et souligne le rôle stabilisateur joué par le stockage. Cette modélisation représente donc une base solide pour la mise en œuvre de la stratégie de gestion énergétique du système hybride, qui sera abordée dans le chapitre suivant.

Chapitre 4 - Mise en œuvre de la stratégie de gestion, simulation et l'analyse des résultats

4.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la mise en œuvre et l'évaluation de la stratégie de gestion énergétique du système hybride proposé. Après la phase de modélisation des différents sous-systèmes, il s'agit ici d'analyser le comportement global du système à travers des simulations représentatives de conditions réelle de fonctionnement.

L'objectif principal est d'assurer une gestion optimale des flux de puissance entre les sources photovoltaïque et éolienne, ainsi que le système de stockage, tout en maintenant la stabilité du bus continu et en garantissant l'alimentation de la charge. La stratégie proposée intègre notamment les algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) et les mécanismes de régulation nécessaires au bon fonctionnement de l'ensemble.

Dans un premier temps, l'implémentation de la stratégie de gestion sous l'environnement de simulation est présentée. Ensuite, différents scénarios sont simulés afin d'évaluer les performances du système face aux variations des conditions environnementales et de la charge. Enfin, une analyse des résultats obtenus est menée afin de valider l'efficacité de la stratégie proposée et d'en dégager les limites éventuelles.

4.2 Synoptique globale du système hybride autonome proposée

La Figure 4.1 illustre l'architecture synoptique complète du système hybride autonome en étude qui associe : une source photovoltaïque, une éolienne et un système de stockage par batteries, interconnectés via un bus commun. Cette structure met en évidence une stratégie de gestion énergétique hiérarchisée visant à optimiser l'exploitation des ressources renouvelables tout en assurant la stabilité du système et une grande flexibilité dans la gestion des flux de puissance [10].

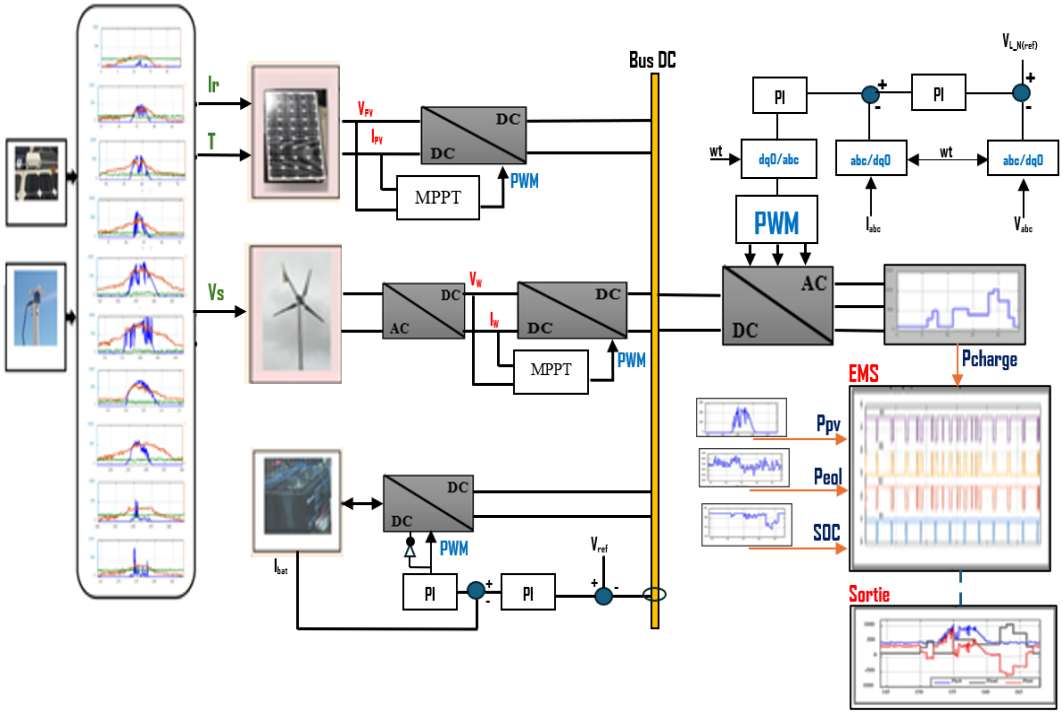


Figure 4.1 Synoptique de la stratégie de gestion intégrée au système hybride

Le système est organisé autour du bus DC central, qui constitue le point de couplage des différentes sources et de la charge. Chaque source renouvelable est équipée de son propre contrôleur MPPT, permettant d'extraire en temps réel la puissance maximale disponible. Ainsi, les deux sources fonctionnent de manière autonome tout en injectant leur puissance au

point de couplage commun. Le convertisseur bidirectionnel permet à travers la batterie, une gestion dynamique des flux d'énergie, garantissant l'équilibre instantané entre la production et la consommation. L'onduleur DC-AC assure l'alimentation de la charge variable dans notre cas à partir du bus continu. Sa commande repose sur une structure de transformation dq0/abc, intégrant des régulateurs PI en cascade permettant précisément la régulation des tensions et courants fournis à la charge. Le bloc du système de gestion énergétique (EMS) constitue le niveau décisionnel de la stratégie. Il assure la coordination entre les différentes sources d'énergie renouvelable, le système de stockage et la charge en s'appuyant principalement sur des variables telles que les puissances instantanées de la charge, du champ photovoltaïque, de l'éolienne et le niveau de charge de la batterie (SOC).

4.3 Description de la stratégie de gestion

La stratégie de gestion d'énergie proposée repose sur une logique de gestion conditionnelle hiérarchisée basée sur des règles prédéfinies. Les décisions de charge ou de décharge de la batterie sont prises en fonction des seuils du SOC et de l'équilibre instantané entre la production et la consommation. Pour cela, nous avons prédéfini les seuils minimum et maximum de la batterie comme étant respectivement 50% et 100% pourcents. Puis, l'équilibre instantané des puissance produites et celles consommées est possible grâce aux calculs de la puissance produite P_{prod} des deux sources et l'excédent de cette puissance $P_{excè}$ dans les équations suivantes.

$$P_{prod} = P_{pv} + P_{éol} \tag{4-1}$$

$$P_{excè} = P_{prod} - P_{chrg} \tag{4-2}$$

Cet excédent de puissance est dédié à la charge de la batterie de stockage pour être utilisée au besoin et principalement lors du déficit de production par rapport au besoin au niveau de la charge.

Notons que, chaque sous-système de production énergétique est dimensionné pour délivrer soit seul ou avec la batterie les besoins énergétiques de la charge lorsque les conditions météorologiques le permettent. Étant donné que le modèle est proposé pour une charge variable dont la puissance crête est de dix kilowatts et que chaque source a une nature intermittente, les différents modes de fonctionnement sont décrits comme suit :

- Mode 1 :

Dans ce mode nous observons un déficit critique au niveau de la puissance produite $P_{prod} < P_{chrg}$ (la puissance de la charge est très grande que celle produite) avec une batterie à son état de charge minimum, alors, $SOC \leq SOC_{min} = 50\%$. Ceci entraine une activation du délestage et une protection de la batterie contre une décharge profonde. Ceci a un impact direct sur la continuité de service. Bien que ce mode soit peu envisageable, il n'en demeure pas moins plausible d'où la nécessité de le prévoir.

- Mode 2 :

Ce mode est presque similaire au mode 1 en ce sens que la puissance produite reste critique ou presque inexistante d'où $P_{prod} < P_{chrg}$, mais le niveau de charge de la batterie est supérieur à la valeur minimale fixée à savoir $SOC > SOC_{min}$. Dans ces conditions, les besoins énergétiques au niveau de la charge sont assurés exclusivement par l'énergie dérivée de la batterie. Par ailleurs, une action répétée de ce mode peut provoquer un vieillissement de la batterie.

- Mode 3 :

Ce mode matérialise l'équilibre parfait entre l'énergie produite et celle consommée. C'est le mode idéal mais il reste rare en pratique. Ici, la puissance produite P_{prod} est sensiblement égale à la puissance demandée par la charge P_{chrg}. Ceci implique une puissance excédante presque nulle $P_{excè} \approx 0$. Ce mode est sensible aux fluctuations d'où la nécessité d'un filtre.

- Mode 4 :

Dans ce mode, le sous-système éolien est désactivé lorsque les deux conditions suivantes sont établies : La puissance produite du champ photovoltaïque est telle qu'elle peut à elle seule alimenter la charge ($P_{pv} \geq P_{chrg}$) et que la batterie soit totalement pleine ($SOC = SOC_{max}$). Rappelons que ceci émane du fait que chaque sous-système de la production énergétique a la capacité pour satisfaire la demande soit seul ou couplé à la batterie si les conditions météorologiques permettent.

- Mode 5 :

Ici, le mode est presque sous les mêmes conditions que celles décrites dans le mode 4. La différence réside dans le fait que la puissance produite du champ photovoltaïque alimente adéquatement la charge et l'excédent est suffisant pour saturer la batterie. Alors, nous avons : $P_{pv} > P_{chrg}$ et $SOC_{min} \leq SOC < SOC_{max}$.

- Mode 6 :

Dans ce mode, le sous-système photovoltaïque est désactivé lorsque les deux conditions suivantes sont établies : la puissance produite de l'éolienne est telle qu'elle peut à elle seule alimenter la charge ($P_{éol} \geq P_{chrg}$) et que la batterie soit totalement pleine ($SOC = SOC_{max}$).

- Mode 7 :

Ici, le mode est presque sous les mêmes conditions que celles décrites dans le mode 6. La différence réside dans le fait que la puissance produite de l'éolienne alimente adéquatement la charge et l'excédent est suffisante pour saturer la batterie. Alors, nous avons : $P_{éol} > P_{chrg}$ et $SOC_{min} \leq SOC < SOC_{max}$.

- Mode 8 :

Sous ce mode, bien que la production au niveau des sources renouvelables soit déficitaire $P_{prod} < P_{chrg}$, et que le niveau de charge de la batterie soit tel que $SOC_{min} \leq SOC < SOC_{max}$, la demande à la charge est assurée par la puissance produite des deux sources renouvelables et celle délivrée par la batterie. Ce mode de fonctionnement est donc optimal.

- Mode 9 :

Sous ce mode, on observe un excédent de puissance produite $P_{excè} > 0$, et la batterie a atteint son niveau de saturation $SOC = SOC_{max}$. Ce mode représente une des limitations pratiques de tels systèmes hybrides d'énergie renouvelable autonomes. Le dimensionnement optimal des sources renouvelables ainsi que des batteries de stockage reste la solution la mieux recommandée [28]. Dans certaines applications, des charges de dissipation (dump load) sont utilisées comme solution à ces problèmes [96].

- Mode 10 :

Ce mode est celui par défaut. Il initialise les conditions d'opération du système.

La structure générale de cette stratégie de gestion est simple et robuste. Elle intègre la protection de la batterie sous certaines conditions d'opération. Un organigramme clair de

cette stratégie est présenté dans la Figure 4.2. La version implémentée sur MATLAB/Simulink est donnée en **Annexe F**.

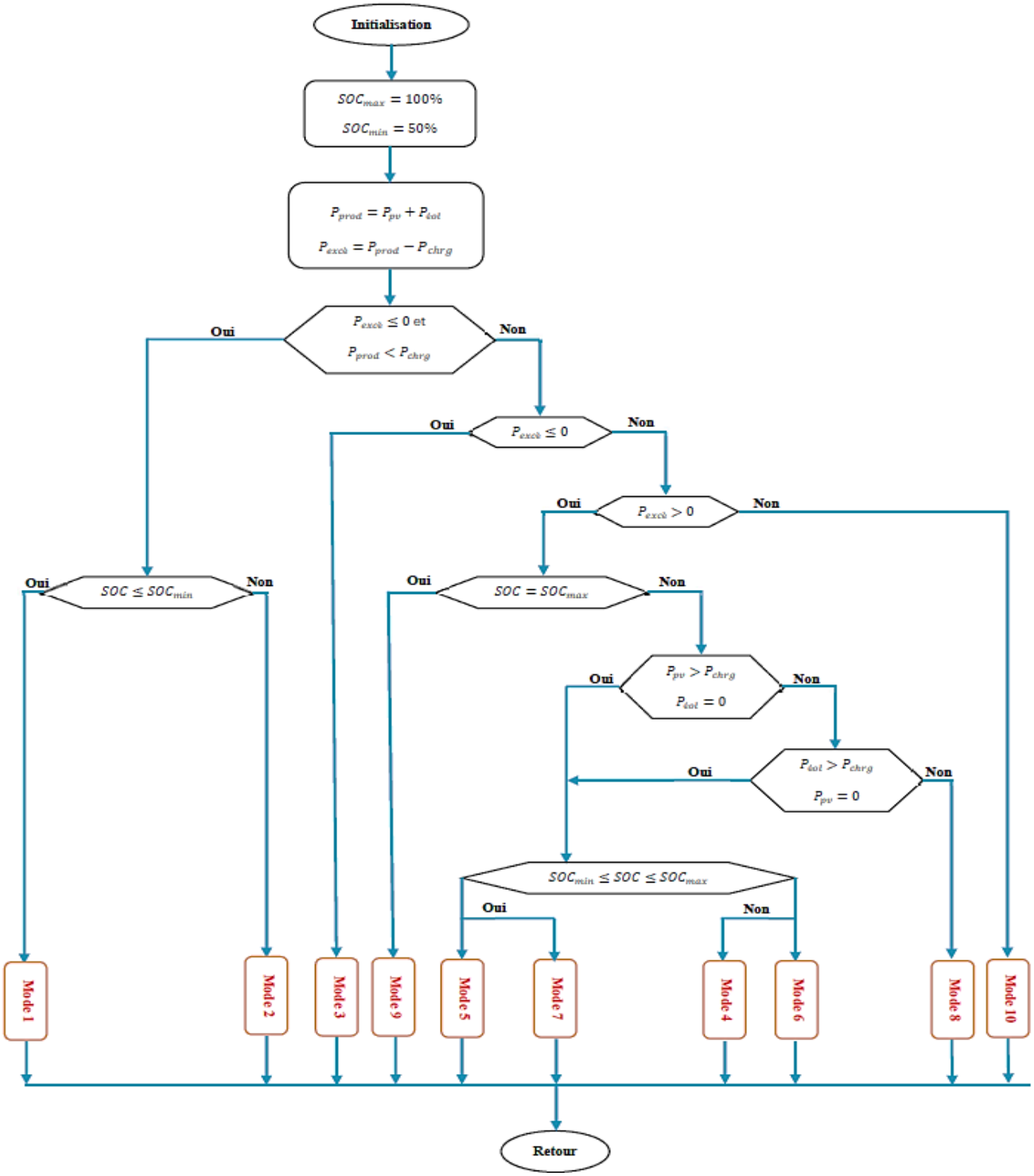


Figure 4.2 Organigramme de la stratégie de gestion proposée

4.4 Simulations et analyse des résultats obtenus

L'environnement utilisé dans le cadre cette simulation est MATLAB/Simulink version 2024b. Le système global modélisé dans cet environnement comporte les caractéristiques essentielles présentées dans le Tableau 4-1 ci-après, suivis du model goblal en Figure 4.3

Tableau 4-1 Caractéristiques essentielles du système hybride proposé

Caractéristiques essentielles du système global		
Capacité du champ PV	11.7232	kW
Capacité de l'éolienne	11	kW
Capacité de la batterie	22	kW
Capacité de la charge triphasée	10	kW
Nature de l'ensoleillement	Variable avec un maximum de 1000	W/m^2
Nature de la température	Fixe avec pour valeur 25	^0C
Nature de la vitesse du vent	Variable avec pour valeur crête de 12	m/s
Nature de la charge	Variable et équilibrée sur chaque phase	
Tension du bus DC	600	V
Tension entre phases de la charge	400	V
Fréquence de la fondamental du réseau	60	Hz
Temps de simulation	*3*	*s*

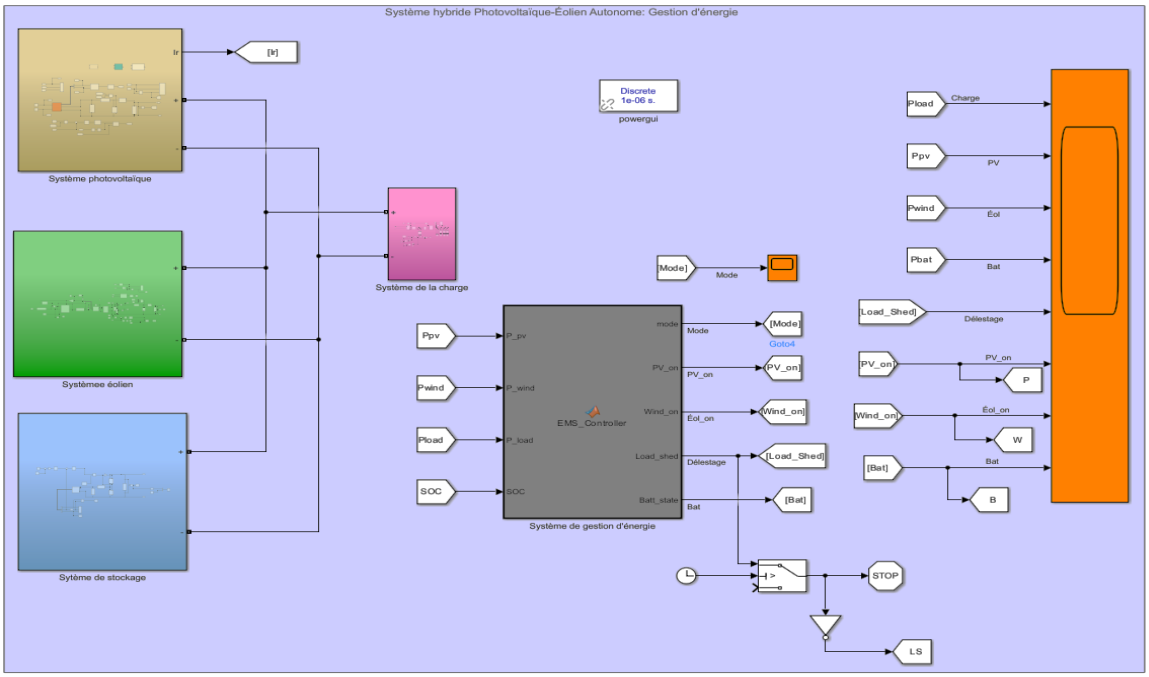


Figure 4.3 Modèle du système global sur MATLAB/Simulink

4.4.1 Flux des puissances pour différents niveaux de SOC: 75%, 100% et 50%

La Figure 4.4 illustre l'évolution temporelle des puissances issues du générateur photovoltaïque, de l'éolienne, de la batterie ainsi que la puissance demandée par la charge, pour trois niveaux distincts d'état de la charge de la batterie (SOC à : 75%, 100% et 50%), sur un horizon de simulation de trois secondes. Les profils d'ensoleillement et de vitesse du vent imposent des variations dynamiques des puissances produites.

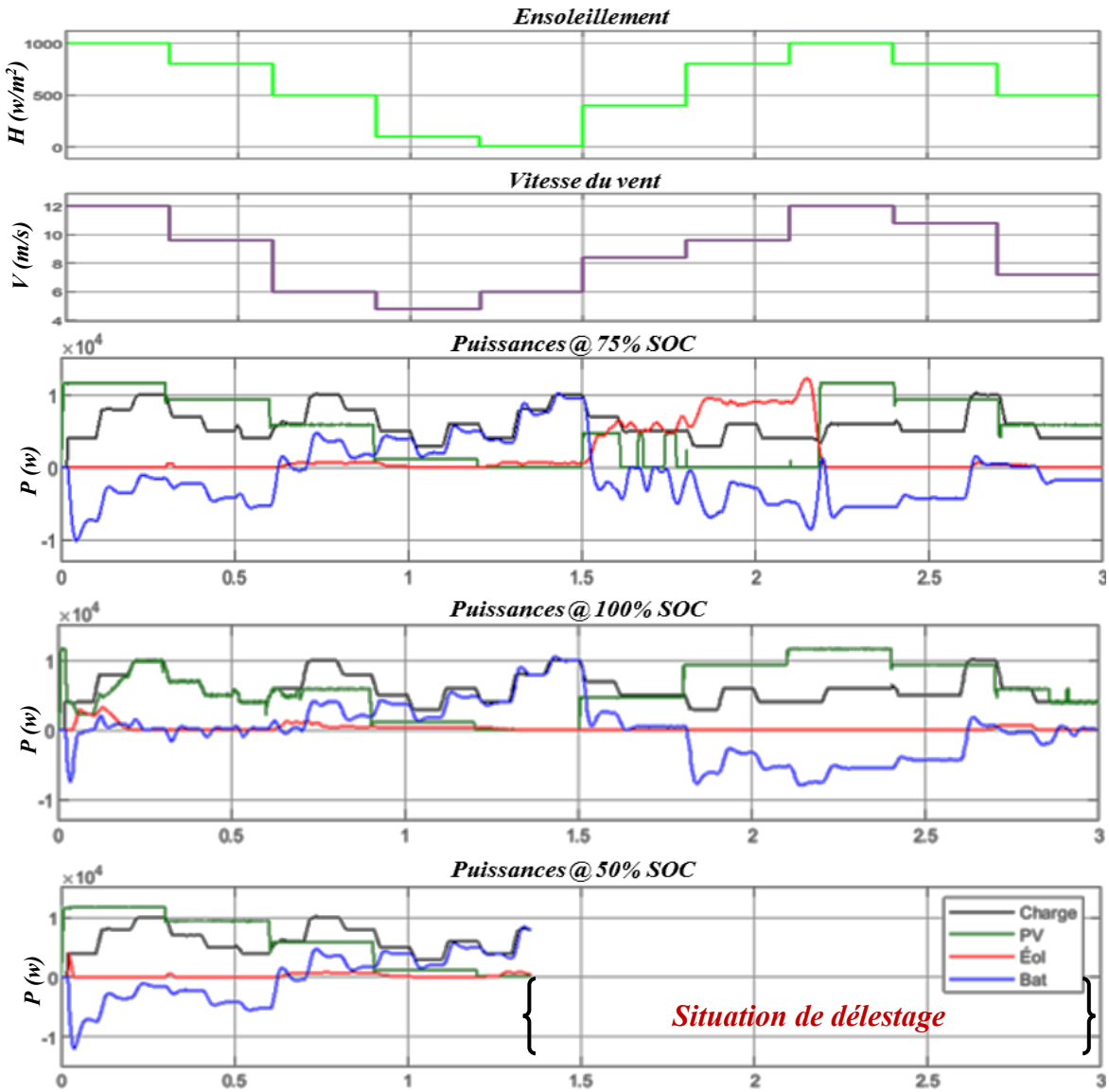


Figure 4.4 Flux des puissances pour différents niveaux de SOC

- Cas du SOC à 75%

Dans cette configuration intermédiaire, la batterie dispose d'une marge de fonctionnement en charge et en décharge, ce qui se traduit par un comportement bidirectionnel.

Au début de la simulation, la puissance photovoltaïque est relativement élevée en raison d'un ensoleillement important, tandis que la contribution éolienne reste modérée entre l'intervalle 0 à 0.70 secondes. Rappelons que la puissance délivrée de la batterie est positive lorsqu'elle se décharge et négative lorsqu'elle se charge. Alors, de 0.70 à 1.5 secondes, la production est déficitaire du fait de la diminution significative des ressources. Cependant, ce déficit est compensé par la batterie qui se décharge. De 1.5 à 2.20 secondes, on observe dans la première phase que la puissance de l'éolienne augmente progressivement et s'ajoute à la puissance du PV qui elle oscille jusqu'à atteindre une valeur presque nulle à 1.70 secondes. Pour le reste de cet intervalle, la puissance demandée à la charge est assurée par l'éolienne avec un excédent qui charge la batterie. Après 2.20 secondes, l'alimentation de la charge est faite en grande partie de la puissance produite du PV avec une minime contribution d'éolienne et de la batterie vers la fin des trois secondes. Ainsi, un SOC intermédiaire permet une gestion flexible, la batterie jouant un rôle tampon efficace entre production et consommation.

- Cas du SOC à 100%

Dans cette situation, la batterie est totalement chargée, ce qui limite sa capacité à absorber l'énergie excédentaire.

De 0 à 0.30 secondes on observe une augmentation de la puissance photovoltaïque et l'éolienne. Cependant, celle de l'éolienne sera modérée à partir de 0.30 secondes tandis que la puissance du photovoltaïque continuera à être consommée par la charge. L'absence de capacité de stockage de 0 à 0.70 secondes conduit à une non-utilisation du surplus énergétique, ce qui peut se traduire en pratique par des pertes ou un écrêtage de puissance (non représenté explicitement ici mais implicite). À partir de 0.70 jusqu'à 1.5 secondes la batterie qui participe à l'alimentation de la charge a presque l'entière responsabilité de cette tâche lorsqu'on atteint les 0.85 secondes. À partir 1.5 secondes, les besoins de consommation à la charge sont assurés en grande partie par la puissance produite du PV et l'excédent est stocké dans la batterie qui devient plein vers la fin des 3 secondes. Ainsi, un SOC élevé réduit fortement la capacité du système à absorber les excédents, ce qui diminue l'efficacité énergétique globale.

- Cas du SOC à 50%

Ce cas correspond à une batterie proche de sa limite minimale de fonctionnement. Nous observons que les puissances produites des sources et même la puissance de la batterie ont un profil semblable à celui dans le cas du SOC à 70%. La seule différence réside dans le fait que pour ce cas, la limite de décharge est atteinte à 1.35 seconde. Aussi, les ressources étant très basses, un délestage s'est ainsi produit. Ceci devient nécessaire pour sécuriser la durée de vie de la batterie. Ainsi, un SOC faible limite la capacité de soutien de la batterie et fragilise la continuité d'alimentation.

4.4.2 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 75%

La Figure 4.5 montre l'évolution dans le temps de l'état de charge de la batterie (SOC), des grandeurs électriques au niveau de la charge (tension et courant) ainsi que la tension du bus continu, en interaction avec les variations des ressources renouvelables et les états de commutation entre les différents sous-systèmes.

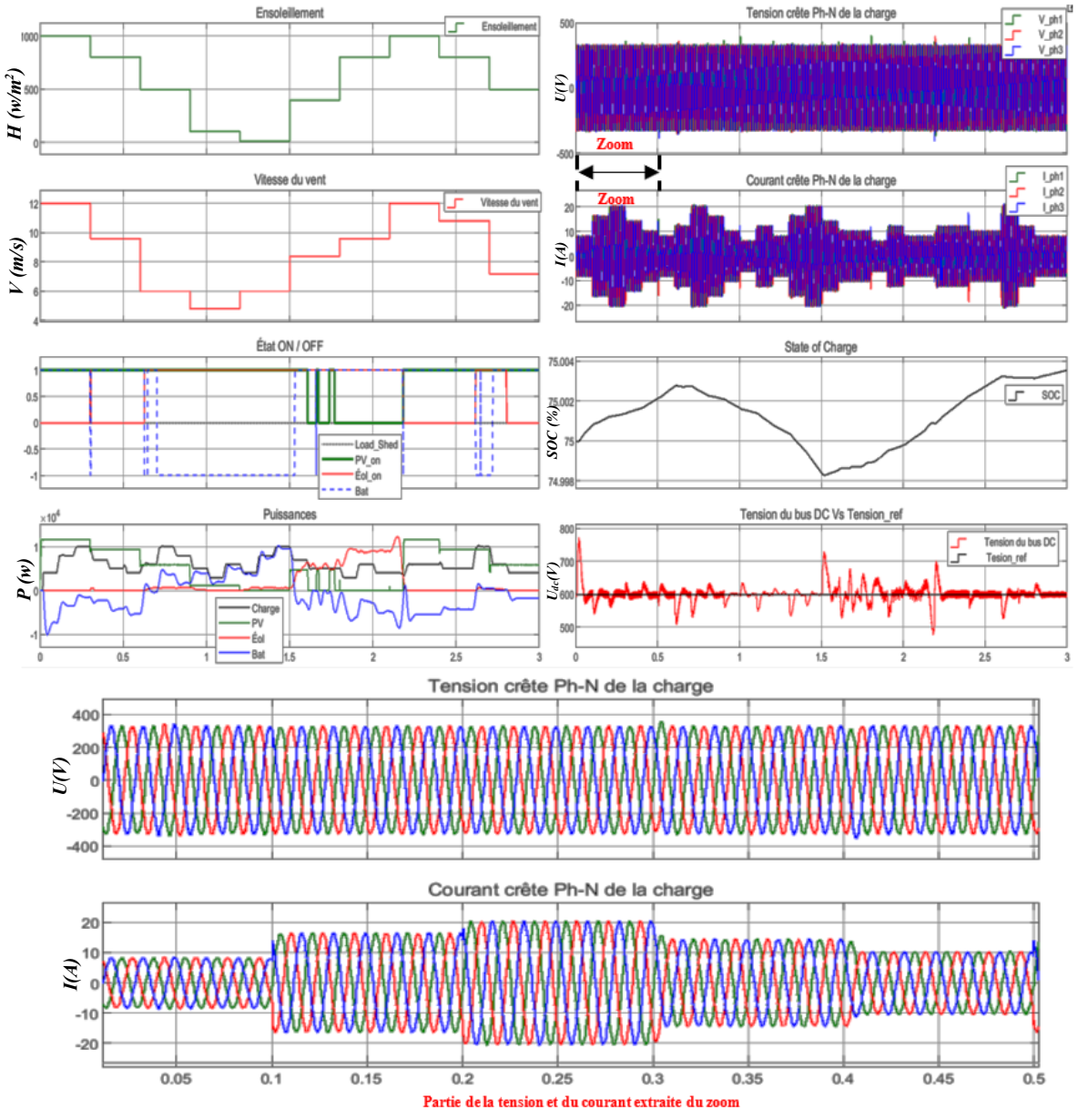


Figure 4.5 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 75%

L’évolution du SOC montre un comportement dynamique caractéristique d’un fonctionnement bidirectionnel de la batterie. Aussi, on peut constater que la batterie a un comportement cohérent avec le flux de puissance observé, qui est affecté par les variations rapides des ressources du point de vue de la production et les variations de la charge. À ceux-ci s’ajoutent les commutations (états ON/OFF) intégrées pour la gestion d’énergie du système.

Les grandeurs électriques tension et courant crête entre la phase et le neutre de charge présentent un comportement globalement sinusoïdal et équilibré sur les trois phases comme illustré dans la partie extraite du zoom. Une tension crête d’environ 325 volts est obtenue. Des légères fluctuations sont visibles, notamment autour des instants de transition, correspondant aux changements d’état des sources et aux variations rapides du bus DC. Le courant présente une dynamique plus marquée que la tension, reflétant directement les variations de puissance de charge. Toutefois, ces perturbations restent limitées et ne dégradent pas significativement la qualité de la tension et par conséquent celle du courant. Ceci indique globalement une bonne régulation de l’onduleur et une stabilité satisfaisante du système.

La tension du bus DC constitue un indicateur clé de la stabilité du système. On peut constater que la tension du bus DC obtenue oscille autour de la valeur de référence (600V), ce qui indique que le système de régulation remplit globalement sa fonction. On constate néanmoins des zones où les perturbations sont plus fortes, marquées par des écarts significatifs par rapport à la référence. Cela correspond à des transitions (ON/OFF) des sources et des variations rapides de puissance.

4.4.2.1 Résultat des modes d'opérations activés pour un SOC à 75%

La Figure 4.6 présente l'évolution des puissances des différentes sources, des états de commutation (ON/OF), ainsi que la séquence des modes de fonctionnement activés par l'EMS sur l'intervalle de 0 à 3 secondes. Dans ce cas, le SOC étant intermédiaire (75%), la batterie peut fonctionner en charge et en décharge, ce qui se reflète directement dans la diversité des modes activés.

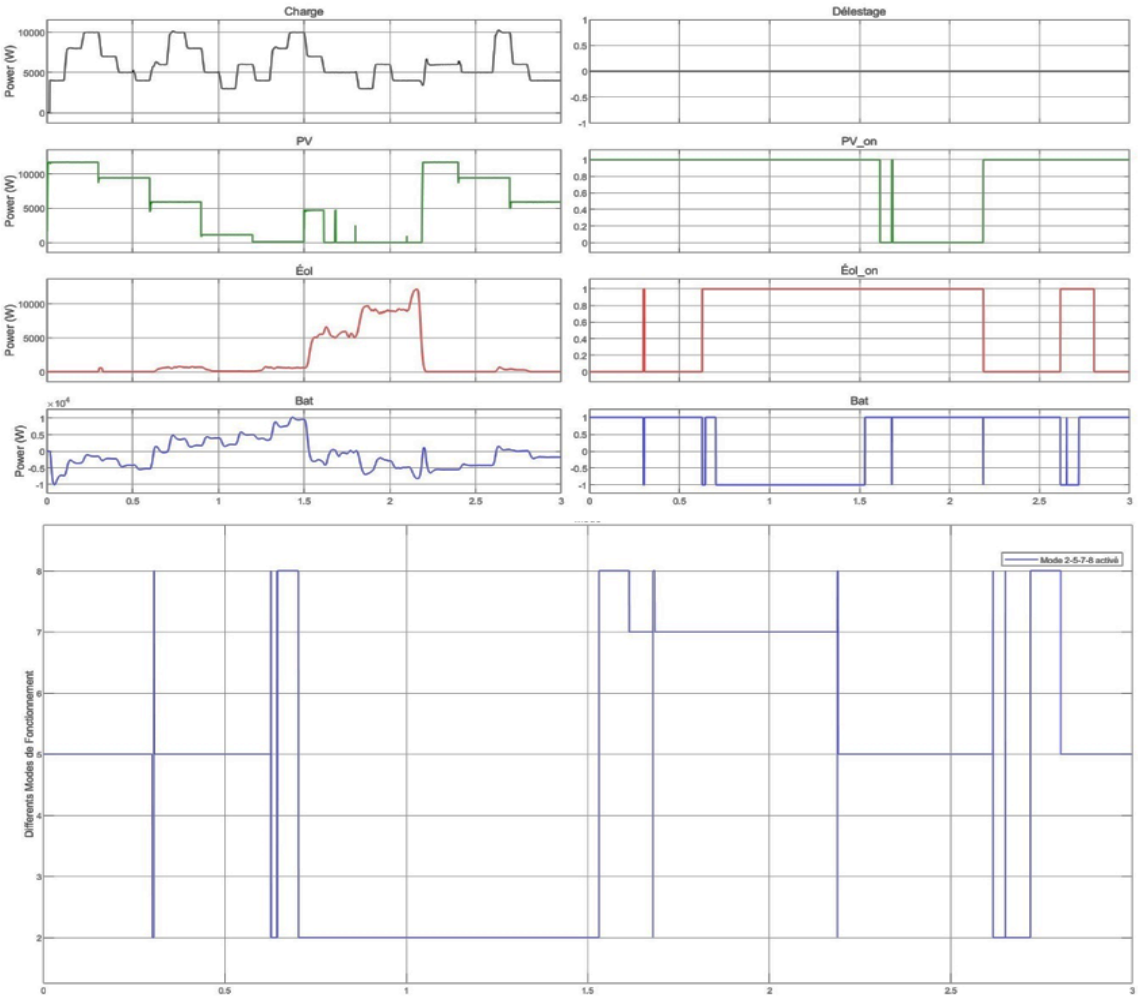


Figure 4.6 Résultat des modes d'opération activés pour un SOC à 75%

Les modes de fonctionnements activés pour un SOC à 75% sont représentés par la dernière courbe en bleu dans la Figure 4.6 et sont les suivants :

- Le mode 2 où la batterie compense le déficit de production.
- Le mode 5 où la puissance produite du PV alimente la charge à elle seule et l'excédent de la production dédiée à la charge de la batterie.
- Le mode 7 où la puissance produite de l'éolienne alimente la charge à elle seule et l'excédent de la production dédiée à la charge de la batterie.
- Le mode 8 où les puissances produites des deux sources PV et éolienne alimentent la charge, puis le déficit est compensé par la batterie.

4.4.3 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 50%

La Figure 4.7 illustre le comportement du système hybride dans une condition où la batterie se situe à un niveau de charge relativement faible (SOC à 50%), proche de sa limite minimale de fonctionnement. Cette situation met en évidence les contraintes de disponibilité énergétique et leurs impacts sur les grandeurs électriques du système.

Les modes de fonctionnements activés pour un SOC à 50% sont représentés par la courbe en bleu dans la Figure 4.7 et sont les suivants :

- Le mode 1 qui est celui du délestage, dû à un déficit de production et un état de charge minimale pour une compensation.
- Le mode 2 où la batterie compense le déficit de production.
- Le mode 5 où la puissance produite du PV alimente la charge à elle seule et l'excédent de la production dédiée à la charge de la batterie.

- Le mode 8 où les puissances produites des deux sources PV et éolienne alimentent la charge, puis le déficit est compensé par la batterie.
- Le mode 10 qui est celui d'initialisation du système dans sa globalité.

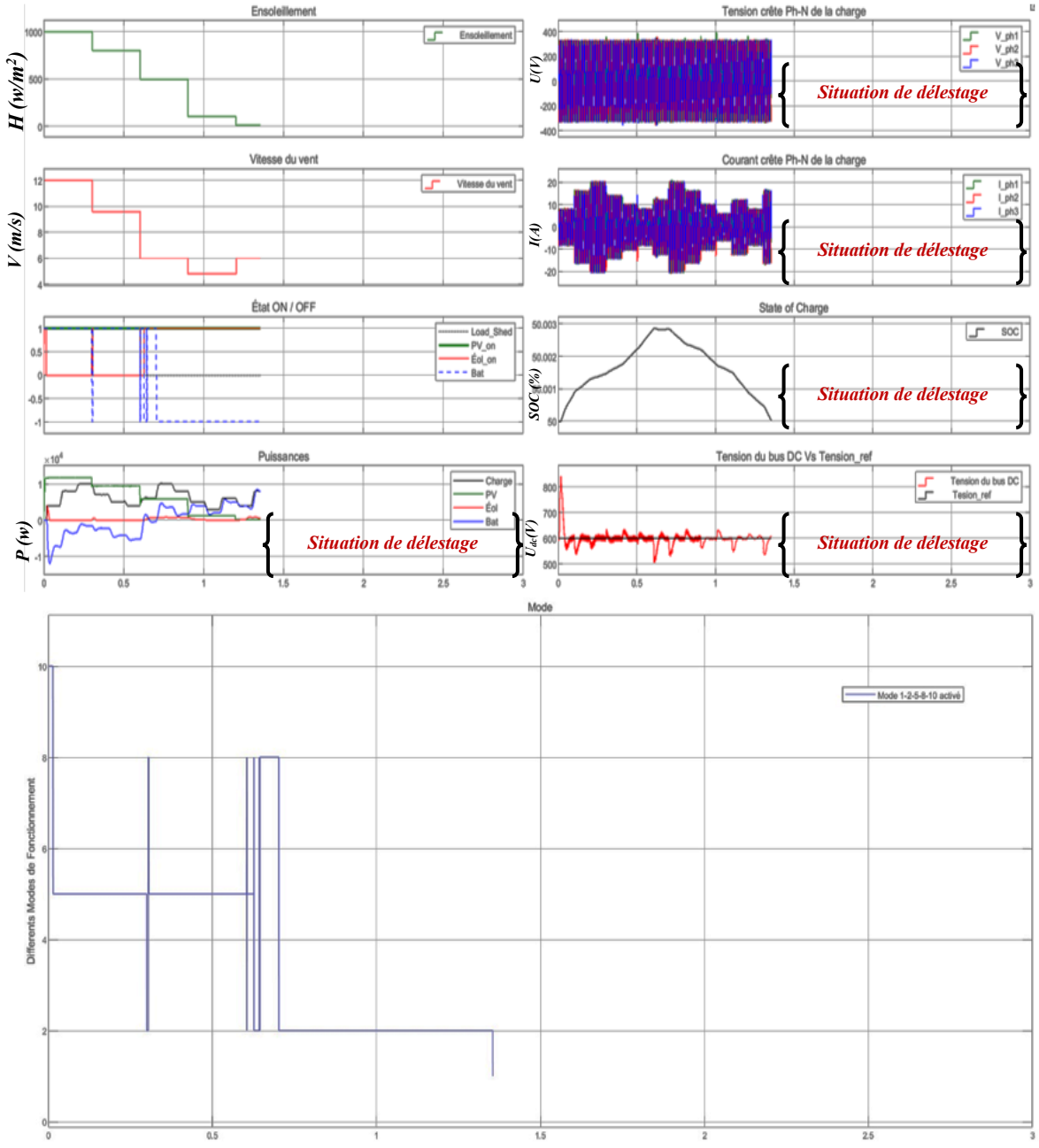


Figure 4.7 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 50%

4.4.4 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 100%

La Figure 4.8 présente l'évolution des grandeurs électriques et énergétiques du système hybride en étude, dans une condition où la batterie est totalement chargée initialement. Cette situation est particulièrement critique du point de vue de la gestion énergétique, car elle limite la capacité d'absorption des excédents de production.

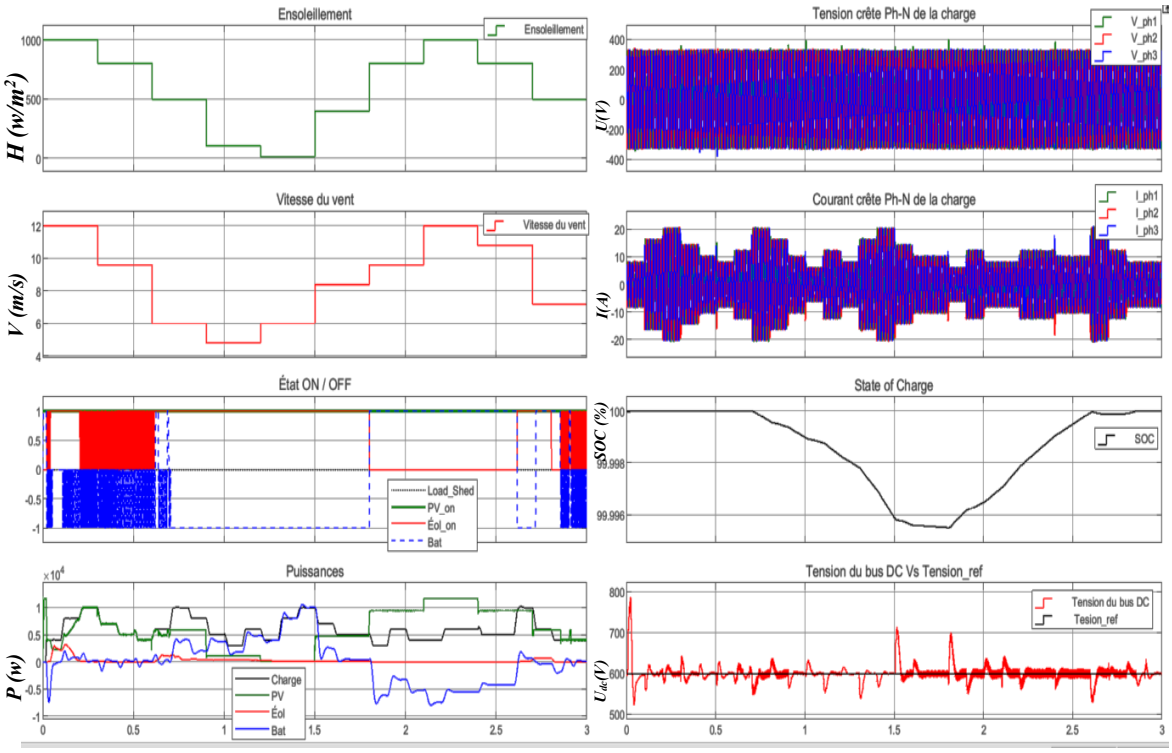


Figure 4.8 Résultats avec les variations considérées et un (SOC) à 100%

Dans les intervalles de 0 à 0.70 secondes et de 2.65 à 3 secondes, l'évolution du SOC montre un comportement quasi constant autour de 100%, avec de légères variations marginales dans le dernier intervalle. Et Ceci, malgré la présence de production renouvelable. Aucune charge significative n'est possible en raison de la saturation énergétique. Entre 0.70 et 2.65 secondes on peut observer un comportement bidirectionnel de la batterie, traduisant une transition entre une phase de déficit à une phase d'excès dans la production.

La tension et le courant de charge présentent une forme sinusoïdale équilibrée et stable sur les trois phases. L'absence de stratégie de gestion du surplus (écrêtage ou dissipation) entraîne une accumulation d'énergie sur le bus DC, visible à travers les surtensions transitoires. Cette situation met en évidence une limitation structurelle du système.

4.4.4.1 Résultat des modes d'opérations activés pour un SOC à 100%

La Figure 4.9 illustre la séquence temporelle des modes activés par l'EMS sur un horizon de 3 secondes, dans une condition où la batterie est entièrement chargée initialement. Ceci a une influence directe sur la logique décisionnelle du système de gestion.

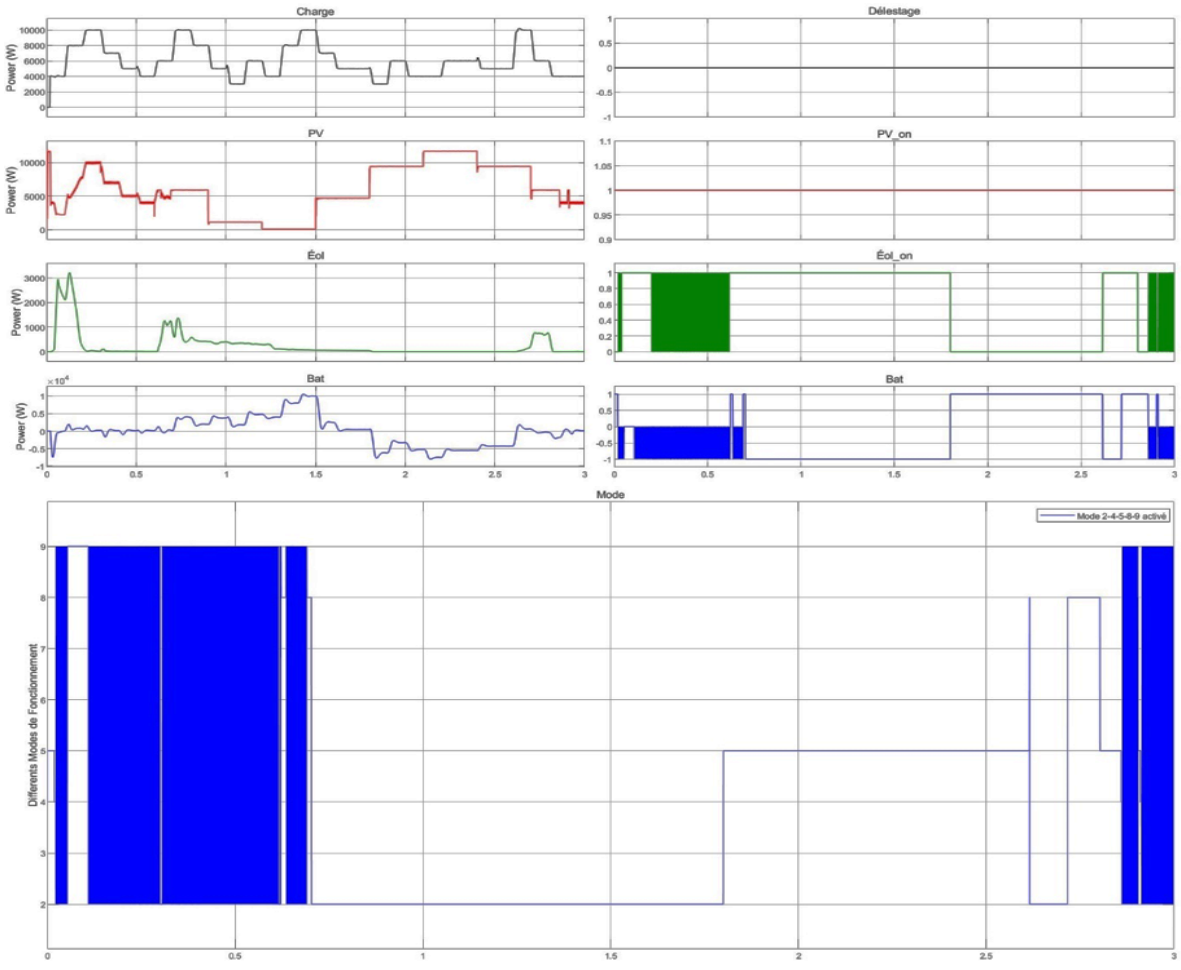


Figure 4.9 Résultat des modes d'opérations activés pour un SOC à 100%

Les modes de fonctionnements activés pour un SOC à 100% sont représentés par la courbe en bleu dans la Figure 4.9 et sont les suivants :

- Le mode 2 où la batterie compense le déficit de production.
- Le mode 4 où la puissance produite du PV alimente entièrement la charge et l'excédent est non utilisé du fait de la saturation de la batterie.
- Le mode 5 où la puissance produite du PV alimente la charge à elle seule et l'excédent de la production dédier à la charge de la batterie.
- Le mode 8 où les puissances produites des deux sources PV et éolienne alimentent la charge, puis le déficit est compensé par la batterie.
- Le mode 9 où nous avons un excédent de la production mais aucune charge possible du fait de la saturation de la batterie.

4.5 Conclusion

L'analyse des profils de puissance obtenus pour les différents niveaux de SOC met en évidence une cohérence globale avec la logique décisionnelle implémentée dans l'algorithme EMS. Toutefois, l'analyse révèle que le niveau de SOC influence fortement la dynamique de gestion des flux de puissance dans le système hybride d'énergie renouvelable PV-éolienne autonome. Un SOC intermédiaire (75%) permet une exploitation optimale des sources renouvelables en assurant à la fois l'absorption des excédents et la compensation des déficits. En revanche, des niveaux extrêmes de SOC (trop élevé (100%) ou trop faible (50%)) dégradent les performances globales du système, soit par perte d'énergie, soit par incapacité à satisfaire la demande. Pour chacune des conditions du SOC (75%, 50% ou 100%) on constate que la tension de la charge reste stable et de bonne qualité, tandis que le courant

reflète les variations de puissance demandée. La tension du bus DC est globalement régulée, bien que sensible aux transitions rapides des sources et l'accumulation d'énergie sur le bus DC lorsque le surplus d'énergie n'est pas géré du fait d'une batterie saturée. Les modes 3 et 6 ne s'activent pas du fait que les conditions d'opération qui conduiraient à leur activation ne sont en aucun cas atteintes.

Ces résultats confirment la robustesse globale du système, tout en soulignant la nécessité d'améliorer la stratégie de gestion énergétique afin de réduire les oscillations du bus DC et d'optimiser les transitions entre les différents modes de fonctionnement.

Chapitre 5 - Conclusion générale et recommandations

5.1 Conclusion générale

Le présent travail de recherche s'inscrit dans la dynamique actuelle de transition énergétique, marquée par une intégration croissante des sources d'énergie renouvelables et par la nécessité d'assurer une alimentation électrique fiable, stable et durable, en particulier dans les systèmes autonomes ou faiblement interconnectés. Dans ce contexte, l'objectif principal de cette étude était de concevoir, modéliser et évaluer une stratégie de gestion énergétique appliquée à un système hybride associant une source photovoltaïque, une source éolienne et un dispositif de stockage par batteries, interconnectés via un bus commun DC.

Dans un premier temps, l'analyse du contexte énergétique global a permis de mettre en évidence les défis majeurs liés à l'intermittence des ressources renouvelables et à la variabilité des profils de charge. Ces contraintes ont motivé la formulation d'hypothèses reposant sur la complémentarité des ressources photovoltaïque et éolienne, le rôle tampon du stockage électrochimique et l'apport d'une stratégie de gestion énergétique structurée pour assurer la stabilité du système.

La revue de la littérature a permis de consolider ces hypothèses en démontrant que, bien que les technologies de conversion énergétique soient aujourd'hui relativement matures, les performances globales des systèmes hybrides demeurent fortement dépendantes des stratégies de contrôle et de gestion mises en œuvre. En particulier, il ressort que les approches conventionnelles, basées sur des règles déterministes, présente des limites en termes

d’adaptabilité et d’optimisation en présence de fortes fluctuations des conditions d’exploitation.

Dans cette optique, une modélisation détaillée et cohérente des différents sous-systèmes constitutifs de la chaîne de conversion a été développée. Les modèles du générateur photovoltaïque, du système éolien à génératrice synchrone à aimants permanents, du système de stockage par batterie ainsi que des convertisseurs statiques associés sont établis sur la base d’hypothèses simplificatrices rigoureusement justifiées. Cette approche a permis de conduire de manière satisfaisante les comportements dynamiques et statiques des composants, tout en assurant leur intégration au sein d’une architecture énergétique unifiée. Ainsi, la plateforme de simulation mise en place constitue un outil pertinent pour l’analyse des interactions multi-sources et l’évaluation des stratégies de gestion.

La mise en œuvre de la stratégie de gestion énergétique a permis d’analyser le comportement du système dans différents scénarios caractérisés par des variations simultanées des ressources (ensoleillement et vitesse du vent) et du niveau de charge de la batterie. Les résultats obtenus montrent que l’algorithme de gestion d’énergie (EMS) proposé assure globalement l’équilibre instantané entre la production et la consommation, tout en garantissant le maintien de la tension du bus continu autour de sa valeur de référence 600 volts. Par ailleurs, la qualité de l’énergie fournie à la charge se révèle globalement satisfaisante, avec des tensions triphasées quasi sinusoïdales et des courants cohérents avec les variations de la puissance demandée.

Néanmoins, une analyse approfondie des résultats met en évidence le rôle déterminant du niveau de charge de la batterie dans les performances globales du système. Dans le cas d’un état de charge intermédiaire (SOC à 75%), le système présente une capacité accrue à

absorber les excédents de production et à compenser les déficits, ce qui se traduit par une meilleure stabilité énergétique et une réduction des contraintes sur les sources. En revanche, dans les situations extrêmes, notamment lorsque la batterie est entièrement chargée (SOC à 100%), l'absence de capacité de stockage supplémentaire conduit à une accumulation d'énergie au niveau du bus continu, pouvant engendrer des surtensions transitoires et une dégradation des performances du système. À l'inverse, un faible niveau de charge (SOC à 50%) limite la capacité de la batterie à soutenir la charge, augmentant ainsi le risque de délestage en cas de déficit de production.

Ces résultats permettent de valider, dans une certaine mesure, les hypothèses formulées initialement. En effet, la complémentarité des ressources renouvelables contribue effectivement à atténuer les fluctuations de production, tandis que le système de stockage joue un rôle central dans la stabilisation énergétique. De même, la stratégie de gestion proposée permet d'assurer un fonctionnement globalement cohérent du système. Toutefois, cette validation demeure partielle, dans la mesure où certaines limitations structurelles ont été identifiées. En particulier, le caractère déterministe de l'algorithme de gestion d'énergie (EMS), fondé sur une logique conditionnelle, limite sa capacité d'adaptation face à des variations rapides et imprévisibles des conditions d'exploitation. De plus, l'absence de mécanisme explicites de gestion du surplus énergétique, ainsi que la non-prise en compte des déséquilibres éventuels entre les phases de la charge, constituent des facteurs susceptibles de compromettre la robustesse et l'efficacité du système dans des contions réelles. Par ailleurs, les commutations fréquentes entre les modes de fonctionnement observées dans certains scénarios traduisent une sensibilité accrue de la stratégie aux variations instantanées, révélant ainsi un besoin d'amélioration en termes de stabilité décisionnelle.

Ainsi, les résultats obtenus dans le cadre de cette étude constituent une base solide pour le développement futur des systèmes hybrides intelligents, capables de répondre aux défis énergétiques contemporains tout en garantissant une exploitation optimale des ressources renouvelables.

5.2 Recommandations

En définitive, ce travail met en évidence que, bien que la stratégie proposée permette une gestion fonctionnelle des flux de puissance dans un système hybride autonome, des améliorations significatives sont nécessaires pour atteindre un niveau de performance compatible avec les exigences des applications réelles. A cet égard, l'intégration des stratégies de gestion plus avancées, fondées sur des approches prédictives, adaptives ou basées sur l'intelligence artificielle, apparaît comme une perspective particulièrement prometteuse. De telles approches permettraient notamment d'anticiper les variations des ressources, d'optimiser l'utilisation du stockage et de réduire les phénomènes de commutation excessive, contribuant ainsi à améliorer la stabilité, l'efficacité énergétique et la durabilité du système.

Références

[1] IEA, *World Energy Outlook 2023. International Energy Agency*. Paris, France: Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE): International Energy Agency, 2023. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023

[2] M. M. Ibrahim, "Energy management strategies of hybrid renewable energy systems: A review," *Wind Engineering*, vol. 48, no. 1, pp. 133–161, Feb. 2024, doi: 10.1177/0309524X231200010.

[3] J. Hong, J. Yin, Y. Liu, J. Peng, and H. Jiang, "Energy Management and Control Strategy of Photovoltaic/Battery Hybrid Distributed Power Generation Systems With an Integrated Three-Port Power Converter," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 82838–82847, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2923458.

[4] S. Aissou, D. Rekioua, N. Mezzai, T. Rekioua, and S. Bacha, "Modeling and control of hybrid photovoltaic wind power system with battery storage," *Energy Convers. Manag.*, vol. 89, pp. 615–625, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2014.10.034.

[5] D. Shen and A. Izadian, "Extremum Power Seeking Control of A Hybrid Wind-Solar-Storage DC Power System," *arXiv preprint arXiv:2007.05093*, 2020, [Online]. Available: https://arxiv.org/abs/2007.05093%0Ahttps://arxiv.org/pdf/2007.05093

[6] J. E. C. Saire, J. A. G. Roque, and F. Canziani, "Study of a Hybrid Photovoltaic-Wind Smart Microgrid using Data Science Approach," *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, no. Icmc, pp. 1–5, May 2021, doi: 10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543064.

[7] A. Colak and K. Ahmed, "A Brief Review on Capacity Sizing, Control and Energy Management in Hybrid Renewable Energy Systems," in *2021 10th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, IEEE, Sep. 2021, pp. 453–458. doi: 10.1109/ICRERA52334.2021.9598654.

[8] M. Vyas, V. K. Yadav, S. Vyas, R. R. Joshi, and R. Tirole, "A review of algorithms for control and optimization for energy management of hybrid renewable energy systems," *Intelligent Renewable Energy Systems: Integrating Artificial Intelligence Techniques and Optimization Algorithms*, pp. 131–155, 2021, doi: 10.1002/9781119786306.ch5.

[9] B. Jyoti Saharia, H. Brahma, and N. Sarmah, "A review of algorithms for control and optimization for energy management of hybrid renewable energy systems," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 10, no. 5, Sep. 2018, doi: 10.1063/1.5032146.

[10] M. A. Hassas and K. Pourhossein, “Control and Management of Hybrid Renewable Energy Systems: Review and Comparison of Methods,” *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, vol. 5, no. 2, pp. 131–138, 2017, doi: 10.22098/joape.2017.2477.1215.

[11] P. G. Arul, V. K. Ramachandaramurthy, and R. K. Rajkumar, “Control strategies for a hybrid renewable energy system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 597–608, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.062.

[12] B.-G. Joséanne, “Analyse technico-économique d’un système hybride éolien-photovoltaïque en comparaison avec les systèmes photovoltaïque et éolien seuls,” Mémoire de maître en science appliquée, École Polytechnique de Montréal, 2011. [Online]. Available: https://publications.polymtl.ca/757/

[13] Nations Unies, “Objectif de Développement Durable - Energies fiables, durables et modernes pour tous,” Nations Unies. Accessed: Oct. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/energy/

[14] B. Mondiale, “Accès à l’électricité (% de la population) - South Asia, East Asia & Pacific, Europe & Central Asia, Sub-Saharan Africa, Middle East, North Africa, Afghanistan & Pakistan, North America | Data,” Groupe de la Banque Mondiale. Accessed: Oct. 29, 2025. [Online]. Available: https://donnees.banquemondiale.org/indicateur

[15] L. E. Natividad and P. Benalcazar, “Hybrid Renewable Energy Systems for Sustainable Rural Development: Perspectives and Challenges in Energy Systems Modeling,” *Energies (Basel).*, vol. 16, no. 3, p. 1328, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16031328.

[16] Hydro Quebec, “La transition énergétique et le Plan d’action d’Hydro-Québec | Hydro-Québec,” hydroquebec. Accessed: Oct. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.hydroquebec.com/a/transition-energetique.html

[17] J. L. Holechek, H. M. E. Geli, M. N. Sawalhah, and R. Valdez, “A Global Assessment: Can Renewable Energy Replace Fossil Fuels by 2050?,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 8, Apr. 2022, doi: 10.3390/su14084792.

[18] Hydro Quebec, “La transition énergétique et le Plan d’action d’Hydro-Québec | Hydro-Québec,” hydroquebec. Accessed: Oct. 31, 2025. [Online]. Available: https://www.hydroquebec.com/a/transition-energetique.html

[19] Gouvernement du Québec, “Le plan de mise en œuvre | Gouvernement du Québec,” Gouvernement du Québec. Accessed: Oct. 31, 2025. [Online]. Available: https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/plan-economie-verte/plan-mise-en-oeuvre

[20] K. Shivarama Krishna and K. Sathish Kumar, “A review on hybrid renewable energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 907–916, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.187.

[21] P. Marocco, D. Ferrero, A. Lanzini, and M. Santarelli, “The role of hydrogen in the optimal design of off-grid hybrid renewable energy systems,” *J. Energy Storage*, vol. 46, p. 103893, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103893.

[22] G. Mallesham and C. S. Kumar, “Enhancement of power quality using UPQC for hybrid PEMFC and DFIG based wind energy system connected to weak grid,” in *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, IEEE, Dec. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397252.

[23] J. S. Goud and R. Kalpana, “Optimal sizing of hybrid power supply system for telecommunication BTS load to ensure reliable power at lower cost,” in *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, IEEE, Dec. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397291.

[24] C. Ammari, D. Belatrache, B. Touhami, and S. Makhloufi, “Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review,” *Energy and Built Environment*, vol. 3, no. 4, pp. 399–411, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.enbenv.2021.04.002.

[25] O. D. T. Odou, R. Bhandari, and R. Adamou, “Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin,” *Renew. Energy*, vol. 145, pp. 1266–1279, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.032.

[26] C. Nayanatara, J. Baskaran, S. Dharani, V. Kaviya Sri, and E. Kanmani, “Optimization of Hybrid Energy Resources using Homer Software,” in *2019 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, IEEE, Mar. 2019, pp. 227–231. doi: 10.1109/ICCPEIC45300.2019.9082379.

[27] K. Shirinda and K. Kanzumba, “A review of hybrid energy storage systems in renewable energy applications,” *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, no. January, pp. 99–108, 2022, doi: 10.12720/sgce.11.2.99-108.

[28] L. Stoyanov, “Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d’énergie renouvelables,” 2011. Accessed: Nov. 01, 2025. [Online]. Available: https://theses.hal.science/tel-00653412

[29] J. C. León Gómez, S. E. De León Aldaco, and J. Aguayo Alquicira, “A Review of Hybrid Renewable Energy Systems: Architectures, Battery Systems, and Optimization Techniques,” *Eng*, vol. 4, no. 2, pp. 1446–1467, May 2023, doi: 10.3390/eng4020084.

[30] P. Roy, J. He, T. Zhao, and Y. V. Singh, “Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: A Review,” *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 3, pp. 81–104, 2022, doi: 10.1109/OJIES.2022.3144093.

[31] C. B. Ndeke, M. Adonis, and A. Almaktoof, “Energy Management Strategy for DC Micro-Grid System with the Important Penetration of Renewable Energy,” *Applied Sciences*, vol. 14, no. 6, p. 2659, Mar. 2024, doi: 10.3390/app14062659.

[32] M. K. Senapati, C. Pradhan, S. R. Samantaray, and P. K. Nayak, “Improved power management control strategy for renewable energy-based DC micro-grid with energy storage integration,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 6, pp. 838–849, Mar. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5019.

[33] M. Manas, “Optimization of Distributed Generation Based Hybrid Renewable Energy System for a DC Micro-Grid Using Particle Swarm Optimization,” *Distributed Generation & Alternative Energy Journal*, vol. 33, no. 4, pp. 7–25, Sep. 2018, doi: 10.1080/21563306.2018.12029912.

[34] M. Melamu, E. Orumwense, and K. Abo-Al-Ez, “Energy Management System for Pv, Micro-Hydro Power With Battery Storage Using Matlab/Simulink,” *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 17, no. 7, pp. 733–741, 2022.

[35] C. B. Ndeke, M. Adonis, and A. Almaktoof, “Energy management strategy for a hybrid micro-grid system using renewable energy,” *Discover Energy*, vol. 4, no. 1, p. 1, Feb. 2024, doi: 10.1007/s43937-024-00025-9.

[36] F. E. Tahiri, K. Chikh, and M. Khafallah, “Optimal Management Energy System and Control Strategies for Isolated Hybrid Solar-Wind-Battery-Diesel Power System,” *Emerging Science Journal*, vol. 5, no. 2, pp. 111–124, Apr. 2021, doi: 10.28991/esj-2021-01262.

[37] R. Mauger, “Defining microgrids: from technology to law,” *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 41, no. 3, pp. 287–304, Jul. 2023, doi: 10.1080/02646811.2022.2124742.

[38] J. Behrendt, “Microgrids and EU law: Three Microgrid models to solve one regulatory puzzle,” *Energy Policy*, vol. 177, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2023.113483.

[39] CSA-Groupe, *Code Canadien de l’électricité*, 23e ed. CSA Group, 2015. [Online]. Available: https://www.csagroup.org/fr/store/canadian-electrical-code-products/

[40] Rncreq, “Communiqué : Lancement du guide des énergies renouvelables pour les chalets et lieux de villégiature - RNCREQ,” rncreq. Accessed: Nov. 03, 2025. [Online]. Available: https://rncreq.org/lancement-du-guide-des-energies-renouvelables/

[41] K. Shankar, S. R. Salkuti, and S. C. Kim, “Review on Microgrids: Types, Challenges, Opportunities, Uncertainties, and Their Modeling,” *Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 1039, pp. 363–389, 2023, doi: 10.1007/978-981-99-2066-2_17.

[42] M. Shahbazitabar, H. Abdi, H. Nourianfar, A. Anvari-Moghaddam, B. Mohammadi-Ivatloo, and N. Hatziargyriou, “An Introduction to Microgrids, Concepts, Definition, and Classifications,” *Power Systems*, pp. 3–16, 2021, doi: 10.1007/978-3-030-59750-4_1.

[43] K. Cabana-Jiménez, J. E. Candelo-Becerra, and V. S. Santos, “Comprehensive Analysis of Microgrids Configurations and Topologies,” *Sustainability 2022, Vol. 14, Page 1056*, vol. 14, no. 3, p. 1056, Jan. 2022, doi: 10.3390/SU14031056.

[44] X. Zhou, T. Guo, and Y. Ma, “An overview on microgrid technology,” *2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, ICMA 2015*, pp. 76–81, Sep. 2015, doi: 10.1109/ICMA.2015.7237460.

[45] G. K. Singh, “Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review,” *Energy*, vol. 53, pp. 1–13, May 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.02.057.

[46] K. Mertens, *Photovoltaic Fundamentals*, 1st ed. Willey, 2012. doi: 10.1201/9781315217178-30.

[47] A. Alfergani, A. Khalil, and Z. Rajab, “Networked control of AC microgrid,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 37, pp. 371–387, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.scs.2017.11.010.

[48] A. O. Ali *et al.*, “Advancements in photovoltaic technology: A comprehensive review of recent advances and future prospects,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 26, p. 100952, Apr. 2025, doi: 10.1016/J.ECMX.2025.100952.

[49] B. P. Singh, S. K. Goyal, and P. Kumar, “Solar pv cell materials and technologies: Analyzing the recent developments,” *Mater. Today Proc.*, vol. 43, pp. 2843–2849, 2021, doi: 10.1016/J.MATPR.2021.01.003.

[50] M. A. Green *et al.*, “Solar cell efficiency tables (Version 63),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 32, no. 1, pp. 3–13, Jan. 2024, doi: 10.1201/9781315217178-30.

[51] Solar Power Planet Earth, “Solar Power Charge Controllers,” Solar Power Planet Earth. Accessed: Nov. 06, 2025. [Online]. Available: https://www.solarpowerplanetearth.com/solarchargecontrollers.html

[52] Energieplus, “Caractéristiques électriques des cellules et des modules photovoltaïques – Energie Plus Le Site,” energieplus. Accessed: Nov. 06, 2025. [Online]. Available: https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/caracteristiques-electriques-des-cellules-et-des-modules-photovoltaiques/

[53] M. Kumar, K. P. Panda, J. C. Rosas-Caro, A. Valderrabano-Gonzalez, and G. Panda, “Comprehensive Review of Conventional and Emerging Maximum Power Point Tracking Algorithms for Uniformly and Partially Shaded Solar Photovoltaic Systems,” *IEEE Access*, vol. 11, no. February, pp. 31778–31812, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3262502.

[54] M. L. Katche, A. B. Makokha, S. O. Zachary, and M. S. Adaramola, “A Comprehensive Review of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Techniques Used in Solar PV Systems,” Feb. 24, 2023, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute*. doi: 10.3390/en16052206.

[55] B. N. Alajmi, N. A. Ahmed, I. Abdelsalam, and M. I. Marei, “A Robust MPPT Algorithm for PV Systems Using Advanced Hill Climbing and Simulated Annealing Techniques,” *Electronics (Switzerland)*, vol. 14, no. 18, p. 3644, Sep. 2025, doi: 10.3390/electronics14183644.

[56] A. K. Podder, N. K. Roy, and H. R. Pota, “MPPT methods for solar PV systems: A critical review based on tracking nature,” Jul. 02, 2019, *Institution of Engineering and Technology*. doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5946.

[57] T. Logeswaran and A. SenthilKumar, “A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Systems under Uniform and Non-uniform Irradiances,” *Energy Procedia*, vol. 54, pp. 228–235, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.07.266.

[58] M. K. D. Menon, “A novel method to extract maximum power from solar panel of a grid connected photovoltaic system using phase angle control and hysteresis current control,” in *2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, IEEE, Mar. 2016, pp. 3510–3516. doi: 10.1109/ICEEOT.2016.7755357.

[59] E. Kandemir, N. S. Cetin, and S. Borekci, “A comprehensive overview of maximum power extraction methods for PV systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, no. March 2016, pp. 93–112, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.090.

[60] A. M. Eltamaly and H. M. H. Farh, “Dynamic global maximum power point tracking of the PV systems under variant partial shading using hybrid GWO-FLC,” *Solar Energy*, vol. 177, pp. 306–316, Jan. 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2018.11.028.

[61] Z. A. Khan, L. Khan, S. Ahmad, S. Mumtaz, M. Jafar, and Q. Khan, “RBF neural network based backstepping terminal sliding mode MPPT control technique for PV system,” *PLoS One*, vol. 16, no. 4, p. e0249705, Apr. 2021, doi: 10.1371/journal.pone.0249705.

[62] W. Christopher and R. Ramesh, “Comparative Study of P&O and InC MPPT Algorithms,” *American Journal of Engineering Research (AJER)*, vol. 02, no. 12, pp. 402–408, 2013, [Online]. Available: www.ajer.org

[63] M. A. Elgendy, B. Zahawi, and D. J. Atkinson, “Evaluation of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques,” in *6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012)*, IET, 2012, pp. P110–P110. doi: 10.1049/cp.2012.0156.

[64] F. Poitiers, “Étude et commande de génératrices asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne,” Thèse de Doctorat, l’Ecole Polytechnique de l’Université de Nantes, 2003. [Online]. Available: https://theses.hal.science/tel-00011383v1

[65] I. Abderrahim, “Amélioration de la qualité d’énergie d’un système de conversion d’énergie éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation et connecté au réseau électrique,” Mémoire de Maîtrise en science Appliquée, École De Technologie Supérieure, 2015. [Online]. Available: https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/1608/

[66] A. Berhail, “Commande d’une éolienne à base de GSAP connectée au réseau électrique par convertisseur multiniveaux,” Mémoire de maîtrise en science appliquée, Université du Québec à Trois-Rivières, 2020. [Online]. Available: https://depot-e.uqtr.ca/id/eprint/9562/

[67] S. Benhalima, “Modélisation et Contrôle des Systèmes Éoliens-Solaire Intégrés au Réseau VSC-HVDC,” Thèse de Doctorat, École de Technologie Supérieure, 2019. [Online]. Available: https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/2400/

[68] A. mamadie Sylla, “Modélisation d’un émulateur éolien à base de machine asynchrone à double alimentation,” Mémoire de Maîtrise en science appliquée, Université du Québec à Trois-Rivières, 2013. [Online]. Available: https://depot-e.uqtr.ca/id/eprint/6946/

[69] L. D. Knopper and C. A. Ollson, “Health effects and wind turbines: A review of the literature,” *Environmental Health*, vol. 10, no. 1, p. 78, Dec. 2011, doi: 10.1186/1476-069X-10-78.

[70] R. Kumar, K. Raahemifar, and A. S. Fung, “A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, no. September 2016, pp. 281–291, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.033.

[71] G. M. H. Shahariar and M. R. Hasan, “Design & construction of a Vertical Axis Wind Turbine,” in *2014 9th International Forum on Strategic Technology (IFOST)*, IEEE, Oct. 2014, pp. 326–329. doi: 10.1109/IFOST.2014.6991132.

[72] N. K. H. E.A.D. Kumara K.G.R.M. Jayathilake, “Review Paper- Overview of the Vertical Axis Wind Turbines,” *International Journal of Scientific Research and Innovative Technology*, vol. 4, no. September, pp. 56–67, 2017.

[73] D. Gueritte, “Avertissement d’une éolienne à vitesse variables et à pas fixe dans le cadre d’un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration,” Mémoire de Maîtrise en science appliquée, Université du Québec à Rimouski, 2010. [Online]. Available: https://semaphore.uqar.ca/id/eprint/538/

[74] S. Sumathi, L. Ashok Kumar, P.Surekha, *Solar Photovoltaic & Wind Energy Conversion Systems*. 2015. [Online]. Available: internal-pdf://0380800788/Solar PV & Wind E Conversion Systems 2015.pdf

[75] A. Beainy, C. Maatouk, N. Moubayed, and F. Kaddah, “Comparison of different types of generator for wind energy conversion system topologies,” in *2016 3rd International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)*, IEEE, Jul. 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/REDEC.2016.7577535.

[76] N. S. Patil and Y. N. Bhosle, “A review on wind turbine generator topologies,” in *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, IEEE, Feb. 2013, pp. 625–629. doi: 10.1109/ICPEC.2013.6527733.

[77] H. Polinder, J. A. Ferreira, B. B. Jensen, A. B. Abrahamsen, K. Atallah, and R. A. McMahon, “Trends in wind turbine generator systems,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 1, no. 3, pp. 174–185, Sep. 2013, doi: 10.1109/JESTPE.2013.2280428.

[78] S. Kumar Bisoyi, R. K. Jarial, and R. A. Gupta, “a Review of the State of the Art of Generators and Power Electronics Converter Topologies for Wind Energy Conversion

System," *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 3, no. 3, pp. 283–291, 2013, [Online]. Available: www.ijetae.com

[79] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, First. New Jersey: Wiley, 2011. doi: 10.1002/9781118029008.

[80] M. R. Islam, Y. Guo, and J. Zhu, "Power converters for wind turbines: Current and future development," *Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments*, no. March 2015, pp. 559–571, 2013.

[81] I. Mrcela, D. Sumina, F. Sacic, and T. Barisa, "A wind turbine two level back-to-back converter power loss study," in *2016 IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)*, IEEE, Sep. 2016, pp. 308–314. doi: 10.1109/EPEPEMC.2016.7752016.

[82] H. Pishbahar, F. Blaabjerg, and H. Saboori, "Emerging grid-forming power converters for renewable energy and storage resources integration – A review," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 60, p. 103538, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.seta.2023.103538.

[83] M. W. Qaisar and J. Fang, "Grid-Forming Converters for Renewable Generation: A Comprehensive Review," Aug. 28, 2025, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute*. doi: 10.3390/en18174565.

[84] S. Fang and Y. Wang, "The Role of Energy Storage Systems in Microgrids Operation," in *Power Systems*, A. Anvari-Moghaddam, H. Abdi, B. Mohammadi-Ivatloo, and N. Hatziargyriou, Eds., sprinter, 2021, pp. 127–149. doi: 10.1007/978-3-030-59750-4_5.

[85] A. M. O. Haruni, "A Stand-Alone Hybrid Power System with Energy Storage," Thesis, University Of Tasmania, 2013. doi: 10.25959/23205758.V1.

[86] L. A. Aloo, P. K. Kihato, S. I. Kamau, and R. S. Orenge, "Modeling and control of a photovoltaic-wind hybrid microgrid system using GA-ANFIS," *Heliyon*, vol. 9, no. 4, p. e14678, 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e14678.

[87] H. Du Plooy, "Comparative strategies for efficient control and storage of renewable energy in a microgrid," Master thesis, Cape Peninsula University of Technology, 2016. Accessed: Aug. 13, 2023. [Online]. Available: http://hdl.handle.net/20.500.11838/2486

[88] C. Lumbreras, J. M. Guerrero, P. Garcia, F. Briz, and D. D. Reigosa, "Control of a Small Wind Turbine in the High Wind Speed Region," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 10, pp. 6980–6991, Oct. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2508674.

[89] G. R. Athira and V. R. Pandi, "Energy management in islanded DC microgrid using fuzzy controller to improve battery performance," in *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, IEEE, Dec. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397369.

[90] D. Srinivas, K. Ramesh, and V. Ganesh, “Optimal Design and Energy Management for Hybrid Wind-Solar PV based Renewable Energy System with Battery Storage: A Review,” in *2019 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, IEEE, Mar. 2019, pp. 155–160. doi: 10.1109/ICCPEIC45300.2019.9082356.

[91] R. Chaudhary and A. P. Singh, “Intelligent load frequency control approach for multi area interconnected hybrid power system,” in *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, IEEE, Dec. 2017, pp. 1–4. doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397381.

[92] Ware Ely, “Étude et gestion d’un système hybride éolien-photovoltaïque autonome,” Mémoire de Maîtrise, Université du Québec à Trois-Rivières, 2023. [Online]. Available: https://depot-e.uqtr.ca/id/eprint/10901

[93] M. T. Melamu, E. F. Orumwense, and K. M. Abo-Al-Ez, “Simulation of a Hybrid PV System and Micro-Hydropower Using Matlab/Simulink,” *SSRN Electronic Journal*, pp. 1–6, 2020, doi: 10.2139/ssrn.3740734.

[94] M. Pinard, *Convertisseurs Et Électronique De Puissance*. 2007. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.016

[95] B. Abdelhakim, “Conception et implémentation d’une commande MPPT de haute performance pour une chaine de conversion photovoltaïque autonome,” Thèse de doctorat en sciences, UNIVERSITE FERHAT ABBAS - SETIF 1, 2015. [Online]. Available: http://dspace.univ-setif.dz:8888/jspui/handle/123456789/1704

[96] K. G. Adantchédé, “Gestion D ’ Energie Dans Les Systemes Hybrides Pv / Diesel Pour Zones Isolees Et Rurales : Optimisation Et Experimentation,” Thèse, Institut international d’ingénierie de l’eau et de l’environnement, 2017. [Online]. Available: http://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/index.php?lvl=notice_display&id=29111

[97] S. E. L. Aimani, “Modelisation de differentes technologies d’eoliennes integrees dans un reseau de moyenne tension,” Thèse, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2004. [Online]. Available: https://theses.fr/2004ECLI0004

[98] T. H. M. S. Rashid, A. K. Routh, R. Rana, A. H. M. I. Ferdous, and R. Sayed, “A Novel Approach to Maximize Performance and Reliability of PMSG Based Wind Turbine: Bangladesh Perspective,” *American Journal of Engineering Research (AJER*, no. 7, pp. 17–26, 2018, [Online]. Available: www.ajer.org

[99] M. E. Haque, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqi, “A Novel Control Strategy for a Variable-Speed Wind Turbine With a Permanent-Magnet Synchronous Generator,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 46, no. 1, pp. 331–339, 2010, doi: 10.1109/TIA.2009.2036550.

[100] S. G. Malla, P. K. Dadi, and J. Dadi, “Wind and photovoltaic based hybrid stand-alone power generation system,” in *2017 International Conference on Energy,*

Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS), IEEE, Aug. 2017, pp. 3718–3725. doi: 10.1109/ICECDS.2017.8390158.

[101] P. M. Koumba, “Contribution à l’étude et à la commande des éoliennes à génératrices synchrones dédiées aux réseaux électriques autonomes,” Thèse, Université du Québec à Trois-Rivières, 2019. [Online]. Available: https://depot-e.uqtr.ca/id/eprint/9086/1/032314438.pdf

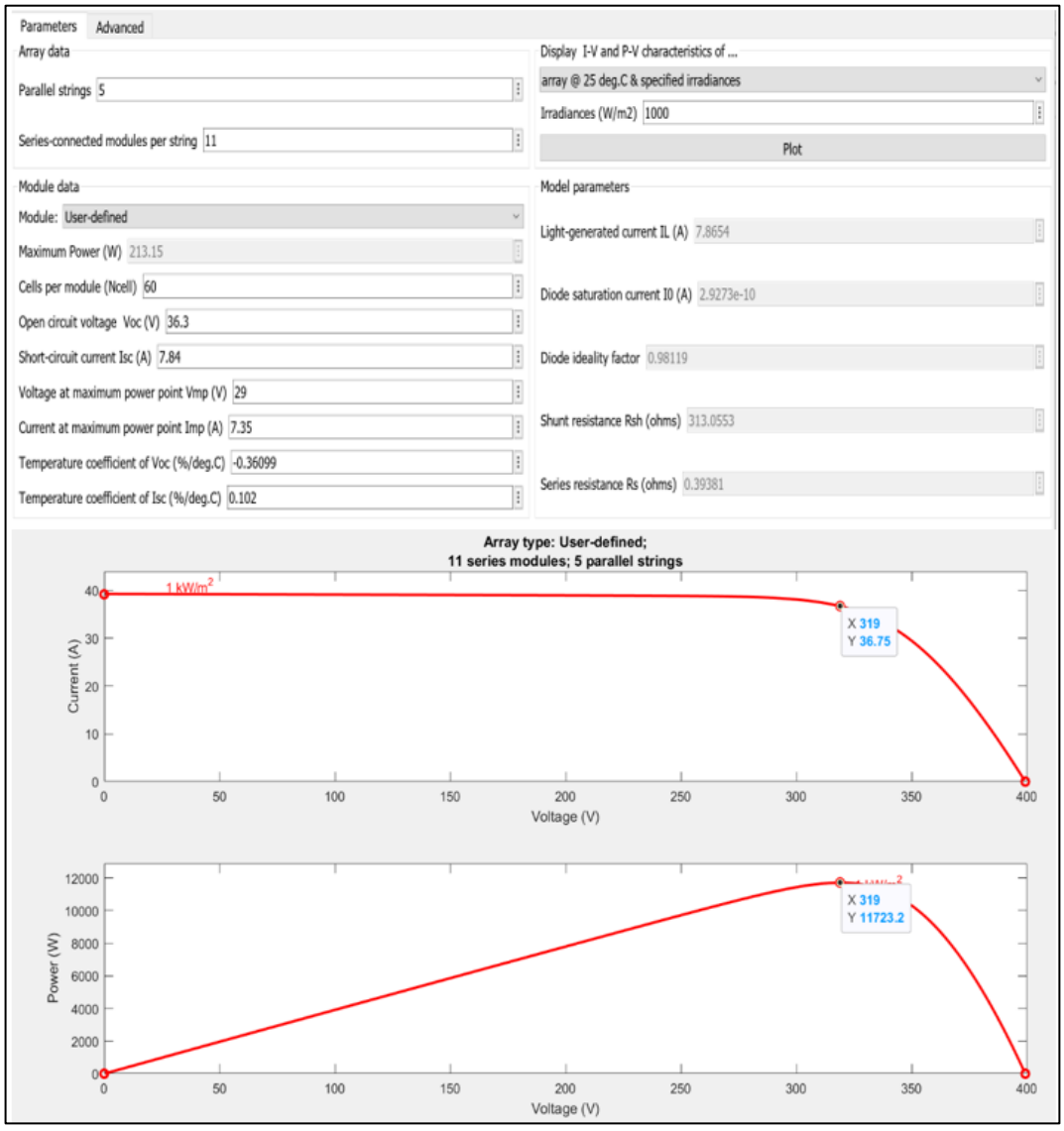
[102] P. Shaw, P. K. Sahu, S. Maity, and P. Kumar, “Modeling and control of a battery connected standalone photovoltaic system,” in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, IEEE, Jul. 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853123.

[103] Y. Zhang and A. Lundblad, “Comparative Study of Battery Storage and Hydrogen Storage to Increase Photovoltaic Self-sufficiency in a Residential Building of Sweden,” *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 268–273, Dec. 2016, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2016.11.284.

[104] M. Taïki Vaïtchemé, “Modelisation et simulation d ’ un système de stockage intégré dans un micro-réseau autonome solaire-éolien,” Mémoire de maîtrise, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2019. [Online]. Available: https://depositum.uqat.ca/id/eprint/818/1/Memoire_MartinTaikiVaitcheme.pdf

Annexe A – Paramètres de simulation du sous-système photovoltaïque

1. *Paramètres du champ photovoltaïque*



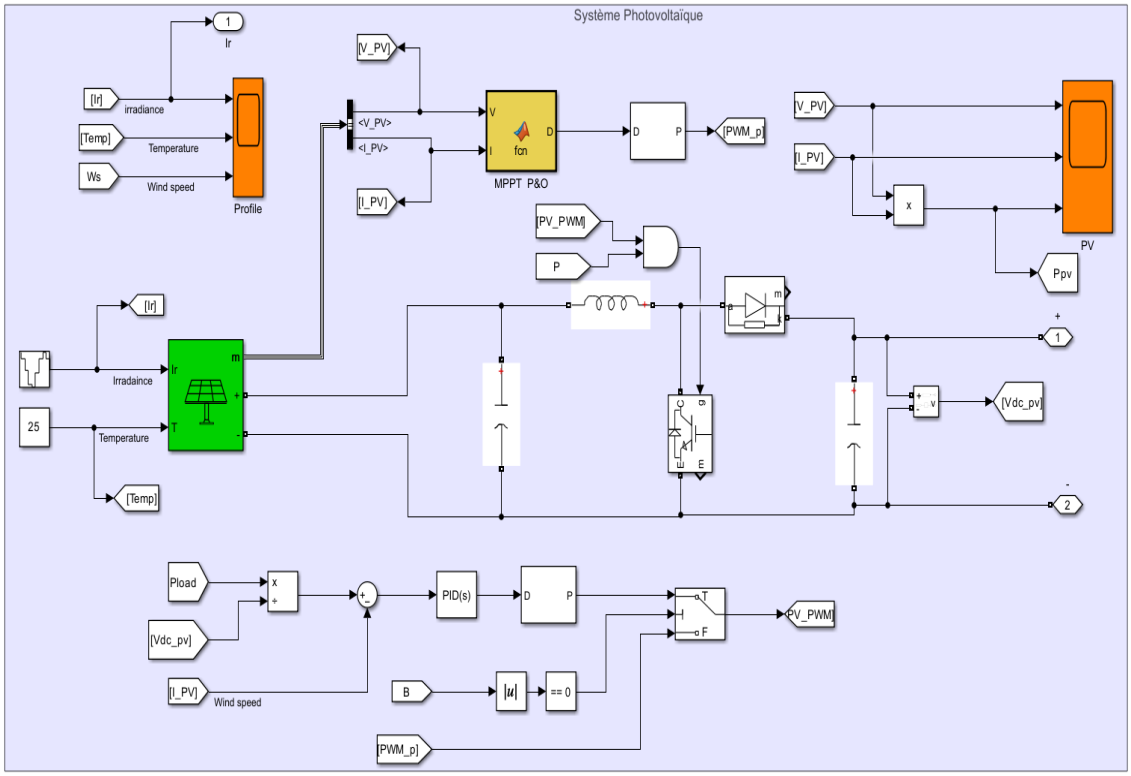
2. *Paramètres du convertisseur DC-DC élévateur*

Design_BoostPV.m | Design_batcon.m | Design_Boostwind.m

```
P=12e3;
Vin=11*29;
fs=10e3;
Vout=700;
d=(Vout-Vin)/Vout
Ioutmax=P/Vout;
delIL=0.01*Ioutmax*(Vout/Vin); %% ripple inductor
delvout=0.01*Vout;
delvin=0.01*Vin;
L=(Vin*(Vout-Vin))/(delIL*fs*Vout)
C=(Ioutmax*(1-(Vin/Vout)))/(fs*delvout)
R=Vout/Ioutmax
```

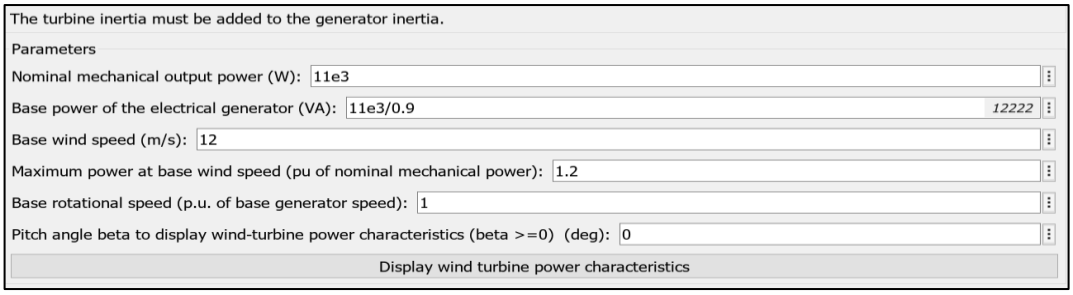
Name	Value
C	1.3329e-04
d	0.5443
delIL	0.3762
delvin	3.1900
delvout	7
fs	10000
Ioutmax	17.1429
L	0.0462
P	12000
R	40.8333
Vin	319
Vout	700

3. *Modèle Matlab/Simulink du sous-système photovoltaïque*

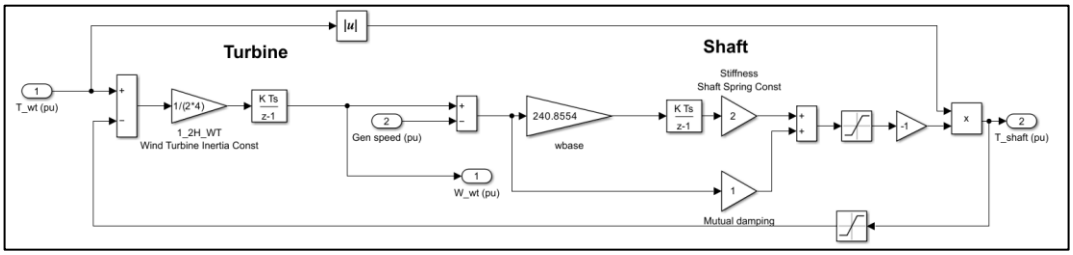


Annexe B – Paramètres de simulation du sous-système éolien

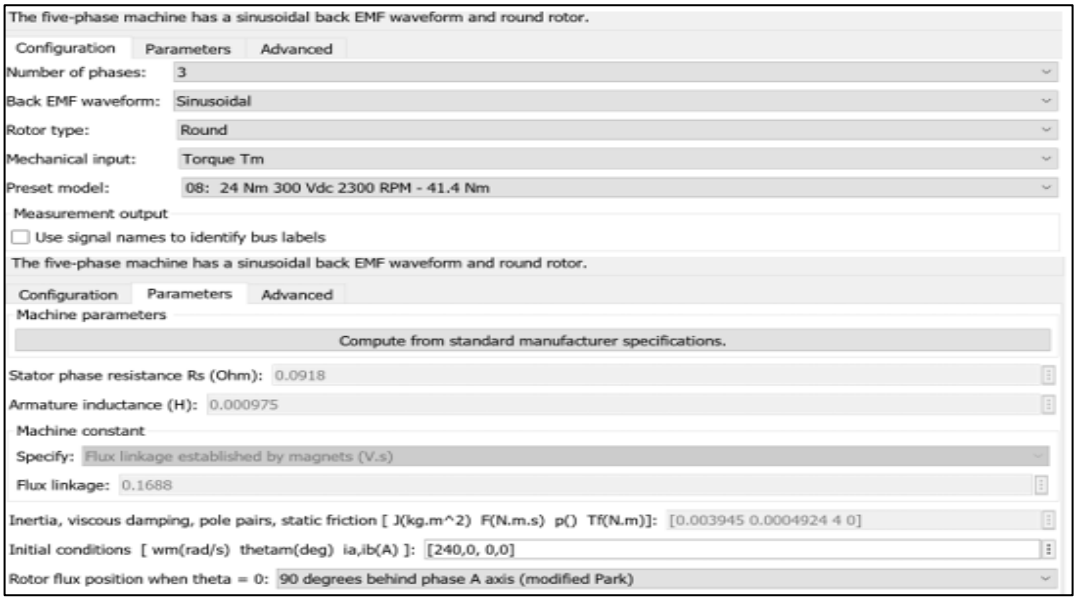
1. *Paramètres de la turbine éolienne*



2. *Modèle Matlab/Simulink du multiplicateur*



3. *Paramètres de la génératrice synchrone à aimant permanent*



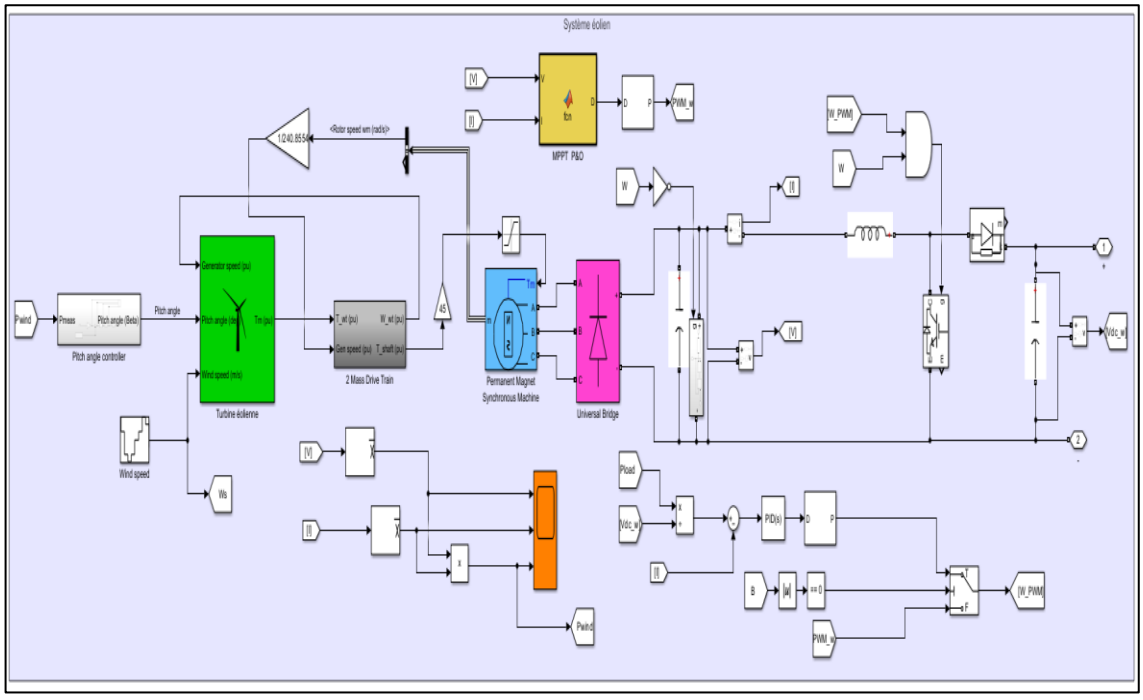
4. Paramètres du convertisseurs DC-DC élévateur

Design_BoostPV.m | Design_batcon.m | Design_Boostwind.m

```
P=11e3;
Vin=250;
fs=10e3;
Vout=600;
d=(Vout-Vin)/Vout
Ioutmax=P/Vout;
delIL=0.01*Ioutmax*(Vout/Vin); %% ripple inductor
delvout=0.01*Vout;
delvin=0.01*Vin;
L=(Vin*(Vout-Vin))/(delIL*fs*Vout)
C=(Ioutmax*(1-(Vin/Vout)))/(fs*delvout)
R=Vout/Ioutmax
```

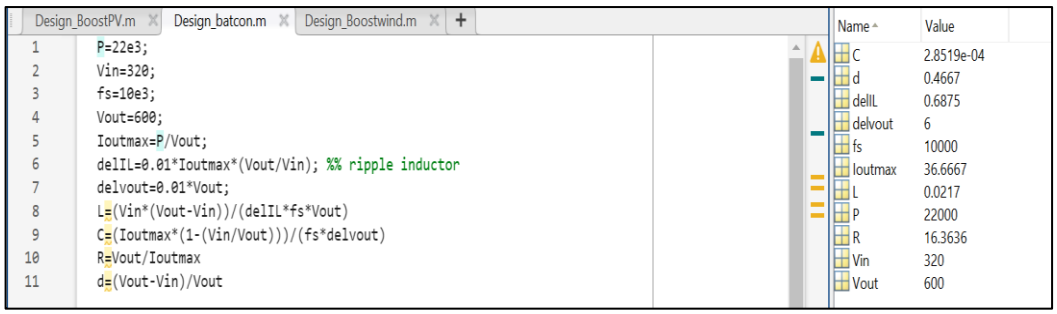
Name	Value
C	1.7824e-04
d	0.5833
delIL	0.4400
delvin	2.5000
delvout	6
fs	10000
Ioutmax	18.3333
L	0.0331
P	11000
R	32.7273
Vin	250
Vout	600

5. Modèle Matlab/Simulink du sous-système éolien

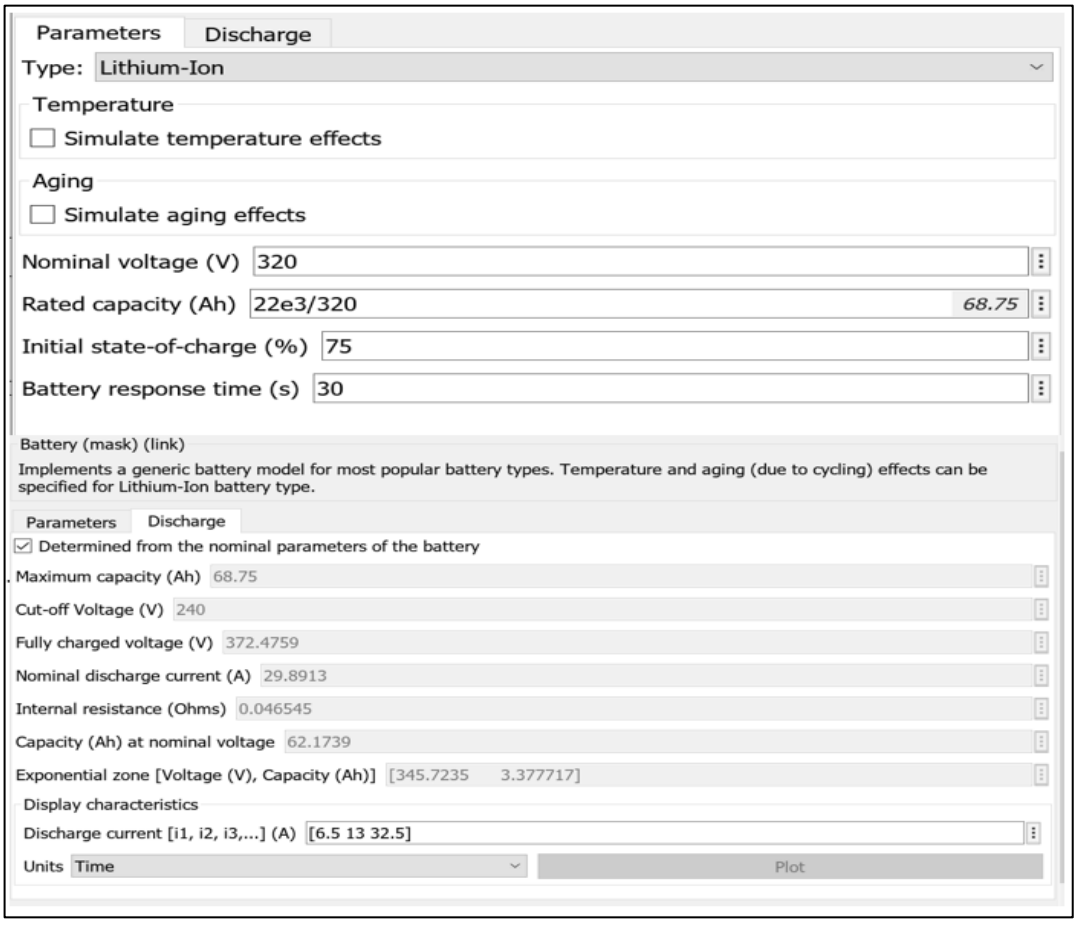


Annexe C – Paramètres de simulation du sous-système de stockage

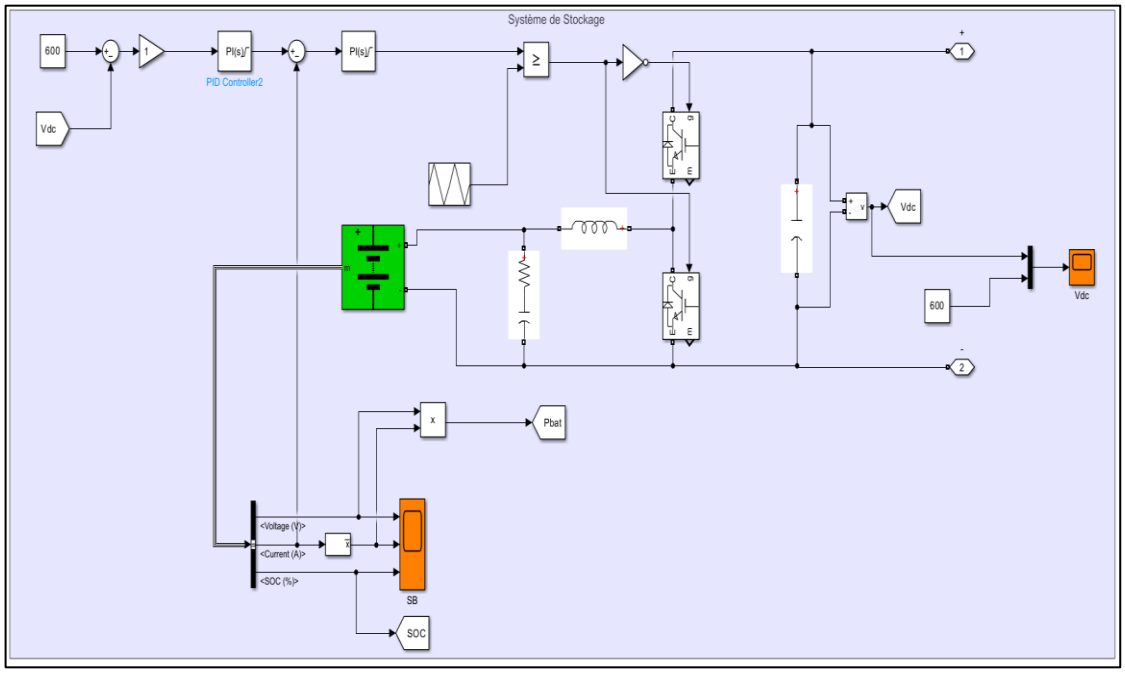
1. *Paramètres du convertisseur bidirectionnel DC-DC (Buck-boost Converter)*



2. *Paramètres de la batterie*



3. *Modèle Matlab/Simulink du sous-système de stockage*



Annexe D – Calcul des paramètres du filtre LC

```
clc; clear;

% ===== INPUTS =====
P = 15e3;           % VA
VLL = 415;          % V line-line RMS
Vdc = 600;          % V
fs = 10e3;          % Hz switching frequency
f1 = 60;            % Hz fundamental frequency
ripple_pct = 20;    % current ripple percentage
fc = 1200;          % Hz cutoff frequency for LC f

% ===== BASIC CALCULATIONS =====
Irated = P/(sqrt(3)*VLL);      % Rated line curren
Vph = VLL/sqrt(3);             % Phase RMS voltage
dI = (ripple_pct/100)*Irated; % Ripple current

% ===== INDUCTOR DESIGN =====
Lph = Vdc/(6*fs*dI);           % H per phase

% ===== CAPACITOR DESIGN =====
Cph = 1 / ((2*pi*fc)^2 * Lph);   % F per phase

% ===== CHECKS =====
XL = 2*pi*f1*Lph;              % Inductive reactan
Vdrop = Irated * XL;           % Voltage drop acro
Vdrop_pct = 100*(Vdrop/Vph);

XC = 1/(2*pi*f1*Cph);          % Capacitive reacta
Ic = Vph / XC;                 % Capacitor current per phase
Qc_total = 3 * Vph^2 / XC;     % Total reactive power by capacitor

% ===== DAMPING RESISTOR =====
wc = 2*pi*fc;
Rd = 1/(3*wc*Cph);             % ohm

% ===== PRINT =====
fprintf('THREE-PHASE LC FILTER (PER PHASE)\n');
fprintf('Irated = %.3f A\n', Irated);
fprintf('DeltaI = %.3f A (%.1f%%)\n', dI, ripple_pct);
fprintf('Lph = %.6f H (%.3f mH)\n', Lph, 1e3*Lph);
fprintf('Cph = %.9f F (%.3f uF)\n', Cph, 1e6*Cph);
fprintf('Cutoff frequency fc = %.1f Hz\n', fc);
fprintf('Vdrop@f1 = %.2f V (%.2f%% of Vph)\n', Vdrop, Vdrop_pct);
fprintf('Capacitor current Ic = %.3f A\n', Ic);
fprintf('Capacitor reactive power Qc_total = %.2f VAR\n', Qc_total);
fprintf('Damping resistor Rd = %.3f ohm\n', Rd);
```

Workspace

Name	Value
Cph	7.3416e-06
dI	4.1736
f1	60
fc	1200
fs	10000
Ic	0.6631
Irated	20.8681
Lph	0.0024
P	15000
Qc_total	476.6698
Rd	6.0218
ripple_pct	20
Vdc	600
Vdrop	18.8496
Vdrop_pct	7.8671
VLL	415
Vph	239.6004
wc	7.5398e+03
XC	361.3088
XL	0.9033

Command Window

```
THREE-PHASE LC FILTER (PER PHASE)
Irated = 20.868 A
DeltaI = 4.174 A (20.0%)
Lph = 0.002396 H (2.396 mH)
Cph = 0.000007342 F (7.342 uF)
Cutoff frequency fc = 1200.0 Hz
Vdrop@f1 = 18.85 V (7.87% of Vph)
Capacitor current Ic = 0.663 A
Capacitor reactive power Qc_total = 476.67 VAR
Damping resistor Rd = 6.022 ohm
fx >>
```

Annexe E – Stratégie de commande de l'onduleur

1. Calcul des paramètres K_P et K_I des deux boucles de contrôle interne (I) et externe (V).

```
clc; clear;

% ===== GIVEN =====
L  = 0.002396;      % H  (filter inductor)
C  = 0.000007342;         % F  (filter capacitor) <-- update with your actual value
R  = 0.05;          % ohm (inductor DCR / series resistance)
fs = 10e3;          % Hz switching frequency
VLL = 400;          % V
P   = 15e3;         % W or VA
% ===== LC RESONANCE =====
fr = 1/(2*pi*sqrt(L*C));    % Hz
wr = 2*pi*fr;
% ===== BANDWIDTH SELECTION =====
% Keep current loop well below switching frequency and LC resonance
f_ci = min(fs/15, fr/5);
w_ci = 2*pi*f_ci;
% Voltage loop much slower than current loop
f_cv = f_ci/8;
w_cv = 2*pi*f_cv;
% ===== INNER CURRENT PI (for inductor current) =====
Kp_i = L*w_ci;
Ki_i = R*w_ci;
% ===== OUTER VOLTAGE PI (for capacitor/output voltage) =====
% Plant: Vo(s)/iL*(s) = 1/(C*s)
Kp_v = C*w_cv;
Ki_v = C*w_cv^2;

% ===== OPTIONAL CHECKS =====
Vph_rms  = VLL/sqrt(3);
Vph_peak = sqrt(2)*Vph_rms;
Iline    = P/(sqrt(3)*VLL);

fprintf("LC-FILTER STAND-ALONE TUNING\n\n");
fprintf("Filter parameters:\n");
fprintf("L  = %.6f H (%.3f mH)\n", L, 1e3*L);
fprintf("C  = %.9f F (%.3f uF)\n", C, 1e6*C);
fprintf("R  = %.4f ohm\n\n", R);
fprintf("Rated values:\n");
fprintf("Vph(rms)  = %.2f V\n", Vph_rms);
fprintf("Vph(peak) = %.2f V\n", Vph_peak);
fprintf("Iline     = %.2f A\n\n", Iline);
fprintf("Resonance:\n");
fprintf("f_r  = %.2f Hz\n\n", fr);
fprintf("Selected bandwidths:\n");
fprintf("f_ci = %.2f Hz\n", f_ci);
fprintf("f_cv = %.2f Hz\n\n", f_cv);
fprintf("Inner Current PI:\n");
fprintf("Kp_i = %.6f\n", Kp_i);
fprintf("Ki_i = %.6f\n\n", Ki_i);
fprintf("Outer Voltage PI:\n");
fprintf("Kp_v = %.6f\n", Kp_v);
fprintf("Ki_v = %.6f\n", Ki_v);

% ===== SIMPLE DESIGN WARNINGS =====
if f_ci >= fr/3
    warning('Current loop bandwidth is too close to LC resonance. Reduce f_ci.');
end

if f_cv >= f_ci/5
    warning('Voltage loop may be too fast. Keep outer loop much slower than current loop.');
end
```

```
LC-FILTER STAND-ALONE TUNING

Filter parameters:

L  = 0.002396 H (2.396 mH)

C  = 0.000007342 F (7.342 uF)

R  = 0.0500 ohm

Rated values:

Vph(rms)  = 230.94 V

Vph(peak) = 326.60 V

Iline     = 21.65 A

Resonance:

f_r  = 1199.97 Hz

Selected bandwidths:

f_ci = 239.99 Hz

f_cv = 30.00 Hz

Inner Current PI:

Kp_i = 3.612985

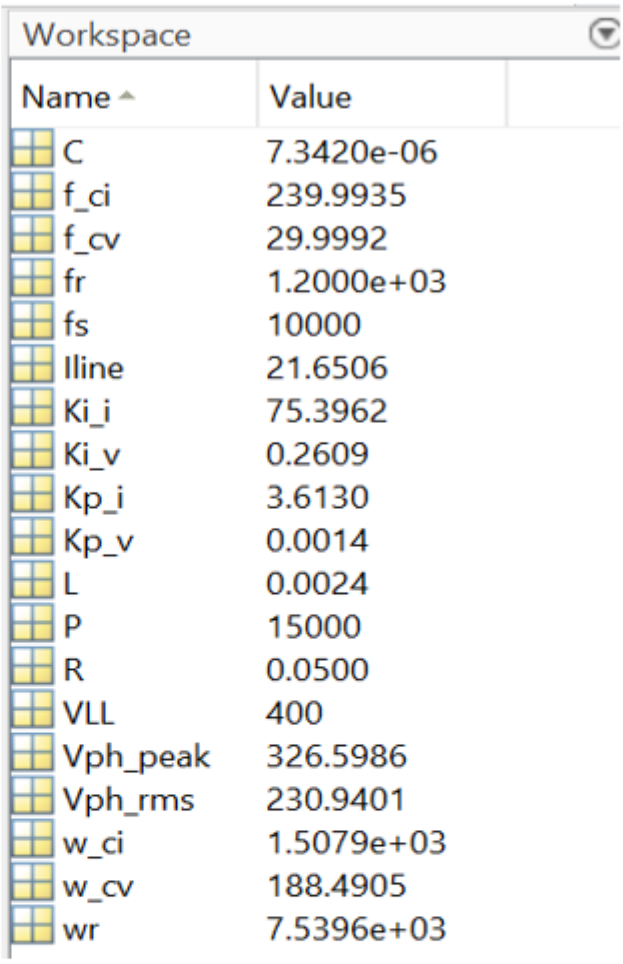
Ki_i = 75.396190

Outer Voltage PI:

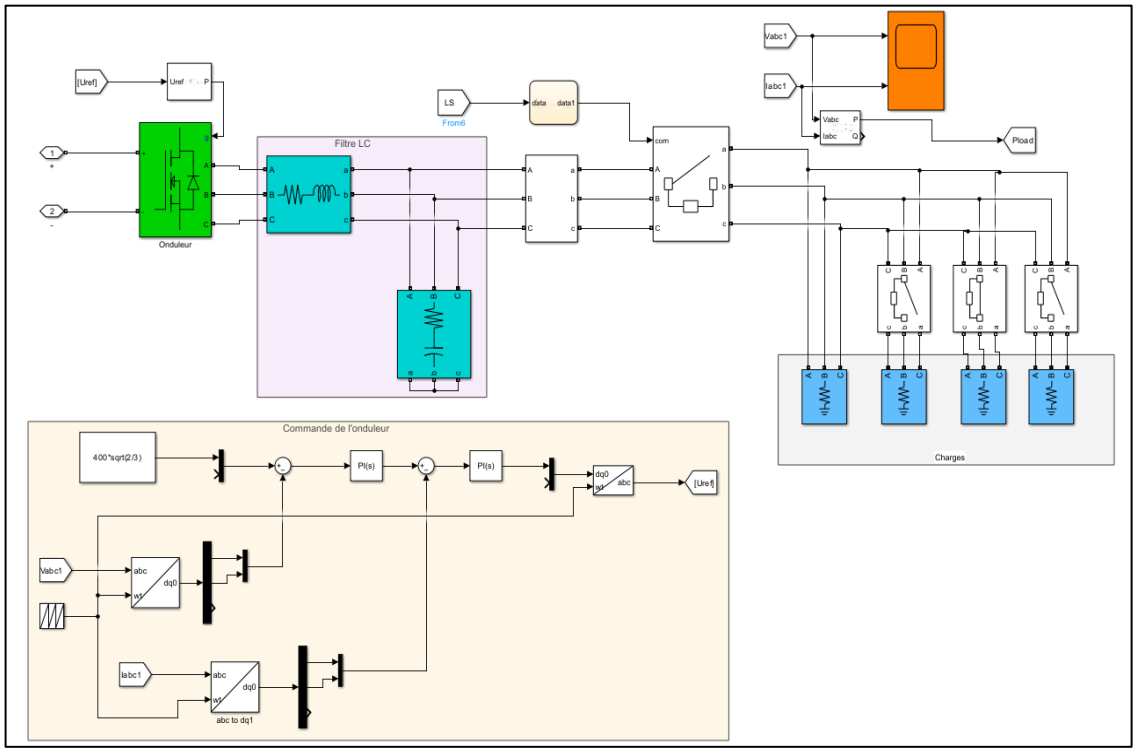
Kp_v = 0.001384

Ki_v = 0.260851

>>
```



2. Commande implémentée sur Matlab/Simulink



Annexe F – Code de la stratégie de gestion implémentée

```
function [mode, PV_on, Wind_on, Load_shed, Batt_state] = EMS_Controller(P_pv,
P_wind, P_load, SOC)
%#codegen
% EMS controller for Simulink
%
% Outputs:
% mode       : operating mode number
% PV_on      : 1 = PV connected, 0 = disconnected
% Wind_on    : 1 = Wind connected, 0 = disconnected
% Load_shed  : 1 = load shedding active, 0 = normal
% Batt_state : 1 = charging, 0 = idle, -1 = discharging

SOC_min = 50;
SOC_max = 100;
eps_val = 1e-6;

P_prod   = P_pv + P_wind;
P_excess = P_prod - P_load;

% Default outputs
mode       = 0;
PV_on      = 1;
Wind_on    = 1;
Load_shed  = 0;
Batt_state = 0;

% Mode 1: Power deficit and battery at minimum SOC
if (P_excess < -eps_val) && (SOC <= SOC_min)
    mode       = 1;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 1;
    Batt_state = 0;

% Mode 2: Power deficit and battery can discharge
elseif (P_excess < -eps_val) && (SOC > SOC_min)
    mode       = 2;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = -1;

% Mode 3: Exact balance
elseif abs(P_excess) <= eps_val
    mode       = 3;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 0;
```

```
% Mode 4: PV alone supplies load, battery full
elseif (P_pv >= P_load - eps_val) && (P_pv > P_wind + eps_val) && (SOC >=
SOC_max)
    mode       = 4;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 0;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 0;

% Mode 5: PV alone supplies load and charges battery
elseif (P_pv > P_load + eps_val) && (P_pv > P_wind + eps_val) && (SOC >=
SOC_min) && (SOC < SOC_max)
    mode       = 5;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 0;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 1;

% Mode 6: Wind alone supplies load, battery full
elseif (P_wind >= P_load - eps_val) && (P_wind > P_pv + eps_val) && (SOC >=
SOC_max)
    mode       = 6;
    PV_on      = 0;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 0;

% Mode 7: Wind alone supplies load and charges battery
elseif (P_wind > P_load + eps_val) && (P_wind > P_pv + eps_val) && (SOC >=
SOC_min) && (SOC < SOC_max)
    mode       = 7;
    PV_on      = 0;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 1;

% Mode 8: Both PV and wind together supply load and charge battery
elseif (P_excess > eps_val) && (P_pv < P_load - eps_val) && (P_wind < P_load -
eps_val) ...
        && (SOC >= SOC_min) && (SOC < SOC_max)
    mode       = 8;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 1;

% Mode 9: Surplus available but battery full
elseif (P_excess > eps_val) && (SOC >= SOC_max)
    mode       = 9;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 0;

% Mode 10: Default/fallback
```

```
else
    mode       = 10;
    PV_on      = 1;
    Wind_on    = 1;
    Load_shed  = 0;
    Batt_state = 0;
end
```