

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MODÉLISATION ET GESTION ÉNERGÉTIQUE HIÉRARCHIQUE D'UN
SYSTÈME HYBRIDE SOLAIRE-ÉOLIEN AVEC STOCKAGE EN MODE AUTONOME

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
VIVALDI RAYMOND

NOVEMBRE 2025

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 :

Mamadou Lamine Doumbia

directeur de recherche

Évaluateurs :

Prof. Alben Cardenas

Université du Québec à Trois-Rivières

Évaluateur

Fils Pascal Mpomboum Lingom GE Vernova Power Conversion, USA Évaluateur externe

Mamadou Lamine Doumbia

directeur de recherche

Résumé

Dans un contexte mondial marqué par la transition énergétique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, les systèmes hybrides autonomes constituent une solution prometteuse pour l'alimentation des zones éloignées non connectées au réseau principal. En associant des sources d'énergie renouvelables comme le solaire et l'éolien, ces systèmes constituent une option durable, tout en soulevant des enjeux liés à l'intermittence et à la gestion efficace de l'énergie.

Par suite d'une étude approfondie de la littérature portant sur les micro-réseaux, les convertisseurs de puissance et les systèmes de gestion d'énergie, les différents sous-systèmes du système hybride ont été modélisés sous MATLAB/Simulink. Ceux-ci comprennent le générateur photovoltaïque associé à un convertisseur DC-DC, le générateur éolien couplé à un redresseur AC-DC suivi d'un onduleur, ainsi qu'un système de stockage par batteries commandé par un convertisseur bidirectionnel. Après conversion, les différentes sources sont raccordées à un bus alternatif destiné à alimenter des charges essentielles (8 kW) et non essentielles (3 kW). Un algorithme de gestion hiérarchique a ensuite été développé afin d'assurer une coordination dynamique des sources, en fonction de leur disponibilité et du niveau de la demande. Les simulations démontrent que la stratégie proposée permet de maintenir l'équilibre de tension au niveau des charges, d'assurer une alimentation continue des charges essentielles et d'optimiser l'utilisation du stockage, en privilégiant les énergies renouvelables lorsqu'elles sont disponibles et en sollicitant la batterie uniquement en cas de déficit de production. Cette approche améliore ainsi l'efficacité globale du système tout en contribuant à la préservation de la durée de vie du stockage.

Ainsi, la stratégie élaborée s'avère être une réponse appropriée pour les micro-réseaux autonomes, notamment dans les zones reculées et les régions où le réseau électrique est peu fiable. Contrairement à un système qui utilise un seul onduleur, celui que nous proposons alimente la charge variable par trois onduleurs installés sous chaque sous-système selon la disponibilité durant la période de l'année.

De toute évidence, cette recherche prouve que la mise en place d'une gestion énergétique basée sur une coordination hiérarchique des sources améliore de manière significative les performances des systèmes hybrides renouvelables. Les projets futurs comprennent l'intégration d'algorithmes prédictifs et de méthodes d'intelligence artificielle pour renforcer la résilience, la flexibilité et l'adaptabilité du micro-réseau face à des conditions opérationnelles plus complexes.

Remerciement

Avant toute chose, je rends grâce à Dieu Tout-Puissant, source de toute sagesse, pour le don de la vie, la santé, la force et l'inspiration qui m'ont soutenu tout au long de la réalisation de ce travail. Sans son aide, rien de tout cela n'aurait été possible.

Je tiens à exprimer, à travers ces lignes, ma profonde gratitude et ma reconnaissance envers toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réussite de ce mémoire.

À mon directeur de recherche, Professeur Mamadou Lamine Doumbia, professeur au département de génie électrique et génie informatique, pour sa disponibilité, son encadrement rigoureux et ses conseils éclairés. Sa patience, sa vision scientifique et son exigence académique ont grandement enrichi la qualité de ce travail.

À l'ensemble des professeurs et du personnel du département de génie électrique et de génie informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, pour leurs enseignements, leur engagement et leur dévouement dans la formation des étudiants.

À ma chère épouse Anella Rebeca, pour son amour, sa patience et son soutien constant dans les moments d'effort et de doute. Ses encouragements ont été une source précieuse de force et de motivation.

À mes filles Rivka et Kyria, pour leur sourire, leur affection et leur compréhension pendant mes longues heures de travail. Leur présence m'a apporté beaucoup de joie et de courage.

À ma sœur Emanuella, pour son affection, ses conseils et son appui sincère tout au long de ce parcours.

À mes amis Coulibaly, Simon Pierre et Serge, pour leur fraternité, leur bienveillance et les nombreux moments de partage qui ont rendu cette expérience plus agréable et humaine.

À toutes les personnes, proches ou lointaines, qui ont contribué d'une manière ou d'une autre à la réussite de cette recherche, par leurs encouragements, leur soutien ou leurs prières, je vous adresse mes sincères remerciements.

Enfin, je dédie ce mémoire à la mémoire de ma mère, Antoinette Bernadette Battist, dont l'amour, les sacrifices et les valeurs demeurent pour moi une source éternelle d'inspiration et de courage.

Table des matières

Table des matières.....	vii
Liste des tableaux.....	xvii
Liste des figures	xviii
Chapitre 1 - Introduction.....	1
1.1 Mise en contexte.....	1
1.2 Problématique.....	4
1.3 Objectifs	6
1.3.1 Objectif général.....	6
1.3.2 Objectifs spécifiques.....	6
1.4 Méthodologie.....	6
1.5 Pertinence du sujet.....	8
Chapitre 2 - Revue de littérature et état de l’art sur les micro-réseaux hybrides intelligents.....	9
2.1 Introduction	9
2.2 Réseaux intelligents et micro-réseaux : définitions et principes	10
2.3 Principales composantes d’un micro-réseau typique	11
2.3.1 Mode de fonctionnement du micro-réseau	12
2.4 Classification et topologies des micro-réseaux	13

2.4.1	Micro-réseaux en courant alternatif (AC).....	14
2.4.2	Micro-réseaux en courant continu (DC)	15
2.4.3	Micro-réseaux hybrides (AC/DC).....	15
2.5	Défis techniques des micro-réseaux	17
2.5.1	Stabilité de tension et de fréquence	17
2.5.2	Gestion optimale du stockage d'énergie	17
2.5.3	Qualité de l'énergie et filtrage harmonique	18
2.5.4	Coordination des convertisseurs	18
2.5.5	Enjeux économiques et environnementaux	20
2.6	Systèmes hybrides PV-Éolien-Batterie	20
2.7	Sources technologiques-avantages et inconvénients	21
2.7.1	Énergie solaire	21
2.7.2	Énergie éolienne.....	22
2.8	Convertisseurs connectés au réseau.....	23
2.8.1	Principaux composants des convertisseurs connectés au réseau	23
2.9	Configurations existantes de convertisseurs connectés au réseau (examen simplifié).....	24
2.9.1	Principe de fonctionnement de base	24
2.9.2	Onduleur central (convertisseur à un étage)	24

2.9.3	Convertisseur à deux étages.....	24
2.9.4	Convertisseurs multiniveaux.....	25
2.9.5	Convertisseur à source de courant	25
2.9.6	Convertisseur à source de tension (VSC)	25
2.10	Gestion hiérarchique et rôle des convertisseurs	25
2.11	État de l'art	28
2.11.1	Évaluation de la viabilité du système autonome hybride solaire- Éolien avec stockage d'énergie.	28
2.11.2	Évolution des micro-réseaux hybrides.....	28
2.11.3	Variabilité et intermittence des sources renouvelables.....	28
2.12	Conclusion.....	31
Chapitre 3 - Étude et modélisation des composants du système hybride		
	(solaire-éolien) avec stockage (batterie).	33
3.1	Introduction	33
3.2	Description et modélisation du système solaire photovoltaïque	34
3.2.1	Principes fondamentaux de l'énergie solaire photovoltaïque	34
3.2.2	Effet photovoltaïque, types de cellules et leur rendement	34
3.2.3	Module photovoltaïque	35
3.2.4	Irradiance solaire et température.....	35
3.3	Types de système photovoltaïque.....	38

3.3.1	Système photovoltaïque autonome (off grid):	38
3.3.2	Système photovoltaïque connecté au réseau (on grid).....	39
3.3.3	Système photovoltaïque hybride.....	40
3.4	Modélisation du générateur PV avec MPPT et convertisseur Boost.....	40
3.4.1	Architecture du système photovoltaïque autonome	42
3.4.2	Cas d'une cellule idéale	43
3.4.3	Puissance optimale.....	46
3.4.4	Importance de l'extraction du maximum de puissance dans un système photovoltaïque.....	47
3.4.5	Commande MPPT avec régulateur PID pour système photovoltaïque.....	50
3.4.6	Principe de la commande MPPT-PID.....	50
3.4.7	Dimensionnement d'un système solaire photovoltaïque	51
3.5	Étapes du dimensionnement d'un système solaire photovoltaïque	52
3.5.1	Détermination des besoins de l'utilisateur	52
3.5.2	Chiffrage de l'énergie solaire récupérable	53
3.5.3	Choix et configuration des modules photovoltaïques	53
3.5.4	Définir la capacité de la batterie	54
3.6	Simulation et résultats du sous-système photovoltaïque	54
3.6.1	Objectif de la simulation.....	54

3.7 Étude et modélisation du hacheur élévateur de tension (Boost).....	55
3.7.1 Généralités	55
3.7.2 Principe de fonctionnement	56
3.7.3 Modèle mathématique du hacheur boost	57
a) Commande du hacheur	58
3.8 Étapes pour la Modélisation d'un Système Éolien.....	60
3.8.1 Introduction.....	60
3.8.2 Description technique de la turbine éolienne.....	60
3.9 Production d'électricité à partir de la puissance mécanique du vent.....	62
3.10 Limite de Betz et Production d'énergie mécanique	64
3.11 Production d'énergie mécanique	65
3.12 Modèle de la turbine	67
3.13 Modèle de multiplicateur.....	68
3.14 Modélisation de l'arbre de la turbine.....	69
3.15 Modélisation de la machine à aimants permanents	70
3.15.1 Constitution de la machine à aimants permanents.....	70
3.15.2 Disposition des aimants dans le rotor	71
3.15.3 Équations électriques	71
3.15.4 Passage au repère de Park	72

3.15.5 Dimensionnement d'un système éolien	74
3.15.6 Évaluation du potentiel éolien du site	74
3.16 Choix technologique de la turbine éolienne	75
3.17 Intégration dans un système autonome.....	76
3.17.1 Simulation sur MATLAB/Simulink du sous-système éolien avec un convertisseur AC_DC triphasé.	76
3.18 Étude et modélisation d'un convertisseur AC-DC (redresseur).....	76
3.18.1 Redresseur MLI (Généralités).....	78
3.18.2 Structure générale du redresseur MLI.....	78
3.18.3 Mode d'opération redressement/régénération	79
3.18.4 Modélisation du convertisseur AC-DC.....	79
3.19 Modélisation du bus continu	81
3.19.1 Fonction du bus continu.....	82
3.19.2 Dimensionnement du bus continu.....	83
3.19.3 Régulation de la tension du bus continu	83
3.19.4 Contrôle et stabilité du bus continu	84
3.20 Modélisation du système de stockage par batterie ion-lithium.	85
3.20.1 Généralité.....	85
3.20.2 Phénomène de dégradation des batteries au lithium-ion.....	88

3.20.3 Avantages et inconvénients des batteries au lithium-ion.....	89
3.21 Modélisation de la batterie lithium.....	89
3.21.1 Structure du modèle	91
3.21.2 Commande et régulation	91
3.22 Étude et modélisation du convertisseur DC-AC	92
3.22.1 Généralités	92
3.22.2 Commande de l'onduleur (Commande MLI)	93
3.23 Conclusion.....	95
Chapitre 4 - Simulation et évaluation des performances du système hybride	96
4.1.1 Simulation sur Matlab Simulink du modèle PV	99
4.4 Simulation et résultats du convertisseur Boost.....	102
4.4.1 Analyse de la puissance de sortie du convertisseur Boost.....	104
4.5 Résultats de simulation de quelques caractéristiques de l'éolienne.....	106
4.5.1 Simulation sur MATLAB-Simulink du sous-système éolien avec un convertisseur AC_DC triphasé.	107
4.5.2 Résultats de simulations du système éolien	107
4.6 Analyse des résultats de simulation de la batterie Lithium-ion 96V installée.....	111
4.7 Résultats et analyse des simulations du convertisseur DC-AC à deux niveaux	114

Chapitre 5 - Développement d'une stratégie de gestion pour un système

hybride autonome solaire-éolien avec stockage.....	117
5.1 Introduction	117
5.2 Principes généraux de la gestion énergétique.....	117
5.3 Classification des systèmes de gestion d'énergie (EMS).....	118
5.3.1 Gestion à base de règles (Rule-Based Control)	118
5.3.2 Gestion à base d'intelligence artificielle.....	119
5.3.3 Gestion à base d'optimisation	119
5.3.4 Gestion prédictive (Model Predictive Control - MPC).....	119
5.3.5 Gestion multi-agent et gestion hybride	120
5.4 Description du système hybride étudié.....	120
5.5 Stratégie hiérarchique proposée	122
5.5.1 Principe général	122
5.6 Logique de fonctionnement.....	124
5.6.1 Priorisation des sources.....	124
5.6.2 Gestion du stockage	124
5.6.3 Commande des charges.....	124
5.7 Modélisation fonctionnelle.....	125
5.8 Justification du choix de la stratégie de gestion hiérarchique	126

5.9	Justification du choix de modéliser les onduleurs dans la stratégie de gestion.....	128
5.10	Description de stratégie de gestion.....	129
5.11	Résultats et analyse des simulations.....	130
5.11.1	Profils de puissance.....	130
5.11.2	États des disjoncteurs des sources.....	132
5.11.3	Tensions triphasées en sortie de chaque source et aux bornes de la charge	133
5.11.4	Courants triphasés en sortie de chaque source et absorbés par la charge.....	136
5.11.5	Puissances des sources et de la charge.....	138
5.12	Synthèse des résultats de simulation	139
5.13	Conclusion.....	140
Chapitre 6 - Conclusion		141
Références.....		143
Annexe A – Données techniques des composants		151
Annexe A.1 Modules photovoltaïques Trina Solar 355 Wc		151
Annexe A.2 Éolienne Rocksolar 5 kW		153
Annexe B – Données de simulation MATLAB/Simulink		154
Annexe B.1 – Modèle Simulink du Sous-système photovoltaïque.....		154

Annexe B.2 – Modèle Simulink du sous-système éolien (PMSG 5 kW)	155
Annexe B.3-Schéma Simulink du système de stockage par batteries (BDC Control et batterie intégrée au bus DC de 600 V).....	156
Annexe B.4- Modèle Simulink de l'onduleur triphasé commandé par modulation de largeur d'impulsion (PWM)	157

Liste des tableaux

Tableau 2-1 : Comparaison des principales topologies de micro-réseaux (AC, DC et hybrides) [22] [23][16].....	16
Tableau 3-1 : Analyse des différents modèles de simulation : applications et précision associée	41
Tableau 3-2 : Composants du système de commande [69].....	51
Tableau 3-3 : Tableau comparatif des technologies de batteries lithium-ion [93-95].....	86
Tableau 3-4 : Composant du modèle de batterie.....	92
Méthode 3 : par optimisation numérique permettant de trouver R_s , R_{sh} , n , I_o , I_{ph} à partir des points de la courbe souvent issus de la fiche technique ou de mesure expérimentale. Tableau 4-1 : Paramètres de simulation du module Trina Solar TSM-335-PEG14.40.....	98
Tableau 4-2 : Caractéristiques du module Trina Solar TSM-335-PEG14-40.....	99
Tableau 4-3 : Paramètres principaux du convertisseur Boost simulé sous MATLAB/Simulink	102
Tableau 4-4 : Fiche technique d'une éolienne de 5 KW	106
Tableau 5-1 : Tableau de classification des charges	125
Tableau 5-2 : Scénario de simulation du système hybride par stratégie hiérarchique	129

Liste des figures

Figure 1-1 : Schéma synoptique du système hybride solaire-éolien-batterie à convertisseurs distribués connecté à un bus AC commun (208 V, 60 Hz).	3
Figure 1-2 : Étapes principales de la méthodologie	8
Figure 2-1 : Schéma conceptuel d'un micro-réseau intelligent intégrant des sources renouvelables, un stockage et une gestion centralisée [18].	12
Figure 2-2 : Micro-réseaux AC [22]	14
Figure 2-3 : Micro-réseaux DC[22]	15
Figure 2-4 : Micro-réseaux hybrides [22]	16
Figure 2-5 : Schémas des convertisseurs DC-AC et AC-DC : (a) Topologie d'un convertisseur triphasé à six interrupteurs, (b) Modèle d'un convertisseur DC-AC avec une tension DC constante (mode onduleur), (c) Modèle général pour les opérations de redresseur et d'onduleur (la direction Pac indique le fonctionnement en redresseur)[28].....	19
Figure 2-6 : Schéma de circuit et modèle moyen des convertisseurs DC-DC : (a) Convertisseur DC-DC boost, (b) Convertisseur DC-DC buck, (c) Modèle moyen général des convertisseurs DC-DC boost et buck [28].....	20
Figure 2-7 : Modèle conceptuel du micro-réseau hybride utilisé dans la simulation [49].....	27
Figure 3-1 : Schéma d'une cellule photovoltaïque [61].....	34
Figure 3-2 : Types de cellules photovoltaïques [63]	35
Figure 3-3 : Énergie solaire incidente quotidienne moyenne à ondes courtes à Trois-Rivières [64]	36
Figure 3-4 : Données mensuelles (2022) de température à Trois-Rivières [64]	37
Figure 3-5 : Données climatiques annuelles de Trois-Rivières (source : NASA/Power).....	37
Figure 3-6: Courbe simulée de l'irradiance solaire.....	38

Figure 3-7 : Système solaire photovoltaïque autonome [66]	39
Figure 3-8 : Système solaire photovoltaïque connecté au réseau [66].....	39
Figure 3-9 : Diagramme de blocs d'une unité de génération photovoltaïque comprenant les parties DC et AC, les convertisseurs d'interfaçage et les boucles de commande de base [28]	40
Figure 3-10 : Système de conversion photovoltaïque équipé d'un convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande MPPT.[63]	42
Figure 3-11 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [68]	44
Figure 3-12 : Circuit équivalent du module photovoltaïque[68]	45
Figure 3-13: Schéma du modèle photovoltaïque à une diode	46
Figure 3-14 : Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque et point de puissance maximale.....	47
Figure 3-15 : Organigramme de MPPT de la perturbation & observation[68].....	49
Figure 3-16 : Principe de fonctionnement de l'algorithme P&O[71].....	48
Figure 3-17 : Contrôle du Système PV par l'association MPPT_PID [72]	50
Figure 3-18 : Système de commande PV par l'association MPPT-PID[73]	51
Figure 3-19 : Schéma d'un hacheur élévateur alimenté par une source de courant [77]	55
Figure 3-20 : Schéma équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé [78].....	56
Figure 3-21 : Schéma équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert	57
Figure 3-22 : Construction mécanique de la génératrice	61
Figure 3-23 : Représentation des concepts d'éoliennes (a) à axe horizontal et (b) à axe vertical [81]	62
Figure 3-24 : Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne.....	62
Figure 3-25 : Tube de courant autour d'une éolienne [82]	63
Figure 3-26 : Limite de Betz	64
Figure 3-27 : Puissance théorique pour un type d'éolienne donné	66
Figure 3-28 : Courbe de coefficient $C_p(\lambda, \beta)$	66

Figure 3-29 Schéma de la turbine éolienne [68]	67
Figure 3-30 : Schéma fonctionnel de la turbine éolienne [83].....	70
Figure 3-31 : Exemple de structures des aimants au rotor de la MSAP [85].....	71
Figure 3-32 : Représentation de la MSAP dans le repère (d, q) de Park	72
Figure 3-33 : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent utilisée pour la modélisation éolienne[64]	75
Figure 3-34 : Schéma du redresseur pont de Graëtz triphasé à diodes[68].....	77
Figure 3-35 : Schéma du principe du redresseur MLI [89].....	78
Figure 3-36 : Bus Continu [24]	81
Figure 3-37 :Boucle de régulation du bus continu avec régulateur PI [93]	85
Figure 3-38 : Configurations de cellules de batterie Li-ion.[94]	86
Figure 3-39 : LFP (Lithium Fer Phosphate)[95] [90]	87
Figure 3-40 : LiMn (Lithium Manganèse) [96]	87
Figure 3-41 : NCA (Nickel-Cobalt-Aluminium).[97].....	87
Figure 3-42 : Aperçu des mécanismes de vieillissement de base des matériaux de cathode [98]	88
Figure 3-43 : Principe de fonctionnement de l'onduleur[101]	93
Figure 3-44 : La modulation de largeur d'impulsion	94
Figure 4-1 : Schéma synoptique du système hybride solaire-éolien-batterie à convertisseurs distribués connecté à un bus AC commun (208 V, 60 Hz).	96
Figure 4-2 : Caractéristiques électriques du module Trina Solar à 25°C	99
Figure 4-3 : Variation de I-V et P-V en fonction de l'irradiation	99
Figure 4-4 : Variation de I-V et P-V en fonction de la température	100
Figure 4-5 : Évolution temporelle de la tension, du courant et de la puissance du champ photovoltaïque.	101
Figure 4-6 : Tension et courant de sortie du convertisseur Boost.....	103

Figure 4-7: Puissance de sortie du convertisseur Boost sous régime permanent.....	104
Figure 4-8 : Puissance mécanique en fonction du vent-turbine 5 kW	105
Figure 4-9 : Profil comparatif du vent réel et de la vitesse nominale utilisée pour la modélisation éolienne.....	109
Figure 4-10 : Tensions triphasées générées par le générateur de l'éolienne pour une vitesse du vent de 10 m/s.	109
Figure 4-11 : Courants triphasés de l'éolienne	110
Figure 4-12 : Puissance active délivrée par l'éolienne à la sortie de l'onduleur.....	110
Figure 4-13 : Puissance réactive de l'éolienne.....	110
Figure 4-14 : Puissance apparente de l'éolienne.....	110
Figure 4-15 : État de charge et de décharge de la batterie	111
Figure 4-16 : Courant de la batterie	111
Figure 4-17 : Tension de la batterie	112
Figure 4-18 : Puissance instantanée de la batterie P (W).....	113
Figure 4-19 : Tension de charge (Bus DC)	113
Figure 4-20 : Tension de sortie de l'onduleur après filtre.....	114
Figure 4-21 : Courants triphasés de sortie de l'onduleur (après filtrage LC)	115
Figure 4-22 : Puissance active et réactive de l'onduleur à deux niveaux installé sur le système PV	115
Figure 5-1 : Système hybride implanté dans l'environnement MATLAB/Simulink	122
Figure 5-2 : Organigramme de la stratégie de gestion	126
Figure 5-3 : Puissances prévisionnelles produites par les sources et celle consommée par la charge	130
Figure 5-4 : État des disjoncteurs de la source.....	132
Figure 5-5: Tensions triphasées en sortie de chaque source et aux bornes de la charge	134

Figure 5-6 : Tensions triphasées zoomées en sortie de chaque source et celles aux bornes de la charge	134
Figure 5-7 : Courants triphasées en sortie de chaque source et ceux absorbés par la charge.....	136
Figure 5-8 : Puissances prévisionnelles produites par les sources et celle consommée par la charge	138

Liste des symboles

A_{pv}	Aire du module photovoltaïque (m^2)
A_{bat}	Aire des électrodes de la batterie (m^2)
C_{bat}	Capacité nominale de la batterie (Ah)
C_{dc}	Capacité équivalente du bus DC (F)
D	Rapport cyclique du convertisseur DC-DC (–)
D_{bi}	Rapport cyclique du convertisseur bidirectionnel (–)
f_{sw}	Fréquence de découpage du convertisseur (Hz)
I_{bat}	Courant de la batterie (A)
I_{dc}	Courant du bus continu (A)
I_{pv}	Courant du champ photovoltaïque (A)
I_{wt}	Courant du générateur éolien (A)
I_{ref}	Courant de référence du contrôleur PI (A)
I_L	Courant dans l'inductance du convertisseur (A)
k_{pv}	Constante du modèle PV (–)
k_{wt}	Constante aérodynamique de la turbine (–)
L_{boost}	Inductance du convertisseur boost (H)
L_f	Inductance du filtre L ou LCL (H)
P_{bat}	Puissance de la batterie (W)

P_{pv}	Puissance photovoltaïque (W)
P_{wt}	Puissance éolienne (W)
P_{load}	Puissance de charge totale (W)
P_{ess}	Puissance des charges essentielles (W)
P_{opt}	Puissance des charges optionnelles (W)
P_{dc}	Puissance sur le bus continu (W)
P_{ref}	Référence de puissance (W)
R_{bat}	Résistance interne de la batterie (Ω)
R_{boost}	Résistance série du convertisseur (Ω)
R_{load}	Résistance équivalente de la charge (Ω)
SOC	État de charge de la batterie (%)
T_m	Couple mécanique de la turbine ($N \cdot m$)
T_s	Pas d'échantillonnage (s)
T_a	Température ambiante ($^{\circ}C$)
V_{bat}	Tension aux bornes de la batterie (V)
V_{pv}	Tension du panneau photovoltaïque (V)
V_{wt}	Tension de sortie du générateur éolien (V)
V_{dc}	Tension du bus continu (V)
V_{ref}	Tension de référence du bus DC (V)

V_{oc}	Tension à vide du module PV (V)
V_{mp}	Tension au point de puissance maximale PV (V)
α	Angle de phase électrique (rad)
β	Coefficient aérodynamique de la turbine (–)
γ	Facteur de forme du profil de vent (–)
η_{inv}	Rendement de l'onduleur (–)
η_{batt}	Rendement du stockage (–)
λ	Rapport de vitesse spécifique de la turbine (–)
μ	Coefficient de perte interne (–)
ρ	Masse volumique de l'air (kg/m ³)
θ	Température de cellule PV ou angle mécanique (° ou rad)
ω	Vitesse angulaire du générateur (rad/s)

Liste des abréviations

Acronymes	Significations
AC	Courant Alternatif
AIE	Agence internationale de l'énergie
CAN	Convertisseur analogique-numérique
CCR	Centre de conduite du réseau

CCM	Mode de Conduction Continue
CCS	Convertisseur Côté Source
DC	Courant Continu
DER	Ressources énergétiques distribuées
DSP	Digital Signal Processor (processeur de signal numérique)
EMS	Système de gestion d’Energie (Energy Management System)
ERH	Énergies renouvelables hybrides
ESS	Système de stockage d’énergie
GES	Gaz à effet de serre
GTO	Gate Turn-Off thyristor
IEEE	Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens
IPMSM	Machine synchrone à aimants permanents à aimants intérieurs
IREQ	Institut de recherche en électricité du Québec
IGBT	Transistor bipolaire à gâchette isolée
IoT	Internet des objets
IREQ	Institut de recherche en électricité du Québec
kW	Kilowatt
LED	Diode électroluminescente
MCC	Machine à courant continu

MCD	Disjoncteur Magnétothermique
MOSFET	Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor
MPC	Model Predictive Control (Contrôle prédictif basé sur un modèle)
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MW	Mégawatt
NASA Power	NASA Prediction of Worldwide Energy Resources
P&O	Perturbation et Observation (Perturb and Observe)
PLL	Boucle à verrouillage de phase
PCC	Point de Couplage Commun
PMSG	Génératrice synchrone à aimants permanents
PSO	Optimisation par essaims particulaires
PV	Photovoltaïque
PVGIS	Système d'Information Géographique Photovoltaïque
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SED	Système d'énergies centralisées
SEGP	Système Énergétique Global et Prioritaire
SER	Système d'énergie renouvelable
SHE	Système Hybride d'Énergie
SHER	Système Hybride à Énergies Renouvelables

SOC	État de charge (State of Charge)
SS	Système de Stockage
THD	Taux de distorsion harmonique
VSC	Convertisseur de Source de Tension
WT	Turbine éolienne

Chapitre 1 - Introduction

1.1 Mise en contexte

À la veille de la transition énergétique, la production d'électricité constitue près de 41% dans la transmission des GES [1]. Malgré les efforts qui se font en matière de transition énergétique, le carburant diesel demeure le combustible de choix pour alimenter les réseaux autonomes en régions éloignées, là où le climat est souvent rigoureux. Les effets de la montée considérable du coût des combustibles favorisent la conception de réseaux hybrides autonomes, qui s'appuient notamment sur la récupération de la chaleur et les énergies renouvelables.

L'objectif principal de la production d'électricité est de répondre sans interruption aux demandes d'énergie des consommateurs. La demande de puissance des consommateurs doit être satisfaite au moment où elle est nécessaire [2]. Néanmoins, le solaire photovoltaïque (PV) et les éoliennes (WT) sont par nature intermittents, c'est pourquoi la production d'énergie hybride se développe en combinant plusieurs sources d'énergie renouvelable et suivi du stockage de l'énergie produite, connu sous le nom de SHER [3].

Dans le contexte d'une montée des défis environnementaux et de la nécessité d'étendre l'accès à l'énergie dans les régions reculées, l'association de sources d'énergie renouvelables, comme le solaire photovoltaïque et éolien, au sein de systèmes énergétiques hybrides se présente comme une option durable, performante et respectueuse de l'environnement. Ces dispositifs, considérés comme autonomes lorsqu'ils ne sont pas liés au réseau principal, ont

la capacité de s'adapter avec souplesse aux demandes énergétiques locales tout en limitant les rejets de gaz à effet de serre.

Le développement de tels systèmes est particulièrement pertinent dans les zones rurales ou éloignées, où l'extension du réseau électrique est techniquement difficile ou économiquement non viable. Bien que le réseau d'Hydro-Québec présente une grande stabilité dans la région de Trois-Rivières, l'étude d'un système hybride solaire-éolien demeure pleinement pertinente. En effet, cette approche ne vise pas à substituer le réseau existant, mais à analyser les stratégies d'intégration des énergies renouvelables, la gestion énergétique intelligente et la résilience du système face aux perturbations potentielles.

La distribution des SER dans le système de réseau intelligent est l'un des rôles les plus importants dans le développement de l'utilisation des énergies renouvelables dans les systèmes de gestion de l'énergie. Le réseau intelligent est considéré comme un réseau de communication flexible visualisé pour l'augmentation future des ressources énergétiques distribuées telles que l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique, etc [4]. Le développement d'une utilisation efficace et renouvelable de l'énergie et de systèmes de gestion intelligents aura pour impact direct et positif sur l'environnement et sur les consommateurs. La littérature scientifique souligne largement les enjeux liés à la gestion, à la planification et au déploiement de ces systèmes, confirmant le lien étroit entre SER et réseaux intelligents [5].

Cette recherche s'appuie sur les concepts de réseaux intelligents pour proposer une architecture et une stratégie de gestion énergétique appliquées à un micro-réseau hybride solaire-éolien autonome.

Le système étudié est un micro-réseau hybride autonome combinant des sources d'énergie solaire, éolienne et un dispositif de stockage par batteries. Chaque source est

connectée à des convertisseurs de puissance assurant l'adaptation et le conditionnement de l'énergie avant son injection vers l'interface AC commune. La structure générale du système est illustrée à la figure 1-1.

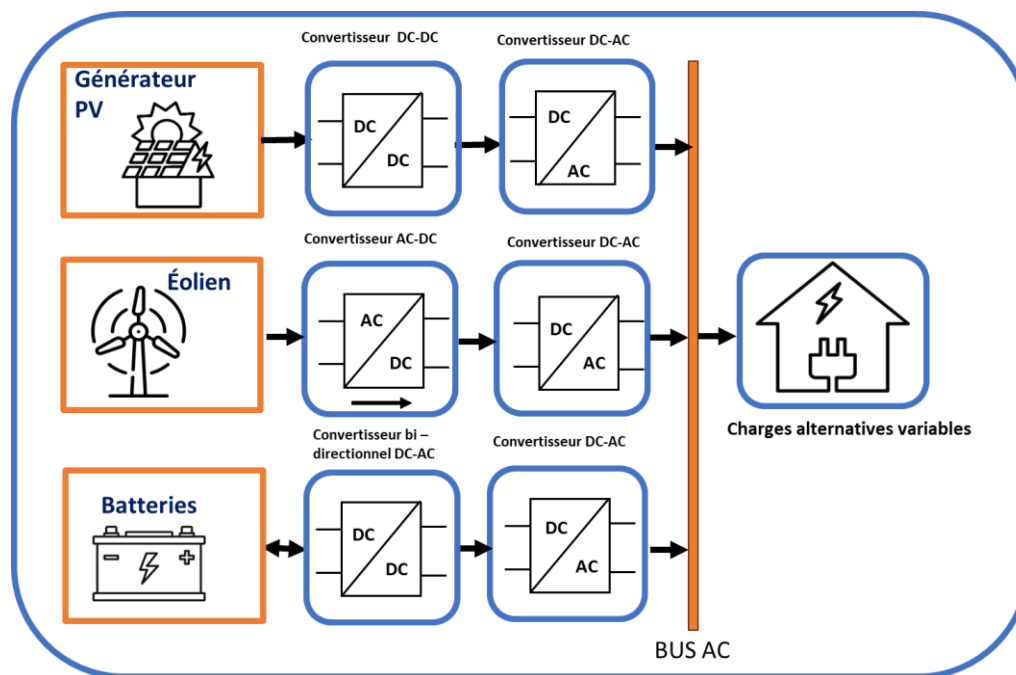


Figure 1-1 : Schéma synoptique du système hybride solaire-éolien-batterie à convertisseurs distribués connecté à un bus AC commun (208 V, 60 Hz).

Le choix d'une architecture basée sur un bus alternatif (AC) plutôt que sur un bus continu (DC) se justifie par plusieurs considérations techniques. Tout d'abord, la majorité des charges électriques fonctionnent en courant alternatif, ce qui permet une alimentation directe sans conversion supplémentaire. De plus, l'utilisation d'un bus AC facilite la synchronisation des différents onduleurs grâce à une référence commune de fréquence et de tension (60 Hz, 208 V). Cette configuration permet également une architecture modulaire dans laquelle chaque source d'énergie dispose de son propre convertisseur et peut être intégrée ou retirée du système sans perturber le fonctionnement global. Enfin, les micro-réseaux basés sur un

bus AC offre une meilleure compatibilité avec les infrastructures électriques existantes et facilitent l'intégration éventuelle au réseau principal.

1.2 Problématique

La production d'électricité par les réseaux autonomes situés dans des régions isolées et loin des centres urbains est très onéreuse et comporte plusieurs défis importants d'approvisionnement et d'exploitation. L'utilisation optimale des sources d'énergie renouvelable permet de réduire la consommation de carburant, ce qui a un impact direct sur l'environnement [6]. La consommation des produits pétroliers dans les réseaux autonomes est une des causes de l'émission du GES (CO₂). Une transition énergétique est donc nécessaire. Cette transition peut se faire par le développement de nouveaux systèmes de réseaux électriques, par l'étude d'une nouvelle approche technologique, optimale, sécuritaire, économique, durable et propre. Les SER gagnent en importance dans le système de distribution et devraient jouer un rôle plus important dans un proche avenir. En effet, chaque année, de nouvelles centrales de production sont raccordées aux réseaux de distribution et il apparaît clairement qu'elles ne peuvent plus être considérées uniquement comme des charges à impact négatif. Le raccordement aux réseaux de distribution d'électricité d'un plus grand nombre de SER implique de surmonter plusieurs défis techniques pour les opérateurs de réseaux de distribution, qui perçoivent les systèmes SER comme des perturbateurs pour le système électrique [7] .

Afin de mettre à niveau le réseau électrique actuel, il est nécessaire de passer par les architectures de réseaux intelligents (micro-réseaux) qui pourraient prendre en charge l'intégration des SER et accueillir des niveaux plus élevés de sources variables. Dans ce contexte, de nombreux chercheurs ont proposé des définitions larges du réseau intelligent.

Ce dernier peut être défini comme un réseau électrique amélioré, reposant sur une infrastructure de communication bidirectionnelle et un échange d'énergie entre les fournisseurs et les consommateurs, en raison de l'incorporation généralisée de systèmes intelligents de surveillance et de gestion des communications [8, 9].

En général, les communautés rurales isolées utilisent des micro-réseaux diesel très polluants pour leur alimentation. Cependant, il est possible de les remplacer par des systèmes hybrides qui intègrent de manière significative les sources d'énergies renouvelables et le stockage d'énergie, comme suggéré dans le concept de réseau intelligent [10].

L'amélioration des performances des réseaux autonomes est possible par l'interconnexion de micro-réseaux composés de sources d'énergie renouvelable, de systèmes de stockage d'énergie (ESS) et de charges, qui peuvent fonctionner en mode autonome (îlotage) ou en mode connecté au réseau [9].

Malgré leur potentiel, les systèmes hybrides autonomes (solaire-éolien) intégrés aux micro-réseaux font face à plusieurs défis techniques et opérationnels :

- Instabilité des sources : L'intermittence de l'énergie solaire et éolienne rend difficile l'équilibrage entre l'offre et la demande énergétique.
- Optimisation insuffisante : Dans de nombreux cas, la gestion coordonnée de la production, du stockage et de la consommation ne permet pas une exploitation optimale des ressources énergétiques disponibles.
- Technologies émergentes : L'intégration de technologies intelligentes, telles que l'intelligence artificielle et l'Internet des objets (IoT) dans les micro-réseaux est encore à ses débuts, avec peu d'applications concrètes dans des contextes isolés.

Face à ces défis, il est essentiel de concevoir des concepts de micro-réseaux intelligents qui non seulement optimisent les performances des systèmes hybrides, mais assurent également leur durabilité et leur résilience à long terme.

1.3 Objectifs

1.3.1 Objectif général

Ce projet vise à intégrer les concepts de réseau intelligent (micro-réseau) à un système hybride (solaire-éolienne) autonome.

1.3.2 Objectifs spécifiques

Ce mémoire vise à explorer et à développer des concepts de micro-réseaux intelligents pour améliorer les performances des systèmes hybrides autonomes (solaire-éolien). Pour atteindre efficacement cet objectif, nous avons fixé les objectifs spécifiques suivants :

1. Identifier les principaux défis techniques des systèmes hybrides et les solutions possibles.
2. Proposer des stratégies de gestion énergétique basées sur des technologies intelligentes.
3. Évaluer les performances des solutions proposées à l'aide de simulations et d'analyses comparatives.

1.4 Méthodologie

La méthodologie adoptée dans ce mémoire repose sur une démarche progressive qui articule quatre étapes principales. Tout d'abord, une revue de littérature ciblée permet de

comprendre les principes, limites et défis des systèmes hybrides solaire-éolien autonomes, ainsi que les approches de gestion énergétique intelligentes déjà proposées dans la recherche. Ensuite, les sous-systèmes du micro-réseau (photovoltaïque, éolien, batterie, convertisseurs et charges) sont modélisés selon leurs équations fondamentales et leurs caractéristiques techniques, en intégrant la variabilité saisonnière de l'irradiation et du vent.

La troisième étape consiste à simuler l'ensemble du système sous MATLAB/Simulink. Deux scénarios sont étudiés : un système sans gestion avancée et un système intégrant une gestion intelligente. Les simulations permettent d'observer la stabilité énergétique, le comportement des sources, l'évolution du SOC et l'alimentation des charges essentielles et non essentielles.

Enfin, une stratégie de gestion énergétique hiérarchique et intelligente est développée. Elle repose sur la priorisation des sources selon leur disponibilité, la classification des charges (essentielles / non essentielles), et l'utilisation optimale du stockage. Cette approche permet d'améliorer la performance globale, l'autonomie et la fiabilité du micro-réseau, tout en reflétant les caractéristiques d'un réseau intelligent.

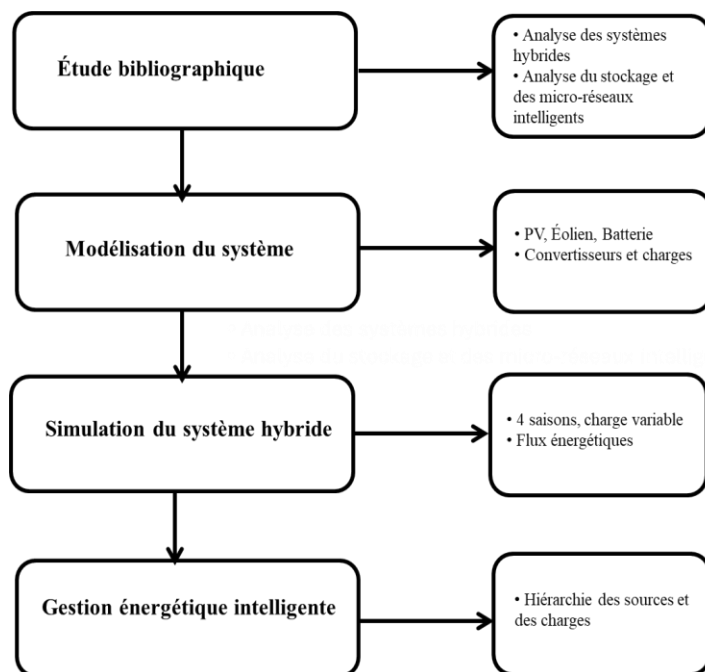


Figure 1-2 : Étapes principales de la méthodologie

1.5 Pertinence du sujet

Ce travail propose une stratégie de gestion énergétique hiérarchique pour un système hybride autonome, intégrant la distinction entre charges essentielles et non essentielles afin d’optimiser l’exploitation des sources renouvelables. Cette approche, plus avancée que les méthodes classiques, contribue au développement de solutions innovantes pour les micro-réseaux modernes et demeure applicable aux contextes résidentiels, communautaires ou isolés.

Chapitre 2 - Revue de littérature et état de l'art sur les micro-réseaux hybrides intelligents

2.1 Introduction

La transition énergétique mondiale conduit à une transformation profonde des systèmes électriques, marquée par l'intégration croissante des sources renouvelables. Cette évolution, motivée par les limites des ressources fossiles et les enjeux climatiques, encourage la décentralisation et l'essor des micro-réseaux intelligents [11].

Un micro-réseau est un système énergétique local, composé de plusieurs sources de production distribuées, de dispositifs de stockage et de charges, capables de fonctionner soit de manière connectée au réseau principal, soit de façon autonome (mode isolé). Ce concept est considéré comme une réponse concrète aux besoins de flexibilité, de fiabilité et d'efficacité dans les systèmes électriques modernes. Selon l'IEEE [12], le micro-réseau se définit comme un ensemble coordonné de ressources énergétiques distribuées et de charges, formant un système unique et contrôlable pouvant se déconnecter du réseau principal sans perturber la continuité de l'alimentation.

Au Québec, l'intérêt pour les micro-réseaux intelligents s'est accru grâce aux projets démonstrateurs d'Hydro-Québec et de l'IREQ, notamment à Lac-Mégantic et La Baie, qui combinent photovoltaïque, éolien, batteries et gestion intelligente [13]. Ces projets démontrent la faisabilité de solutions hybrides adaptées au climat nordique et soutiennent l'autonomie énergétique régionale. Dans ce contexte, ce chapitre présente une revue de littérature sur les micro-

réseaux hybrides intelligents, en examinant leurs définitions, architectures, défis techniques et tendances récentes en gestion énergétique.

La structure du chapitre se décline comme suit :

La section 2.2 présente les définitions et principes fondamentaux des micro-réseaux.

La section 2.3 décrit les principales topologies et classifications selon la nature du bus électrique (AC, DC, hybride).

Les sections 2.4 à 2.7 détaillent les défis techniques, les composantes principales et les approches de gestion intelligente issues de l'état de l'art.

Enfin, la section 2.8 conclut par une synthèse et une transition vers la modélisation du système hybride étudié.

2.2 Réseaux intelligents et micro-réseaux : définitions et principes

L'évolution des réseaux électriques vers des systèmes plus décentralisés, interactifs et automatisés s'inscrit dans le concept de réseau intelligent. Ce dernier vise à intégrer, de manière coordonnée, la production décentralisée, le stockage d'énergie, la consommation et les communications bidirectionnelles entre les acteurs du système électrique

Selon l'AIE [14], un réseau intelligent est un réseau électrique capable d'intégrer efficacement le comportement et les actions de tous les utilisateurs connectés producteurs, consommateurs et pro sommateurs afin d'assurer un approvisionnement économique, durable et sûr.

Les micro-réseaux représentent une extension locale de ce concept. Selon la norme IEEE Std 2030.7-2017, un micro-réseau est un système électrique intégré composé de charges et de ressources énergétiques distribuées (photovoltaïques, éoliennes, batteries, générateurs), contrôlé

comme une seule entité et capable de fonctionner de manière connectée ou indépendante du réseau principal [12].

2.3 Principales composantes d'un micro-réseau typique

Les sources d'énergie distribuées (DER) : elles regroupent les systèmes photovoltaïques (PV), les éoliennes (WT), les générateurs à biocarburant ou diesel, et parfois les piles à combustible. Le système de stockage d'énergie (ESS) : il joue un rôle clé dans la régulation du bus DC, la compensation des fluctuations de charge et la stabilité du réseau [15]. Le système de gestion de l'énergie (EMS) : il supervise les flux d'énergie, optimise la répartition de puissance entre les sources et assure le maintien de la tension et de la fréquence [11, 16]. Les charges (AC et DC) : elles représentent la demande locale, souvent subdivisée en charges prioritaires et non prioritaires.

Le point de couplage commun (PCC) : c'est le point de connexion du micro-réseau au réseau principal, permettant l'échange d'énergie et le passage entre les modes connecté et îloté. Un micro-réseau moderne repose sur une infrastructure de communication et de commande intégrée (souvent via protocoles SCADA ou IoT), qui permet la surveillance en temps réel des flux de puissance et la prise de décision autonome [17].

La figure 2-1 illustre le principe général d'un micro-réseau intelligent combinant des sources renouvelables, un stockage et une gestion centralisée.

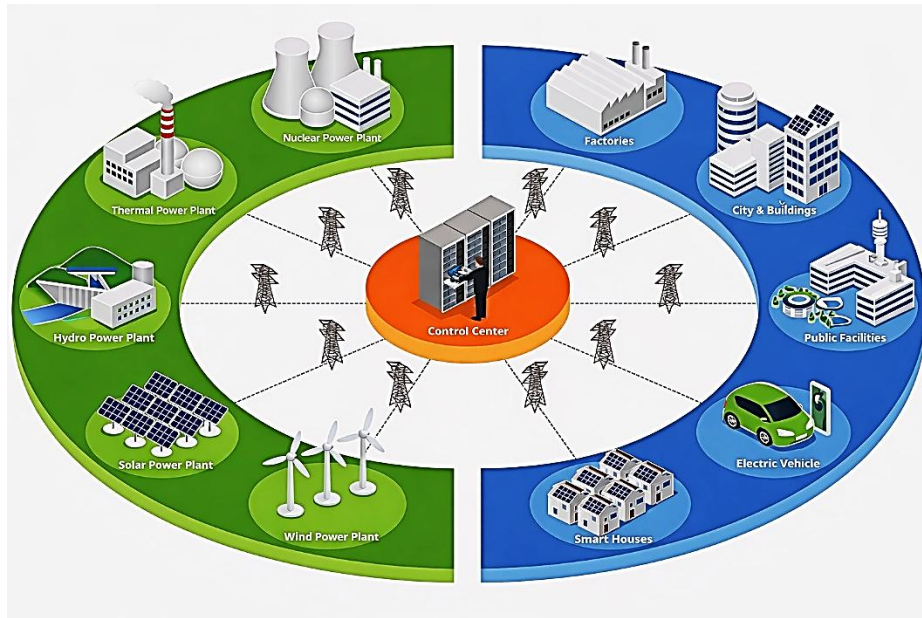


Figure 2-1 : Schéma conceptuel d'un micro-réseau intelligent intégrant des sources renouvelables, un stockage et une gestion centralisée [18].

2.3.1 Mode de fonctionnement du micro-réseau

Un micro-réseau est un ensemble de charges interconnectées et de ressources énergétiques distribuées (DER) distinctement délimitées sur le plan électrique, agissant en tant qu'entité unique contrôlable pour l'exploitation du réseau en modes connecté au réseau et autonome [19].

Les micro-réseaux fonctionnent selon deux modes :

- Mode connecté au réseau: le système échange de l'énergie avec le réseau principal pour équilibrer la production et la demande.
- Mode autonome ou îloté : le micro-réseau maintient localement l'équilibre énergétique sans soutien du réseau principal, assurant ainsi une continuité de service lors des pannes ou événements extrêmes. Ce mode améliore la gestion locale des ressources énergétiques et contribue à réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

2.4 Classification et topologies des micro-réseaux

Les micro-réseaux peuvent être classifiés selon leur type de distribution en micro-réseaux à courant alternatif (AC), à courant continu (DC) ou hybrides AC/DC [20]. Le Tableau 2-1 présente une synthèse comparative des différentes catégories de micro-réseaux selon leur échelle de puissance, leur système de distribution, leur architecture, ainsi que les sources d'énergie utilisées.

Tableau 2-1 : Classification des micro-réseaux

Classification des micro-réseaux			
Catégories possibles	Petite échelle (< 10 kW)	Moyenne échelle (10 kW – 1 MW)	Grande échelle (> 1 MW)
Avantages principaux	Faible coût, simplicité de protection	Amélioration de la continuité de service	Haute fiabilité et résilience
Mode opératoire	Connecté au réseau	Autonome	Gestion des transitoires
Système de distribution	Micro-réseau AC	Micro-réseau DC	Micro-réseau hybride AC/DC
Architecture	Architecture radiale	Architecture en anneau	Architecture maillée
Configuration	Monophasée	Triphasée	Triphasée + neutre
Domaine d'application	Résidences isolées	Batiments industriels, campus	Zones industrielles, complexes commerciaux
Sources	Diésel	Énergie renouvelable	Hybride

Il convient de noter que ces critères de classification sont indépendants les uns des autres. Un micro-réseau de petite échelle peut être hybride, radial ou maillé, et fonctionner en mode autonome ou connecté au réseau. De même, les architectures AC ou DC ne sont pas exclusivement liées à une plage de puissance donnée.

2.4.1 Micro-réseaux en courant alternatif (AC)

Les micro-réseaux AC sont largement répandus en raison de leur compatibilité naturelle avec les charges conventionnelles et de la maturité des équipements disponibles. Cependant, la plupart des sources renouvelables (PV, batteries, piles à combustible) produisent de l'énergie en courant continu, nécessitant des conversions DC/AC successives qui entraînent des pertes énergétiques et une complexité de commande accrue. Comme le montre la Figure 2-2, dans ce type de micro-réseau, les SER, les dispositifs de stockage et les charges locales sont connectés à un bus AC [21]. Les micro-réseaux AC présentent une forte compatibilité avec le réseau principal ainsi qu'une maturité technologique importante. Néanmoins, les conversions successives entre les différentes formes d'énergie peuvent réduire leur rendement global.

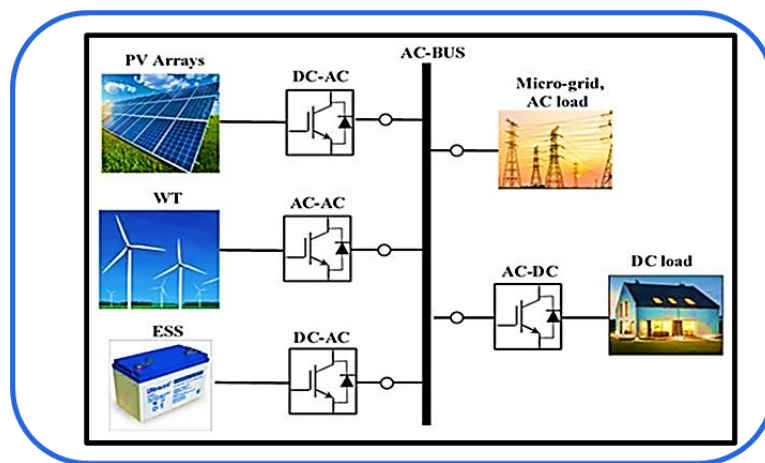


Figure 2-2 : Micro-réseaux AC [22]

2.4.2 Micro-réseaux en courant continu (DC)

Les micro-réseaux DC, bien que plus récents, suscitent un intérêt croissant en raison de leur simplicité structurelle et de leur rendement élevé. Ils sont particulièrement adaptés aux systèmes intégrant des panneaux photovoltaïques, des batteries et des charges électroniques (ordinateurs, éclairage LED, véhicules électriques). Leur principal avantage réside dans la réduction des conversions énergétiques, permettant des gains de rendement de 5 à 15 % par rapport aux systèmes AC [23]. Toutefois, la protection des lignes DC reste un défi, car l'absence de passage par zéro du courant rend plus difficiles la détection des courts-circuits et l'extinction des arcs électriques.

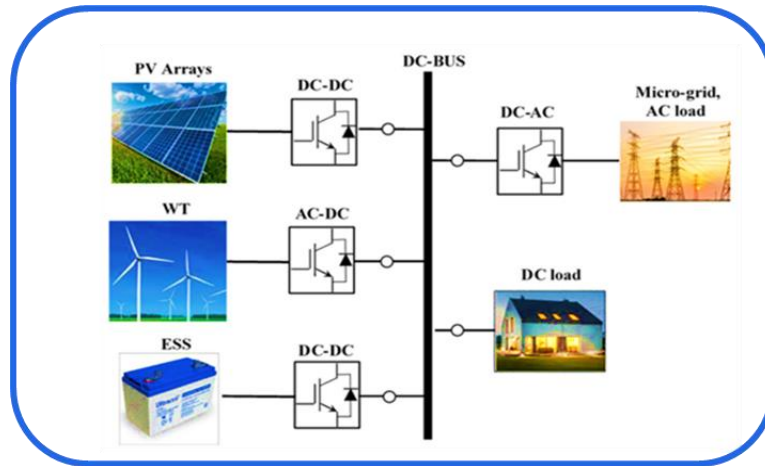


Figure 2-3 : Micro-réseaux DC[22]

2.4.3 Micro-réseaux hybrides (AC/DC)

Un bus DC reliant les sources renouvelables et le stockage (via convertisseurs DC/DC et AC/DC). Un bus AC alimentant les charges et interfacé au réseau par un onduleur DC/AC bidirectionnel. Cette configuration permet une flexibilité accrue dans la gestion des flux d'énergie, tout en optimisant le rendement global [15].

Plusieurs travaux ont montré que les systèmes hybrides peuvent réduire les pertes associées aux conversions énergétiques successives, tout en améliorant la fiabilité du système et la stabilité des niveaux de tension.

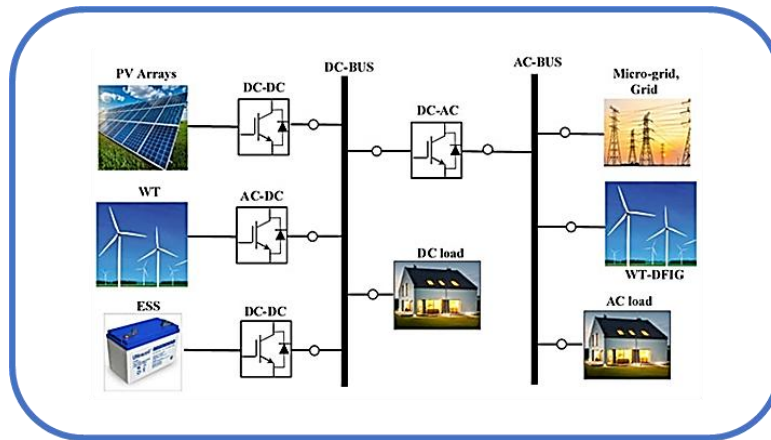


Figure 2-4 : Micro-réseaux hybrides [22]

Tableau 2-1 : Comparaison des principales topologies de micro-réseaux (AC, DC et hybrides)

[22] [23][16]

Type de microréseau	Avantages	Inconvénients	Domaines d'application
AC	Compatibilité réseau, technologies matures	Multiples conversions, pertes, complexité de commande	Résidentiel, commercial, industriel
DC	Rendement élevé, simplicité structurelle	Protection complexe, interopérabilité limitée	Centres de données, véhicules électriques, zones isolées
Hybride	Flexibilité, optimisation énergétique, intégration multisource	Coût et commande plus complexes	Micro-réseaux intelligents, zones autonomes, communautés durables

2.5 Défis techniques des micro-réseaux

L'intégration des sources d'énergie renouvelable dans les micro-réseaux hybrides constitue une avancée technologique majeure, mais elle s'accompagne de plusieurs défis techniques et opérationnels. Ces défis concernent la stabilité du système, la qualité de l'énergie, la gestion du stockage, la coordination des convertisseurs et les contraintes économiques.

2.5.1 *Stabilité de tension et de fréquence*

L'un des problèmes les plus critiques des micro-réseaux autonomes est le maintien de la stabilité de la tension et de la fréquence. Les variations rapides du rayonnement solaire ou de la vitesse du vent entraînent des fluctuations de puissance injectée dans le bus DC ou AC [24]. Ces variations peuvent causer des oscillations de tension, voire des coupures de charge si la régulation n'est pas rapide [25]. Les solutions s'appuient sur la commande des convertisseurs et sur un système de gestion énergétique assurant l'équilibre de puissance.

2.5.2 *Gestion optimale du stockage d'énergie*

Les systèmes de stockage (batteries Li-ion, plomb-acide, super capacités) jouent un rôle central dans la compensation de la variabilité des sources renouvelables. La gestion du stockage vise à maintenir la stabilité du bus DC, à contrôler la charge et la décharge selon une plage de SOC définie (par exemple 40–90 %) et à limiter les cycles excessifs afin de prolonger la durée de vie des batteries. Une gestion hiérarchique du SOC permet de limiter les cycles excessifs et d'améliorer la durée de vie des batteries [26].

2.5.3 *Qualité de l'énergie et filtrage harmonique*

L'interconnexion de plusieurs convertisseurs de puissance engendre des distorsions harmoniques susceptibles d'altérer la qualité de l'énergie. Les sources de perturbations incluent :

- les commutations rapides des transistors IGBT ;
- les déséquilibres de charge ;
- et les variations de tension dans les circuits intermédiaires.

Le taux de distorsion harmonique (THD) devient ainsi un indicateur essentiel pour évaluer la performance du système. Les solutions reposent sur :

- l'utilisation de filtres LC et LCL à la sortie des onduleurs ;
- la mise en œuvre de contrôles synchronisés par transformée de Park (dq) ;
- et la conception d'un bus DC bien dimensionné pour absorber les transitoires [24].
- Ainsi que certaines architectures d'onduleurs, notamment les convertisseurs multiniveaux, dont la stratégie de modulation peut influencer le contenu harmonique.

2.5.4 *Coordination des convertisseurs*

Dans un micro-réseau hybride, les convertisseurs AC/DC, DC/DC et DC/AC doivent fonctionner de manière coordonnée afin de maintenir l'équilibre de puissance.

Un déséquilibre entre ces convertisseurs peut entraîner une surcharge du bus DC ou une sous-alimentation des charges.

Les approches de commande les plus utilisées sont :

- la commande hiérarchique à trois niveaux (primaire, secondaire et tertiaire) ;

- la commande distribuée multi-agent, qui permet une régulation locale autonome [27].
- et les commandes prédictives utilisant des modèles dynamiques de flux d'énergie.

La figure 2-5 illustre le principe de fonctionnement d'un convertisseur bidirectionnel à modulation de largeur d'impulsion (PWM), pouvant opérer aussi bien en mode redresseur (AC–DC) qu'en mode onduleur (DC–AC). Ce schéma met en évidence les interactions entre les grandeurs électriques continues et alternatives, ainsi que la gestion du transfert de puissance entre les deux côtés à travers le signal de commande $m_{abc}(t)$.

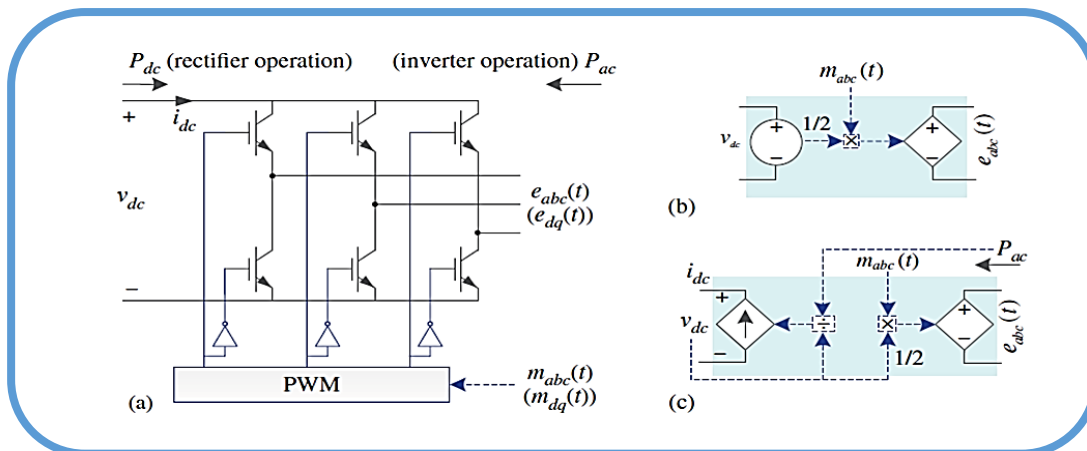


Figure 2-5 : Schémas des convertisseurs DC-AC et AC-DC : (a) Topologie d'un convertisseur triphasé à six interrupteurs, (b) Modèle d'un convertisseur DC-AC avec une tension DC constante (mode onduleur), (c) Modèle général pour les opérations de redresseur et d'onduleur (la direction P_{ac} indique le fonctionnement en redresseur)[28]

La figure 2-6 présente le principe de fonctionnement du convertisseur à découpage de type Boost, ainsi que son modèle équivalent. Ce type de convertisseur est couramment utilisé dans les systèmes photovoltaïques et hybrides pour élever la tension continue issue de la source d'entrée V_i vers une tension de sortie V_o plus élevée. Le fonctionnement repose sur la modulation de largeur d'impulsion (PWM) qui contrôle le rapport cyclique, permettant de réguler la tension de sortie selon les conditions de charge et d'ensoleillement.

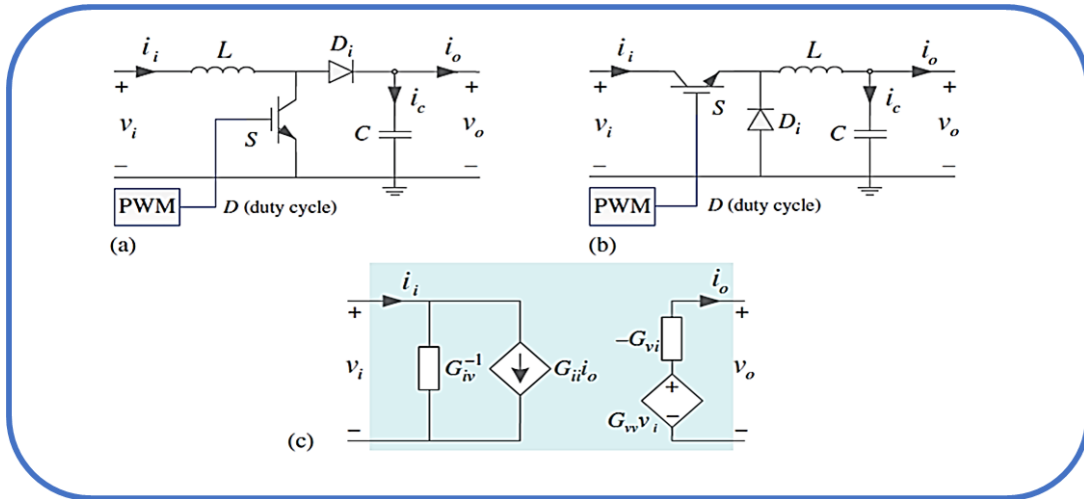


Figure 2-6 : Schéma de circuit et modèle moyen des convertisseurs DC-DC : (a) Convertisseur DC-DC boost, (b) Convertisseur DC-DC buck, (c) Modèle moyen général des convertisseurs DC-DC boost et buck [28]

2.5.5 Enjeux économiques et environnementaux

Bien que les micro-réseaux hybrides impliquent un investissement initial important, ils permettent, sur le cycle de vie du système, de réduire le coût actualisé de l'énergie et les émissions de CO₂. Selon Belhamel et Kaabeche (2011), une configuration PV-éolien-batterie peut réduire d'environ 25 % le coût énergétique total par rapport à une solution diesel sur la durée d'exploitation [29].

Au Québec, Hydro-Québec explore ces solutions dans des localités isolées du Nord afin de réduire la dépendance aux carburants fossiles [13].

2.6 Systèmes hybrides PV-Éolien-Batterie

Les systèmes hybrides PV-éolien-batterie constituent une solution adaptée aux zones isolées où le déploiement du réseau électrique est coûteux [30]. Bien que les sources renouvelables soient localement disponibles, leur production demeure intermittente et dépendante des conditions

climatiques. La combinaison du solaire et de l'éolien améliore ainsi la continuité de service en exploitant leur complémentarité saisonnière et journalière[31].

Le stockage par batteries compense la variabilité des sources renouvelables en accumulant l'énergie excédentaire et en la restituant en période de déficit, contribuant ainsi à la stabilité et à l'autonomie des systèmes hybrides hors réseau [32, 33].

2.7 Sources technologiques-avantages et inconvénients

2.7.1 Énergie solaire

a) Avantages

- Énergie propre et renouvelable : Le solaire est une source d'énergie abondante et inépuisable. Contrairement aux combustibles fossiles, elle ne produit pas de gaz à effet de serre ni de pollution de l'air.
- Réduction des coûts énergétiques : Une fois les panneaux solaires installés, le coût de production de l'électricité est faible, voire nul, car le soleil est gratuit.
- Utilisation décentralisée : Les systèmes solaires peuvent être installés sur les toits des maisons ou dans des zones isolées sans connexion au réseau.
- Faible entretien : Les systèmes photovoltaïques nécessitent peu d'entretien, ce qui les rend économiques sur le long terme.

b) Inconvénients

- Intermittence : La production photovoltaïque est variable et dépend des conditions météorologiques et du cycle journalier.

- Coût initial élevé : Bien que les coûts aient baissé, l'installation initiale des panneaux solaires et des systèmes de stockage reste relativement coûteuse.
- Espace requis : Pour générer une quantité significative d'électricité, une surface importante est nécessaire, ce qui peut être problématique dans les zones densément peuplées.
- Impact environnemental des matériaux : La production des panneaux solaires nécessite des matériaux rares, et leur recyclage pose encore des défis.

2.7.2 Énergie éolienne

2.7.2.1 Avantages :

- Énergie propre et renouvelable : Comme le solaire, l'éolien est une source d'énergie verte qui n'émet pas de gaz à effet de serre.
- Efficacité énergétique : Les turbines modernes sont très efficaces et peuvent produire une grande quantité d'électricité à partir du vent.
- Espaces multiples d'installation : Les parcs éoliens peuvent être installés à la fois sur terre (onshore) et en mer (offshore), ce qui augmente les possibilités de production.
- Réduction de la dépendance aux combustibles fossiles : L'énergie éolienne réduit la nécessité de recourir aux combustibles fossiles, améliorant ainsi la sécurité énergétique.

2.7.2.2 Inconvénients :

- Intermittence : Le vent n'est pas constant, et les turbines ne produisent pas d'énergie lors des périodes de faible vent.
- Coût initial élevé : L'installation des turbines, surtout en mer, peut être coûteuse en raison des infrastructures nécessaires.
- Impact visuel et sonore : Les turbines peuvent être considérées comme disgracieuses et produire un bruit qui peut déranger les habitats proches.
- Impact sur la faune : Les éoliennes, en particulier celles installées sur terre, peuvent affecter la faune locale, notamment les oiseaux et les chauves-souris.

2.8 Convertisseurs connectés au réseau

Les différentes sources renouvelables produisent des formes d'énergie variées (DC basse tension pour le solaire et les piles à combustible, AC à fréquence variable pour l'éolien, ou AC spécifique pour la biomasse et les micro-turbines). Leur intégration nécessite l'utilisation de convertisseurs DC-DC, AC-DC ou AC-AC afin de conditionner la puissance et l'adapter au bus du micro-réseau [34].

2.8.1 Principaux composants des convertisseurs connectés au réseau

Les convertisseurs connectés au réseau reposent sur plusieurs composants clés : un pont de commutation assurant la conversion DC/AC, un transformateur pour l'adaptation et l'isolation des tensions, des condensateurs et inductances pour stabiliser et filtrer le courant, ainsi qu'un contrôleur numérique supervisant la commande. Le système intègre également des capteurs,

dispositifs de protection, interfaces de communication et un logiciel de gestion énergétique afin d'assurer performance, sécurité et intégration optimale au réseau [20, 21, 26, 27, 35-39].

2.9 Configurations existantes de convertisseurs connectés au réseau (examen simplifié)

2.9.1 Principe de fonctionnement de base

L'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le réseau électrique peut s'appuyer sur différentes configurations de convertisseurs. Plusieurs options sont proposées dans l'industrie ; toutefois, le choix d'une configuration adaptée et fiable dépend des exigences techniques et opérationnelles du système.

2.9.2 Onduleur central (convertisseur à un étage)

Cette configuration utilise un onduleur central pour convertir l'énergie de plusieurs sources en AC. Simple et économique grâce à un nombre réduit de composants, elle limite toutefois la flexibilité de commande et devient moins performante lorsque les sources présentent de fortes variations [39].

2.9.3 Convertisseur à deux étages

Ce convertisseur réalise d'abord une élévation de tension DC-DC, puis une conversion DC-AC pour l'injection réseau. Il offre une grande flexibilité et une meilleure gestion des variations de source, mais au prix d'une complexité accrue, d'un nombre plus élevé de composants et de coûts supérieurs [40].

2.9.4 *Convertisseurs multiniveaux*

En produisant une forme d'onde AC plus proche d'une sinusoïde, les onduleurs multiniveaux contribuent à améliorer la qualité de l'énergie et à réduire les harmoniques. Il peut s'agir de convertisseurs en pont en H cascades, de convertisseurs à diodes ou à condensateurs volants [41].

2.9.5 *Convertisseur à source de courant*

Le convertisseur à source de courant (CSC) utilise une inductance série pour maintenir un courant quasi constant en entrée. Il est principalement employé dans les applications nécessitant un contrôle précis du courant. Toutefois, la présence d'inductances de forte valeur peut augmenter le volume et le coût du système [42-44].

2.9.6 *Convertisseur à source de tension (VSC)*

Le convertisseur à source de tension (VSC) repose sur un bus continu stabilisé par un condensateur placé en parallèle, permettant de maintenir une tension continue quasi constante. Cette configuration est largement utilisée en raison de sa simplicité de commande et de sa compatibilité avec les applications modernes [36]. Le stockage d'énergie réduit la dépendance au diesel et améliore l'autonomie des systèmes isolés [45].

Le stockage d'énergie réduit les coûts d'exploitation et limite les pointes de demande, améliorant ainsi la rentabilité globale du système [46].

2.10 **Gestion hiérarchique et rôle des convertisseurs**

Dans un micro-réseau hybride autonome, la gestion énergétique hiérarchique repose sur les convertisseurs (DC-DC, AC-DC, DC-AC) qui assurent l'interface de contrôle entre les sources et le bus électrique. Chaque source photovoltaïque, éolienne et batterie possède un convertisseur

dédié permettant l'adaptation de la tension, la régulation du courant et la conversion AC/DC ou DC/AC selon les besoins du système.

Cette structure modulaire permet au contrôleur hiérarchique (EMS) de prioriser les sources, d'activer ou désactiver les convertisseurs, de stabiliser le bus DC/AC et de garantir en permanence l'alimentation des charges essentielles. Ainsi, la gestion hiérarchique ne commande pas directement les sources, mais agit à travers les convertisseurs, qui deviennent les points d'action permettant d'équilibrer production, stockage et consommation dans le micro-réseau [47].

Cette flexibilité offre à la gestion hiérarchique la possibilité de :

- ✓ isoler électriquement chaque source,
- ✓ gérer indépendamment l'énergie extraite,
- ✓ accorder la priorité ou décharger les sources en fonction de leur disponibilité,
- ✓ protéger les charges essentielles lors de situations critiques, optimiser l'état de charge de la batterie,
- ✓ et assurer la stabilité du micro-réseau en mode autonome.

Par conséquent, les convertisseurs sont considérés comme les « points d'action » du contrôleur hiérarchique : les ordres de l'EMS (Energy Management System) sont mis en œuvre par le biais de commandes directes du cycle de service (DC-DC), la gestion du couple électromagnétique (AC-DC pour l'éolienne) ou la synchronisation du réseau local (DC-AC pour l'onduleur).

Cette méthode modulaire est actuellement la plus courante dans les micro-réseaux contemporains, puisqu'elle fournit une flexibilité optimale.

Dans une gestion hiérarchique, l'EMS commande les convertisseurs afin de prioriser les sources disponibles, d'optimiser l'utilisation du stockage et d'assurer une alimentation continue des charges essentielles [48].

La Figure 2-7 présente l'architecture d'un micro-réseau hybride où trois sources distinctes, le photovoltaïque, l'éolien et la batterie sont toutes connectées à un convertisseur de puissance spécifique. Un groupe de commutateurs électroniques (MOSFET, IGBT ou relais statiques) garantit le maintien et la hiérarchisation de l'alimentation en choisissant dynamiquement le trajet énergétique selon la disponibilité des sources et les directives de priorité établies par l'EMS.

Le système de gestion énergétique n'agit pas directement sur les sources, mais pilote les convertisseurs et les commutateurs afin d'orienter les flux d'énergie vers les charges essentielles ou non essentielles. Cette stratégie permet d'optimiser l'exploitation des ressources renouvelables, de protéger la batterie contre les cycles extrêmes (surcharge ou décharge profonde) et de maintenir un équilibre dynamique entre production, stockage et demande [49, 50].

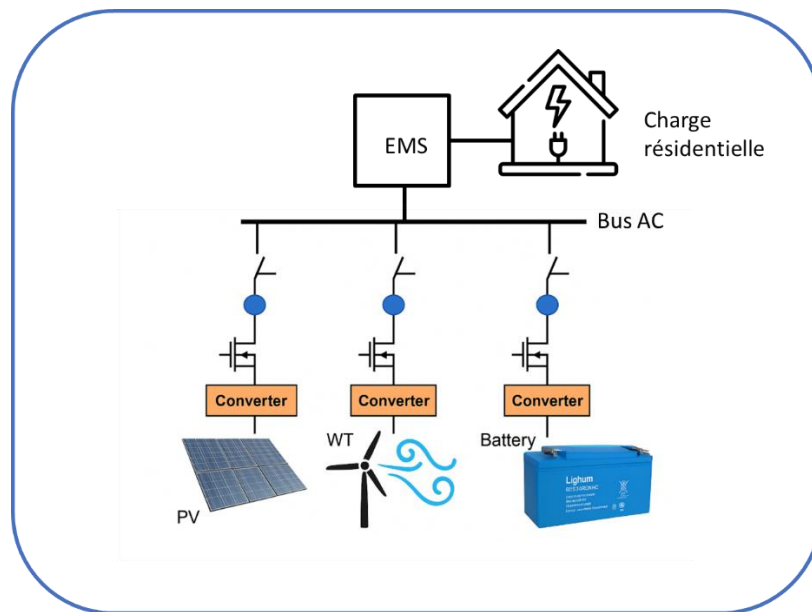


Figure 2-7 : Modèle conceptuel du micro-réseau hybride utilisé dans la simulation [49]

2.11 État de l'art

Cette section est réservée à une revue de littérature sur le système hybride avec stockage en faisant référence à des travaux antérieurs réalisés par d'autres auteurs.

2.11.1 Évaluation de la viabilité du système autonome hybride solaire-Éolien avec stockage d'énergie.

Plusieurs travaux ont évalué la viabilité des systèmes hybrides PV-éolien avec stockage dans des contextes isolés. Ces études analysent principalement la performance énergétique, la fiabilité du système et l'optimisation du dimensionnement des sources et du stockage.

2.11.2 Évolution des micro-réseaux hybrides

Les micro-réseaux sont passés de simples systèmes de secours à des réseaux complexes intégrant diverses sources renouvelables. D'abord destinés aux zones isolées, ils jouent aujourd'hui un rôle clé dans la résilience du réseau et l'intégration des énergies renouvelables. L'AIE souligne d'ailleurs l'efficacité des micro-réseaux hybrides, notamment PV- diesel, pour l'électrification rurale [51].

2.11.3 Variabilité et intermittence des sources renouvelables

La production des sources solaire et éolienne étant conditionnée par les paramètres météorologiques, elle présente une variabilité intrinsèque susceptible d'affecter l'équilibre puissance-production/charge. Divers travaux recommandent l'intégration du stockage et de mécanismes de prévision pour en réduire l'impact opérationnel. Par exemple, Z. Dafeng et al. (2020) ont développé un modèle de prévision basé sur l'apprentissage automatique pour optimiser l'utilisation du stockage d'énergie dans un micro-réseau hybride. Cependant, l'efficacité de ces stratégies reste limitée par l'incertitude des prévisions météorologiques [52].

Adil et al. (2019) proposent une analyse approfondie de l'évolution des systèmes énergétiques décentralisés (SED) et examine leurs implications pour la planification et les politiques urbaines. Les auteurs soulignent que la croissance des SED représente une nouvelle frontière dans la planification énergétique urbaine et la conception de systèmes énergétiques locaux. Les SED, qui incluent des technologies telles que les panneaux solaires photovoltaïques, les micro-réseaux et les systèmes de stockage d'énergie, offrent des avantages significatifs, notamment une réduction des pertes d'énergie dues au transport, une résilience accrue face aux pannes du réseau centralisé et une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable. Cependant, leur intégration dans le tissu urbain présente des défis complexes [53].

D'après Ahmad et al. (2021), les réseaux intelligents sont des systèmes électriques qui intègrent des technologies de communication avancées pour optimiser la gestion de l'énergie. Ces réseaux facilitent une gestion en temps réel des flux de données énergétiques, améliorant ainsi la fiabilité, la flexibilité et l'efficacité des systèmes électriques. L'intégration de technologies telles que l'Internet des Objets (IoT) et l'intelligence artificielle (IA) dans les réseaux intelligents est cruciale pour améliorer la performance des systèmes électriques. L'IoT permet de collecter des données. L'intelligence artificielle (IA), quant à elle, joue un rôle clé dans l'analyse de ces données. Dans les systèmes hybrides autonomes, l'IA peut optimiser l'utilisation des batteries en assurant que la production d'énergie renouvelable soit suffisante pour répondre à la demande pendant les périodes de faible ensoleillement ou de vent faible. Cela aide également à prolonger la durée de vie des batteries en gérant leur décharge et leur recharge de manière plus efficace [54].

Hassan et al. (2023) ont fait un examen approfondi de la conception, des avantages et des défis des systèmes hybrides d'énergie solaire et éolienne. Ils discutent de l'intégration de l'énergie solaire et éolienne dans les systèmes hybrides, en explorant les avantages de la combinaison de

ces deux ressources pour équilibrer leur variabilité. Ils abordent les méthodes de stockage d'énergie (batteries, hydroélectricité à pompage), les stratégies de contrôle et les techniques d'intégration au réseau qui améliorent la fiabilité et l'efficacité. En outre, les auteurs soulignent les besoins politiques pour soutenir le déploiement des systèmes hybrides, tels que les incitations et les cadres réglementaires pour le développement de l'énergie durable [55].

Roy et al. (2022) soulignent l'efficacité opérationnelle et les stratégies d'intégration pour la production d'énergie électrique. Il met en évidence les développements clés dans les solutions de stockage d'énergie, la conception de systèmes hybrides et les systèmes de contrôle en temps réel qui optimisent la production d'énergie et la stabilité du réseau. Ils mettent en évidence également les défis, tels que la variabilité des sources d'énergie renouvelables, les coûts initiaux élevés et les exigences de maintenance. En outre, ils mettent aussi en évidence les incitations politiques et économiques nécessaires pour promouvoir les systèmes hybrides et souligne la nécessité d'un soutien réglementaire pour faciliter une adoption généralisée [56].

Kazi et Shuza (2024) analysent un micro-réseau hybride PV–SEGP destiné à des applications communautaires telles que la recharge de vélos électriques et la purification de l'eau. Le système combine des panneaux solaires et des dispositifs SEGP installés le long de pistes cyclables pour produire une énergie locale et durable. Les prototypes testés au Texas démontrent une solution fiable et économique, renforçant l'autonomie énergétique et la résilience des communautés urbaines et périurbaines [57].

Dans [58] Akikur et al. (2013) comparent les systèmes solaires autonomes et les systèmes hybrides pour les zones rurales hors réseau, en évaluant leurs performances techniques, économiques et environnementales. Les systèmes hybrides, combinant solaire, éolien, batteries et parfois diesel, offrent une meilleure fiabilité, une production plus stable et une réduction de

l’empreinte carbone, malgré un coût initial plus élevé. Ils conviennent particulièrement aux usages communautaires, même si leur complexité technique et leur financement restent des défis pour les régions à faibles ressources.

Sreeraj et al. (2010) proposent une méthodologie pour concevoir des systèmes hybrides autonomes, rentables et adaptés aux zones reculées où l’extension du réseau est impossible. En combinant solaire, éolien et stockage, les auteurs déterminent les configurations optimales grâce à une approche stochastique permettant de dimensionner précisément la batterie et d’évaluer le coût minimal de l’énergie. Leur cadre méthodologique, appliqué à un village rural en Inde, montre la faisabilité technique et économique des systèmes hybrides [59].

Emad et al. (2021) conçoivent un système hybride PV-éolien–batterie pour des zones éloignées en Inde, en Corée et en Haïti, en utilisant des algorithmes hybrides afin de minimiser le coût global tout en garantissant une alimentation fiable. Les résultats montrent que les systèmes hybrides, grâce à la complémentarité solaire-éolien et au stockage, sont plus performants et plus rentables que les systèmes autonomes. L’étude souligne l’importance d’une optimisation spécifique au site pour obtenir la configuration la plus efficace dans les régions isolées hors réseau [60].

2.12 Conclusion

Ce chapitre a présenté une revue approfondie des micro-réseaux hybrides intelligents, en mettant l’accent sur leurs architectures, leurs défis techniques et les stratégies de gestion de l’énergie. L’état de l’art a montré l’évolution des recherches vers des approches de commande plus flexibles et intelligentes, intégrant l’intelligence artificielle et les algorithmes d’optimisation.

Ces travaux constituent le fondement théorique de la modélisation et de la simulation du système hybride étudié, qui seront détaillées dans le chapitre suivant.

Chapitre 3 - Étude et modélisation des composants du système hybride (solaire-éolien) avec stockage (batterie).

3.1 Introduction

La transition vers des énergies renouvelables répond aux enjeux climatiques et à la nécessité de réduire la dépendance aux sources fossiles. La production décentralisée améliore la sécurité d’approvisionnement, mais l’intermittence du solaire et de l’éolien impose une optimisation du dimensionnement, de la gestion et du stockage. Grâce à leur complémentarité, ces deux sources peuvent assurer une production fiable et durable, bien que leur intégration demeure un défi technologique nécessitant une analyse approfondie. Ainsi, l’analyse qui suit propose une description technique détaillée de chaque sous-système constituant le micro-réseau. Il s’agit notamment :

- Du sous-système photovoltaïque, responsable de la conversion de l’énergie solaire en électricité,
- Du sous-système éolien, qui exploite l’énergie cinétique du vent,
- Et du système de stockage par batteries, chargé d’assurer la continuité d’alimentation et de réguler les flux d’énergie.

Chaque composant sera présenté avec ses caractéristiques principales, son rôle fonctionnel, ainsi que les hypothèses retenues pour sa modélisation et son dimensionnement dans le cadre de cette étude.

3.2 Description et modélisation du système solaire photovoltaïque

3.2.1 Principes fondamentaux de l'énergie solaire photovoltaïque

Le fonctionnement des panneaux solaires repose sur un élément principal : la cellule photovoltaïque. Ces petits carrés, qui forment les modules photovoltaïques, ont l'incroyable capacité de pouvoir transformer la lumière du soleil en électricité.

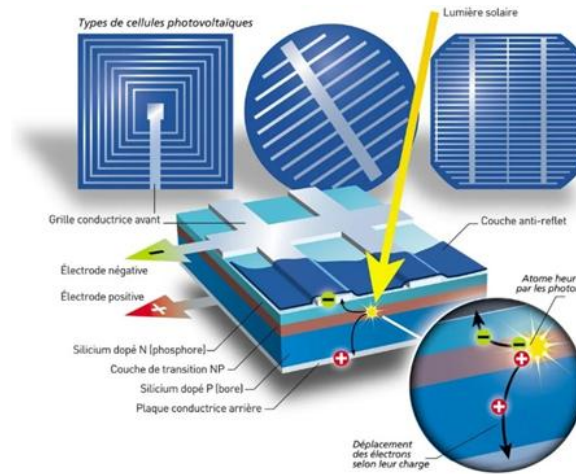


Figure 3-1 : Schéma d'une cellule photovoltaïque [61]

Dans la modélisation de la cellule photovoltaïque, on va faire ressortir deux cas différents pour choisir le cas approprié pour notre étude.

3.2.2 Effet photovoltaïque, types de cellules et leur rendement

L'effet photovoltaïque correspond à la conversion directe de la lumière en électricité : les photons libèrent des électrons dans un matériau semi-conducteur, générant un courant. Les cellules photovoltaïques se déclinent en plusieurs types : les cellules monocristallines (16-24 % de rendement), les cellules polycristallines (13-18 %) et les cellules amorphes (6 -9 %).

Les technologies avancées, comme les cellules tandem à base de silicium et pérovskite ou GAAs, atteignent des rendements potentiels supérieurs à 30–40 % [62].

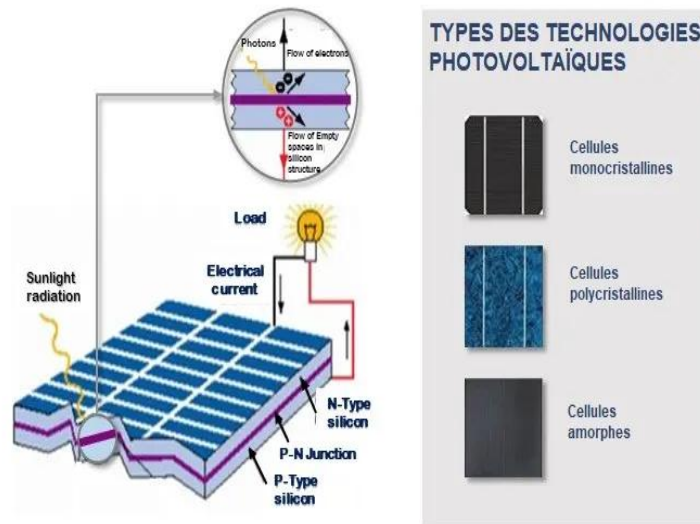


Figure 3-2 : Types de cellules photovoltaïques [63]

3.2.3 Module photovoltaïque

Un module photovoltaïque regroupe plusieurs cellules connectées en série ou en parallèle et nécessite des diodes de protection pour assurer son bon fonctionnement. Celles-ci empêchent les courants inverses, notamment la nuit ou en cas de tension inverse, protégeant ainsi les cellules contre les détériorations prématurées.

3.2.4 Irradiance solaire et température

Dans cette analyse, la GHI a été utilisée pour le calcul horaire de la production d'énergie par le système PV. Les données de GHI sont essentielles pour simuler les performances du système dans des conditions climatiques réelles, car elles reflètent l'irradiance solaire réel reçu sur une surface horizontale à l'emplacement de référence de Trois-Rivières (Québec).

La Figure 3.3 montre l'irradiance moyen horaire moyenne horaire pour chacun des mois de l'année météorologique typique (Trois-Rivières) utilisés dans les simulations. Les graphiques illustrent les heures de la journée où les valeurs d'irradiance sont supérieures à zéro.

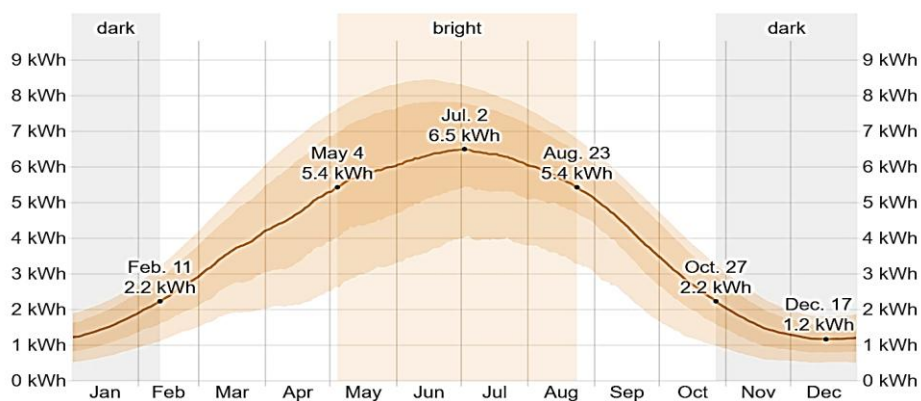


Figure 3-3 : Énergie solaire incidente quotidienne moyenne à ondes courtes à Trois-Rivières [64]

Le graphique dans la Figure 3.4 montre deux phases climatiques à Trois-Rivières : un hiver froid (jusqu'à -15°C) et un été chaud (17 à 25°C). Ces variations influencent directement le rendement photovoltaïque, favorisé par le froid mais limité par la chaleur. Elles soulignent l'importance de considérer le climat local dans le dimensionnement du système PV et de recourir à un système hybride ou au stockage pour compenser les fluctuations saisonnières de production.

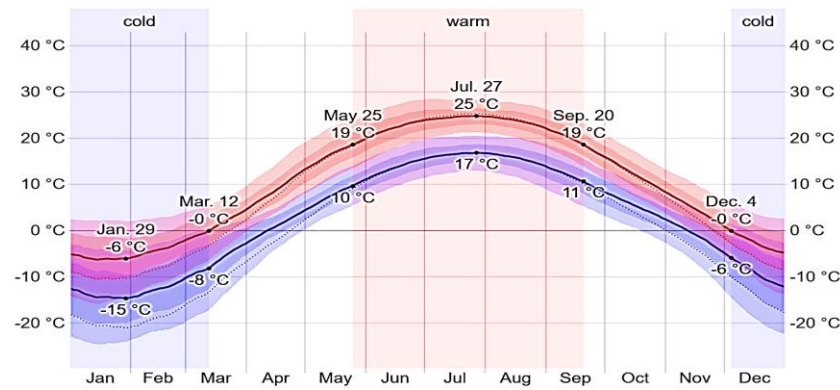


Figure 3-4 : Données mensuelles (2022) de température à Trois-Rivières [64]

Les données climatiques pour le site de Trois-Rivières, que l'on retrouve dans le tableau ci-dessous, sont issues de la base de données NASA Power. Ces paramètres clés de la météorologie pour le dimensionnement du système hybride incluent notamment la température atmosphérique, le rayonnement solaire total, l'humidité relative, les précipitations et la vitesse du vent. Ces données facilitent l'appréciation du potentiel énergétique du lieu et le réglage des modèles de simulation pour les systèmes photovoltaïque et éolien analysés.

Pays

Province/État

Lieu des données climatiques

Voir carte

Canada

Québec

Trois Rivières



Latitude

Longitude

Zone climatique

Élévation

Température extérieure de calcul de chauffage

Température extérieure de calcul de climatisation

Amplitude des températures du sol

°N

°E

6A

m

°C

°C

°C

46.3

-72.5

Froid - Humide

6

-21.5

26.3

24.4

Source

Sol + NASA

Sol

Sol

Sol

NASA

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal				Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m ² /j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j		
Janvier	-10.0	74.6%	71.30	1.57	100.2	4.1	-14.5	868	0		
Février	-8.2	70.7%	58.52	2.53	100.2	4.1	-12.2	734	0		
Mars	-2.5	69.4%	68.82	3.66	100.2	4.1	-5.5	636	0		
Avril	4.2	65.7%	82.50	4.62	100.0	4.0	4.3	414	0		
Mai	11.9	68.3%	88.66	5.06	100.0	4.1	11.9	189	59		
Juin	18.0	72.5%	102.00	5.51	99.9	3.7	17.2	0	240		
Juillet	20.5	75.8%	105.71	5.26	99.9	3.7	19.7	0	326		
Août	19.7	74.5%	99.82	4.76	100.1	3.5	18.6	0	301		
Septembre	15.4	76.8%	94.50	3.55	100.2	3.7	13.9	78	162		
Octobre	8.5	74.8%	93.93	2.28	100.2	4.0	6.7	295	0		
Novembre	2.0	76.7%	84.60	1.45	100.2	4.0	-0.6	480	0		
Décembre	-4.8	77.3%	85.87	1.24	100.2	4.1	-9.9	707	0		
Annuel	6.3	73.1%	1,036.23	3.46	100.1	3.9	4.2	4,400	1,087		
Source	Sol	Sol	NASA	NASA	NASA	Sol	NASA	Sol	Sol		

Mesuré à

m

 10 0

Figure 3-5 : Données climatiques annuelles de Trois-Rivières (source : NASA/Power)

La Figure 3-6 illustre la variation mensuelle moyenne de l'irradiance solaire à Trois-Rivières. Elle met en évidence un pic d'ensoleillement entre mai et juillet, correspondant à la période optimale de production du système photovoltaïque.

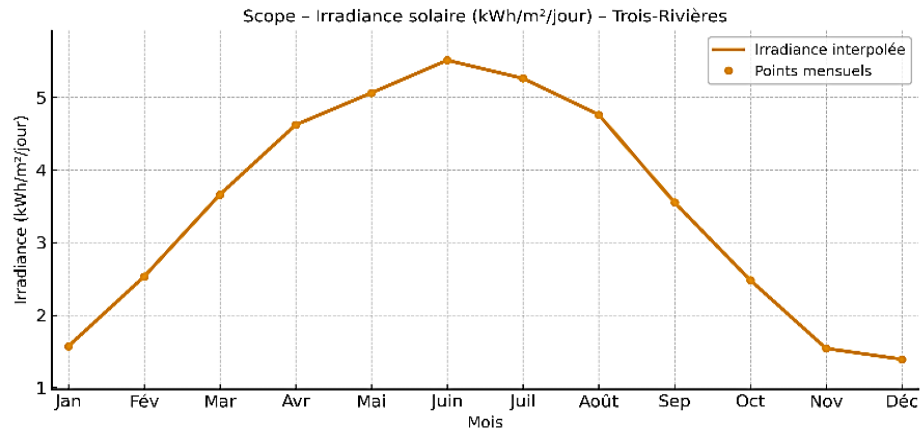


Figure 3-6: Courbe simulée de l'irradiance solaire

3.3 Types de système photovoltaïque

La technologie photovoltaïque joue un rôle essentiel dans la conversion directe de l'énergie solaire en électricité et s'impose aujourd'hui comme une solution durable grâce à la baisse des coûts. Les systèmes PV se déclinent en trois catégories : autonomes, raccordés au réseau et hybrides, chacun adapté à des conditions d'usage spécifiques. Cette classification permet d'orienter le choix technico-énergétique selon les besoins et le contexte local.

3.3.1 Système photovoltaïque autonome (off grid):

C'est un système qui est indépendant du reste du réseau électrique public. Il génère de l'électricité grâce aux panneaux solaires pour alimenter directement les charges et stocke

l'énergie excédentaire dans des batteries pour une utilisation ultérieure, notamment durant les périodes d'absence ou d'insuffisance d'irradiation solaire (nuit ou temps nuageux) [65].

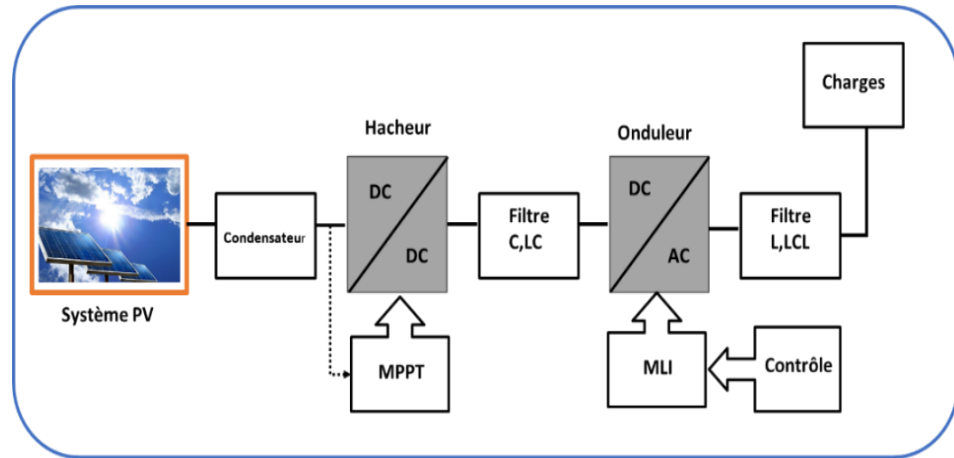


Figure 3-7 : Système solaire photovoltaïque autonome [66]

3.3.2 Système photovoltaïque connecté au réseau (on grid)

Ce système est relié directement au réseau électrique public. L'électricité produite par les panneaux solaires est injectée dans le réseau, permettant ainsi de réduire les coûts énergétiques du consommateur. Ce type de système ne nécessite généralement pas de stockage par batteries, car le réseau joue le rôle d'un « stockage virtuel ».

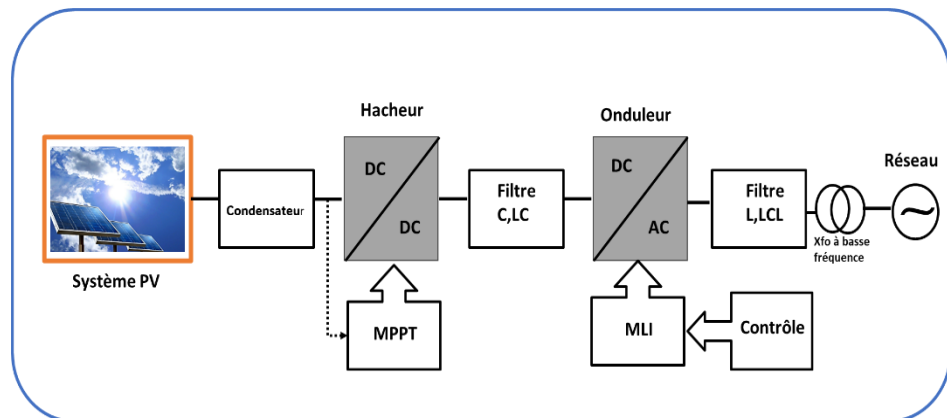


Figure 3-8 : Système solaire photovoltaïque connecté au réseau [66]

3.3.3 Système photovoltaïque hybride

Le système photovoltaïque hybride combine l'énergie solaire avec une ou plusieurs autres sources, comme l'éolien, les batteries ou le réseau, afin d'assurer une alimentation continue et fiable. Cette configuration compense l'intermittence du soleil, améliore la stabilité énergétique et optimise l'utilisation des ressources renouvelables. La figure 3-9 montre l'unité de génération PV comprenant un module PV, un hacheur DC-DC, un bus DC, un onduleur, des filtres LC et les boucles de commande de base.

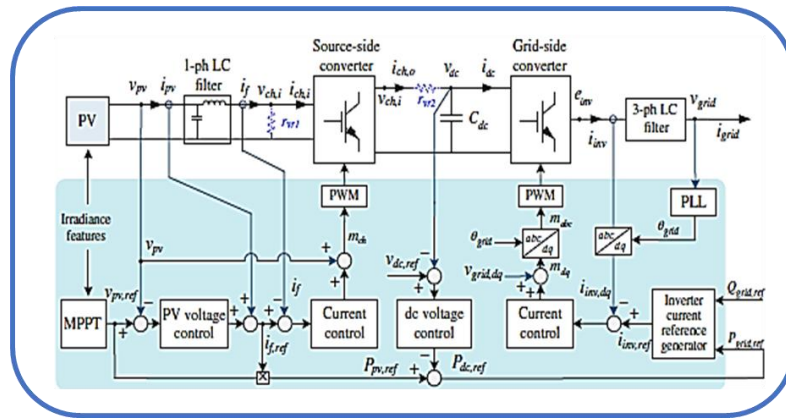


Figure 3-9 : Diagramme de blocs d'une unité de génération photovoltaïque comprenant les parties DC et AC, les convertisseurs d'interfaçage et les boucles de commande de base [28]

3.4 Modélisation du générateur PV avec MPPT et convertisseur Boost

Il existe principalement quatre types de modèles pour représenter un système photovoltaïque (PV). L'explication se trouve dans le Tableau 3-1 :

Tableau 3-1 : Analyse des différents modèles de simulation : applications et précision associée

Type de modèle	Applications courantes	Niveau de précision
Circuit équivalent	Simulation électrique, analyse détaillée, MPPT	Élevée
Empirique	Analyse rapide, prévision simplifiée de production	Moyenne
Thermique	Analyse thermique, études climatiques	Bonne
Dynamique	Analyse des transitoires, systèmes hybrides	Très élevée

L'approche dynamique d'un système photovoltaïque (PV) offre la possibilité d'examiner la réponse du système au fil du temps, en intégrant les fluctuations rapides des conditions climatiques, de la charge et des propriétés transitoires du réseau électrique lié. On l'emploie surtout pour les analyses de stabilité, les simulations transitoires, les études d'ombrage rapide et cette méthode est particulièrement essentielle dans un système autonome hybride, où le comportement dynamique du générateur photovoltaïque influence directement la stratégie de gestion de l'énergie. Elle offre la possibilité d'une simulation plus authentique dans un cadre tel que MATLAB/Simulink, en prévoyant les phases transitoires critiques et en perfectionnant la taille des composants (convertisseurs, filtres, batteries) dans les micro-réseaux intelligents.

L'approche dynamique prend en compte :

- Les variations de l'irradiance solaire et de la température ambiante, influençant directement le courant et la tension de sortie du générateur PV.

- Les réponses transitoires liées à des changements rapides d'ensoleillement (nuages passants) ou d'état de charge des batteries.
- L'interaction avec le système de régulation MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui ajuste en temps réel le point de fonctionnement optimal. La dynamique de couplage avec le réseau local ou le bus continu en cas d'architecture hybride.

3.4.1 Architecture du système photovoltaïque autonome

L'architecture fonctionnelle d'un générateur photovoltaïque associé à un convertisseur de puissance Boost, contrôlé par un algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT) qui utilise la technique Perturb and Observe (P&O), est illustrée dans l'image suivante.

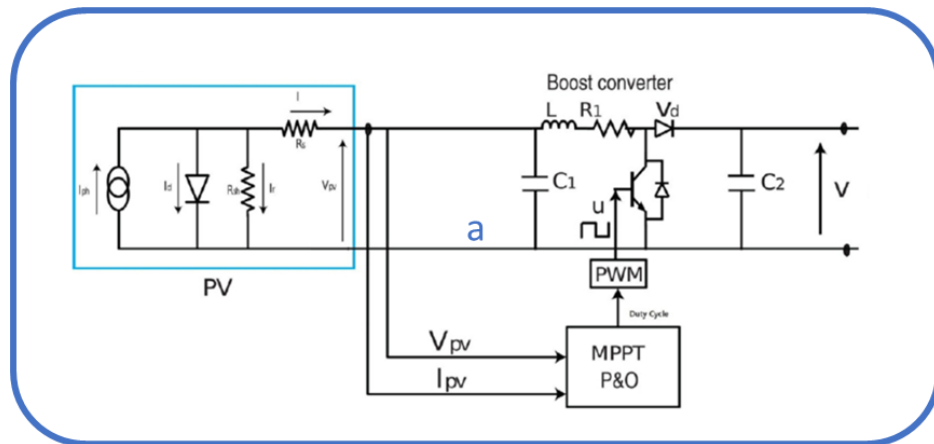


Figure 3-10 : Système de conversion photovoltaïque équipé d'un convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande MPPT.[63]

Selon le diagramme de Marcello G. Villalva [67], le modèle photovoltaïque se fonde sur l'analogie électrique d'une diode, ce qui permet de décrire fidèlement les effets non linéaires du panneau PV et les pertes associées aux résistances en série (R_s) et en parallèle (R_{sh}).

Pour maximiser l'extraction d'énergie, la tension du panneau est régulée par un convertisseur Boost, géré à l'aide d'un signal PWM. L'algorithme MPPT examine en temps

réel les mesures de tension (V_{pv}) et d'intensité (I_{pv}) afin de modifier de manière dynamique le rapport cyclique du hacheur. Cette boucle de contrôle permet au dispositif de se rapprocher constamment du point de puissance maximale, malgré les variations d'ensoleillement ou de température.

Ce schéma illustre une topologie fréquemment employée dans les systèmes photovoltaïques autonomes ou hybrides, grâce à sa capacité d'interconnexion flexible avec un bus DC ou un système de stockage, tout en optimisant l'efficacité énergétique.

3.4.2 *Cas d'une cellule idéale*

Les cellules photovoltaïques sont des éléments semi-conducteurs qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Ce sont les éléments essentiels de tout système photovoltaïque. Afin de produire davantage d'énergie, les cellules photovoltaïques sont réunies pour constituer un module. La mise en série de plusieurs cellules accroît la tension pour un courant identique, tandis que leur disposition en parallèle augmente l'intensité du courant tout en préservant la tension. Des modules photovoltaïques sont reliés en série et/ou en parallèle pour former des panneaux solaires. Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré par un schéma de circuit électrique équivalent, comme indiqué dans la Figure 3-11 [68].

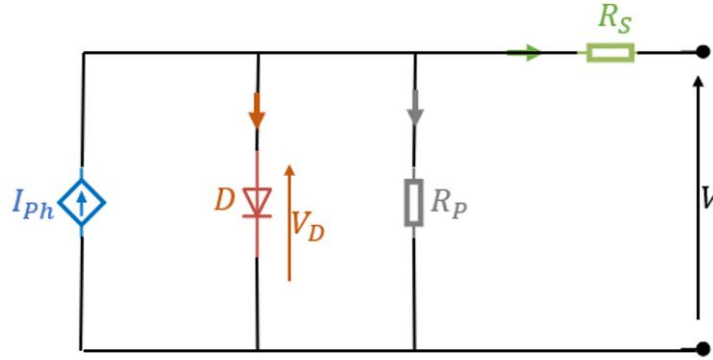


Figure 3-11 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [68]

Le courant de sortie de la cellule photovoltaïque s'écrit sous la forme mathématique suivante:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (3-1)$$

Et

$$I_{sh} = \left(\frac{V + R_s I}{R_p} \right) \quad (3-2)$$

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{A V_t} \right) - 1 \right] \quad (3-3)$$

$$I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \quad (3-4)$$

$$V_t = \frac{KT}{q} \quad (3-5)$$

Avec :

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

I_d : le courant de la diode

I_{sh} : courant traversant la résistance parallèle R_p

I_{cc} : courant de court-circuit mesuré aux conditions STC.

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

V_t : la tension thermique

T : la température de la jonction en Kelvin

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

K : la constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$)

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

En remplaçant I_d et I_{sh} par ces expressions dans l'équation (3-1), le courant I devient :

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

Un module photovoltaïque est constitué de cellules aux caractéristiques similaires, connectées en série et en parallèle pour produire la tension et le courant requis. On peut illustrer le schéma équivalent du module photovoltaïque de la manière suivante dans la Figure 3-12.

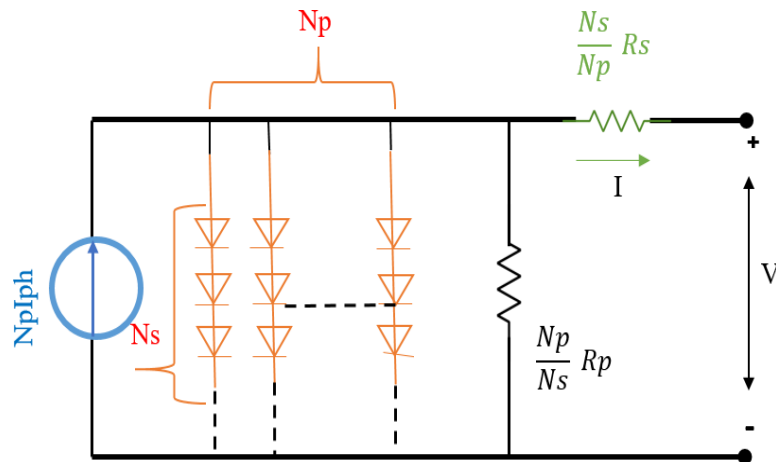


Figure 3-12 : Circuit équivalent du module photovoltaïque[68]

Donc l'expression du courant fourni par le module peut être donnée par l'équation suivante :

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

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

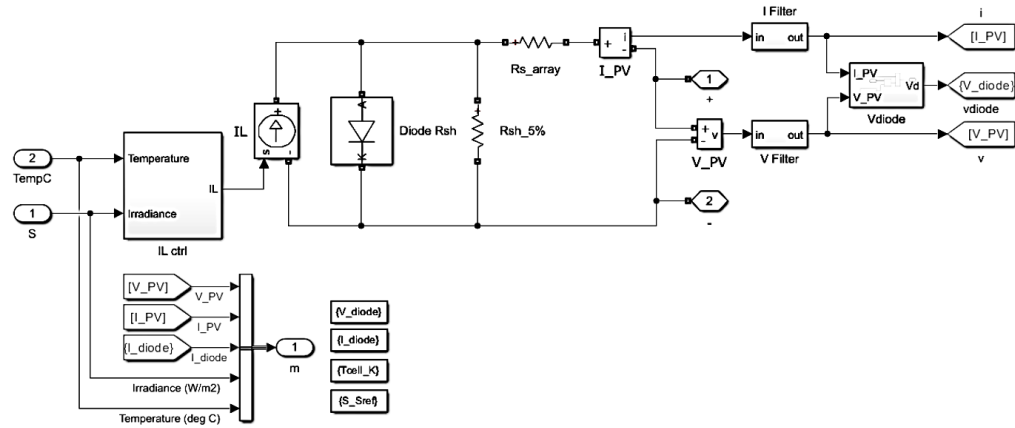


Figure 3-13: Schéma du modèle photovoltaïque à une diode

3.4.3 Puissance optimale

La puissance optimale d'un système photovoltaïque correspond à la puissance maximale que le générateur peut délivrer pour une irradiance et une température donnée, appelée point de puissance maximale (MPP). Elle est exprimée en watts-crête (Wc), valeur mesurée aux conditions standard (1000W/m² et 25°C)

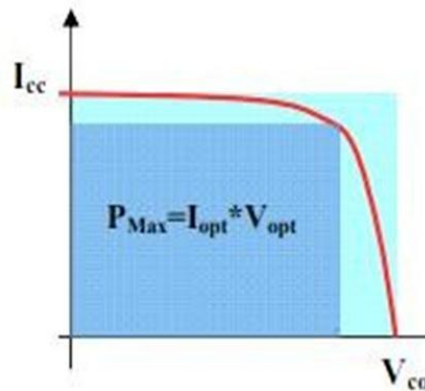


Figure 3-14 : Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque et point de puissance maximale

3.4.4 Importance de l'extraction du maximum de puissance dans un système photovoltaïque

Le rendement d'un système photovoltaïque repose sur l'extraction continue de la puissance maximale, indépendamment des variations d'irradiance, de température ou de charge, grâce au suivi du point de puissance maximale (MPPT), élément essentiel des systèmes modernes. Le générateur photovoltaïque présente des caractéristiques non linéaires I-V et P-V, avec un unique point de puissance maximale (MPP) où $P = V \times I$ est maximal. Ce point varie avec l'irradiance, la température et les conditions d'ombre. Sans stratégie de suivi, le système peut fonctionner loin du MPP, réduisant son rendement. L'algorithme MPPT a donc pour objectif d'identifier en permanence ce point et d'ajuster le convertisseur DC-DC afin d'y maintenir le fonctionnement [67, 69, 70]. Ceci implique une variation dynamique du rapport cyclique du hacheur, afin d'ajuster la tension d'entrée vers sa valeur idéale. Parmi les méthodes les plus utilisées, on retrouve les algorithmes :

- Perturb and Observe (P&O) : simple à mettre en œuvre, basé sur la perturbation du point de fonctionnement,

- Incremental Conductance (IncCond) : basé sur le calcul de la dérivée de la puissance par rapport à la tension,
- Ainsi que des méthodes plus avancées telles que les approches floues (fuzzy logic) ou neuronales pour les systèmes intelligents.

En somme, l'extraction du maximum de puissance permet :

- D'optimiser le rendement énergétique du système,
- D'augmenter la quantité d'énergie injectée dans le réseau ou stockée,
- Et de garantir une performance stable face aux variations environnementales.

Elle représente ainsi une étape incontournable dans la conception de tout système photovoltaïque connecté ou autonome, et constitue un levier technologique majeur pour le développement des énergies renouvelables.

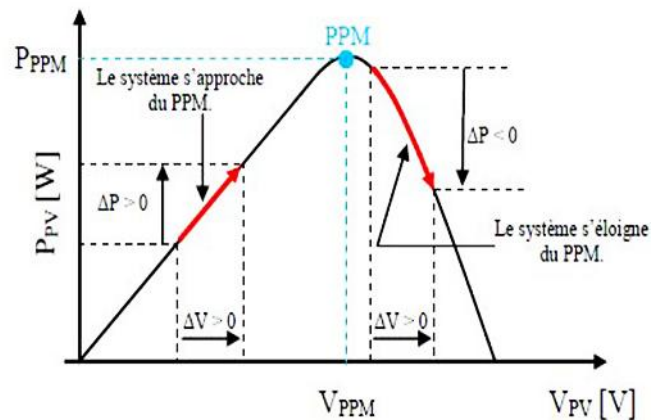


Figure 3-15 : Principe de fonctionnement de l'algorithme P&O[71]

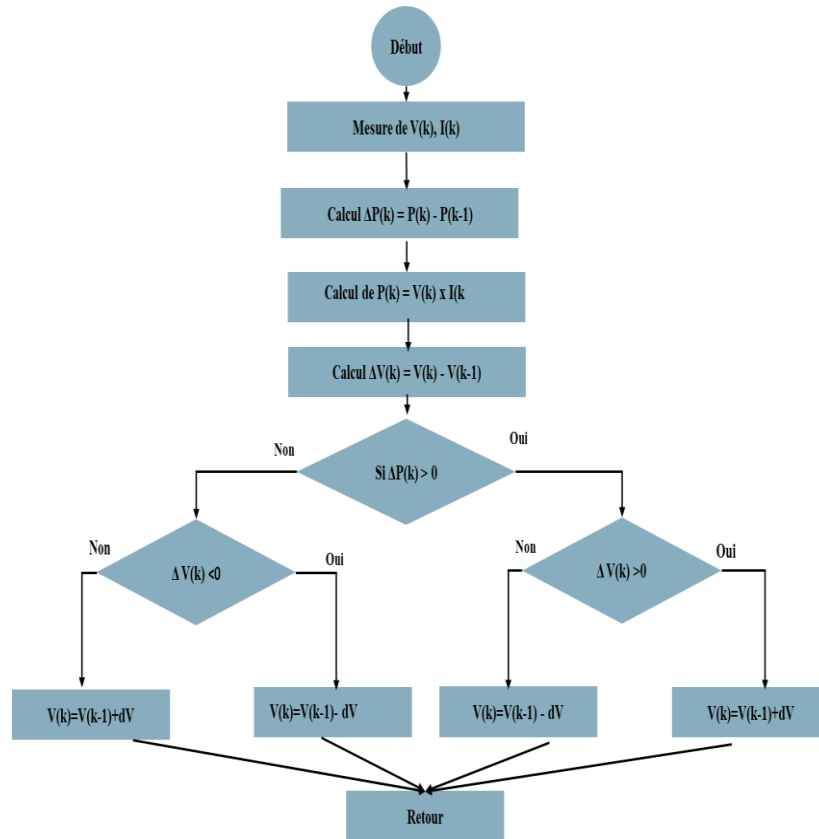


Figure 3-16 : Organigramme de MPPT de la perturbation & observation[68]

L'algorithme de la Figure 3-15 débute par la mesure en temps réel de la tension $V(k)$ et du courant $I(k)$ délivrés par le champ photovoltaïque. Ces grandeurs sont essentielles pour le calcul de la puissance instantanée.

À chaque itération, la puissance électrique $P(k)$ est déterminée par la relation suivante :

$$P(k) = V(k) \times I(k) \quad (3-8)$$

où:

- $P(k)$ représente la puissance mesurée à l'instant d'échantillonnage k ,
- $V(k)$ est la tension mesurée,
- $I(k)$ est le courant mesuré.

L'algorithme applique des perturbations successives à la tension et observe leurs effets sur la puissance afin de converger vers le point de puissance maximale (MPP).

3.4.5 Commande MPPT avec régulateur PID pour système photovoltaïque

La production photovoltaïque dépend de l'irradiance et de la température ; son optimisation nécessite un algorithme MPPT, tel que la méthode P&O, souvent associée à une commande PID pour réguler précisément la tension de fonctionnement.

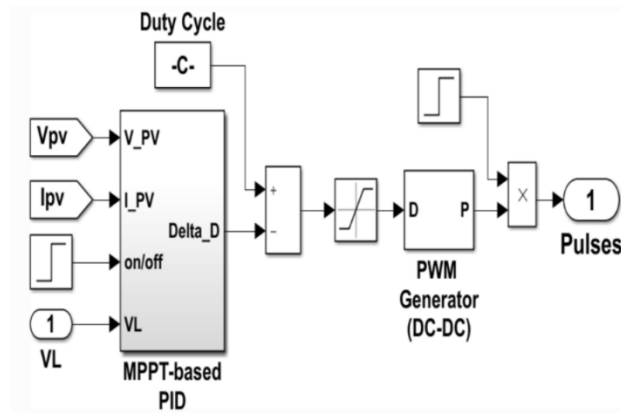


Figure 3-17 : Contrôle du Système PV par l'association MPPT_PID [72]

3.4.6 Principe de la commande MPPT-PID

L'algorithme MPPT de type P&O génère une consigne de tension V_{pv}^{ref} correspondant au MPP, cette consigne est ensuite comparée à la tension réelle V_{pv} et l'erreur est traitée par un contrôleur PID, qui ajuste le rapport cyclique (duty cycle) du convertisseur DC-DC afin d'assurer une convergence rapide et stable vers le MPP tout en limitant les oscillations.

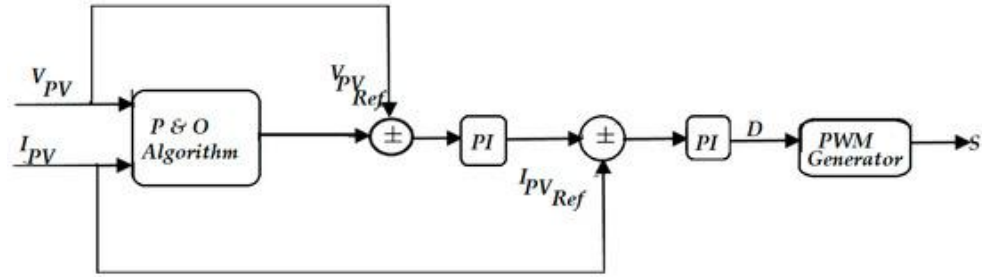


Figure 3-18 : Système de commande PV par l'association MPPT-PID[73]

Le Tableau 3-2 présente les principaux éléments fonctionnels du système et leur rôle dans la régulation du convertisseur.

Tableau 3-2 : Composants du système de commande [69]

Élément	Rôle
MPPT P&O	Génère la consigne V_{pv_ref} à partir de $P = V_{pv} \times I_{pv}$.
Comparateur	Calcule l'erreur $e = V_{pv_ref} - V_{pv}$.
Contrôleur PID	Minimise l'erreur par rétroaction.
Saturation	Limite le signal pour protéger le convertisseur.
PWM	Génère les signaux de commande pour les interrupteurs.

3.4.7 Dimensionnement d'un système solaire photovoltaïque

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque consiste à déterminer la puissance du générateur et la capacité de stockage en fonction du profil de charge et des conditions climatiques du site. On peut résumer la démarche en ces étapes :

- détermination des besoins de l'utilisateur.

- chiffrage de l'énergie solaire récupérable.
- définition des modules photovoltaïques.
- définition de la capacité de la batterie, des données d'ensoleillement du lieu, et des besoins en énergie électrique de l'utilisateur.

3.5 Étapes du dimensionnement d'un système solaire photovoltaïque

3.5.1 Détermination des besoins de l'utilisateur

Cette étape consiste à évaluer les besoins énergétiques du site (puissance et durée d'utilisation des charges) afin de déterminer la consommation journalière totale en kWh, base du dimensionnement du système photovoltaïque [74].

La consommation journalière s'écrit:

$$\text{Cons} = P \times t \text{ (Wh / J)} \quad (3-9)$$

La puissance crête est donnée par :

$$P_c = \frac{\text{Cons}}{K.E} (W_c) \quad (3-10)$$

Avec :

Cons: consommation journalière (Wh 1J);

K: facteur de correction englobant divers rendements ainsi qu'un coefficient de sécurité, il est en général compris entre 0.55 et 0.65 et E est l'énergie incidente sur le plan des modules (Kwh/m² 1 j).

3.5.2 Chiffrage de l'énergie solaire récupérable

Cette étape consiste à estimer le potentiel solaire du site (irradiation, orientation, pertes) afin de déterminer l'énergie réellement exploitable et la surface photovoltaïque requise [75].

3.5.3 Choix et configuration des modules photovoltaïques

Cette étape consiste à choisir le type et le nombre de modules PV selon leur puissance et leurs caractéristiques électriques, puis à définir leur configuration série/parallèle pour atteindre les niveaux de tension et de courant requis [75].

Le calcul du nombre de modules à mettre en série et parallèle est donné par :

$$n_s = \frac{U_u}{U_m} \quad \text{module en série} \quad (3-11)$$

$$n_p = \frac{P_c}{P_{c_{mod}} \times n_s} = \text{modules en parallèle} \quad (3-12)$$

Le nombre de modules solaire à installer est alors le produit $n_s \times n_p$

Le rendement solaire est donné par :

$$\eta = \frac{P_c}{G \times S} \quad (3-13)$$

Avec

P_c : puissance crête du module (W)

G : Irradiation (Wh / m²)

S : surface (m²)

U_u : tension utile du module (V)

U_m : tension du module (V)

$P_{c_{mod}}$: puissance du module (W)

3.5.4 Définir la capacité de la batterie

La capacité nominale de la batterie est déterminée à partir de l'énergie quotidienne consommée, du nombre de jours d'autonomie souhaités, de la profondeur de décharge admissible (DoD) et du rendement global du système [76]. Elle est calculée selon la relation :

$$C_{bat} = \frac{E_{jour} \times N_{aut}}{V_{bat} \times DoD \times \eta} \quad (3-14)$$

où :

- E_{jour} : énergie consommée par jour (Wh/j)
- N_{aut} : nombre de jours d'autonomie
- V_{bat} : tension nominale du banc de batteries (V)
- DoD : profondeur de décharge admissible
- η : rendement global du système (charge/décharge)

La capacité C_{bat} est exprimée en ampères-heures (Ah).

3.6 Simulation et résultats du sous-système photovoltaïque

3.6.1 Objectif de la simulation

Cette simulation vise à examiner le comportement électrique du champ photovoltaïque (PV) lié à un convertisseur DC-DC Boost, pour mesurer la faculté du système à suivre le point de puissance maximale (MPPT) et à maintenir une tension stable sur le bus continu.

Le modèle est élaboré à l'aide de MATLAB/Simulink (voir Annexe), en incorporant les spécificités réelles du module sélectionné (Trina Solar 355 W_c) ainsi que les conditions météorologiques à Trois-Rivières (Québec).

3.7 Étude et modélisation du hacheur élévateur de tension (Boost)

3.7.1 Généralités

Pour gérer le flux d'énergie, un convertisseur DC-DC (hacheur élévateur) est utilisé afin d'augmenter la tension d'entrée. Ce dispositif est largement employé dans les systèmes photovoltaïques et autres applications nécessitant un rendement élevé.

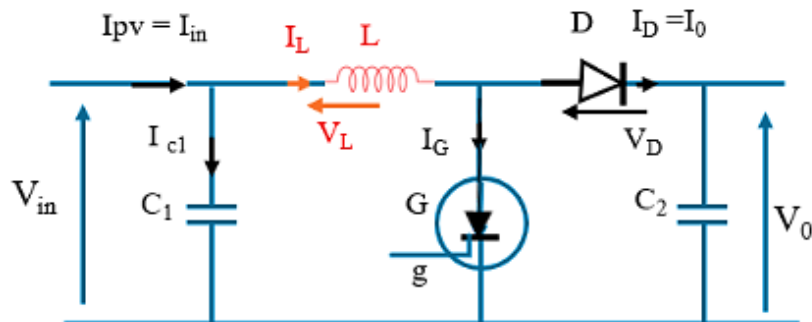


Figure 3-19 : Schéma d'un hacheur élévateur alimenté par une source de courant [77]

- C_1 : Condensateur d'entrée, il stabilise la tension d'entrée V_{in} en filtrant les ondulations dues à la commutation.
- L : Inductance c'est l'élément clé de stockage d'énergie.
- G : Interrupteur MOSFET qui permet le hachage du courant.
- D : Diode assure le passage du courant vers la sortie lors de l'ouverture de l'interrupteur.
- C_2 : Condensateur de sortie filtre la tension de sortie V_0

- V_0 : Bus continu tension élevée fournie à la charge.

3.7.2 Principe de fonctionnement

Lorsque l'interrupteur est fermé, la source de tension V_e est directement reliée à l'inductance L . Le courant i_L circule alors à travers l'inductance vers la charge R , tandis que le condensateur C se charge simultanément. L'inductance emmagasine de l'énergie sous forme de champ magnétique, et son courant augmente progressivement en raison de la tension appliquée à ses bornes ($V_L = V_e - V_s$). Durant cette phase, la charge est principalement alimentée par la source d'entrée, tandis que le condensateur contribue à lisser la tension de sortie V_s .



Figure 3-20 : Schéma équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé [78]

Lorsque l'interrupteur est ouvert, la source V_e est déconnectée du circuit. Toutefois, le courant dans l'inductance ne peut pas s'annuler instantanément ; celle-ci restitue alors l'énergie stockée afin de maintenir la continuité du courant. L'inductance alimente la charge et le condensateur, ce qui provoque une diminution progressive du courant i_L . Pendant cette phase, le condensateur assure la stabilisation de la tension V_s en compensant les variations du courant, garantissant ainsi une alimentation continue de la charge.

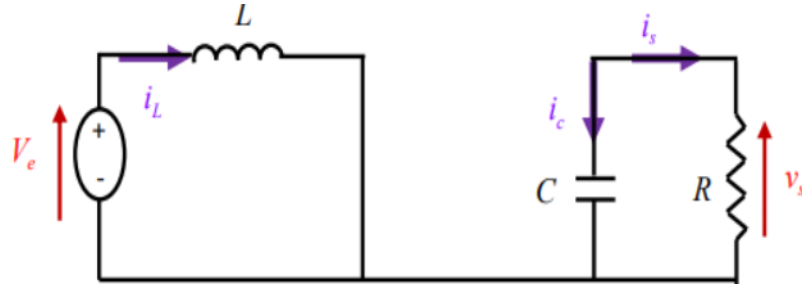


Figure 3-21 : Schéma équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert

3.7.3 Modèle mathématique du hacheur boost

Soient:

g : la commande de l'interrupteur G tel que G est fermé si $g = 1$ et G est ouvert si $g = 0$;

h : la variable qui modélise la conduction ($h \sim 1$) ou non ($h = 0$) de la diode D_i

Ainsi, si $i_D = (1 - g) i_L < 0$, alors $h = 0$ sinon (la diode s'ouvre) $h = 1$ (la diode conduit).

Lorsque $g = 1$ (interrupteur fermé), $t \in [0 ; DT]$

Le système est régi par les équations suivantes :

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_{in}}{dt} = i_{in} - i_L(t) \quad (3-15)$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_0}{dt} = -i_0 \quad (3-16)$$

$$V_L = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_t(t) \quad (3-17)$$

Lorsque $g = 0$ interrupteur ouvert, $t \in [DT; T]$

Le système devient régi par les équations suivantes :

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_{in}}{dt} = i_{in}(t) - i_L(t) \quad (3-18)$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_L(t) - i_0(t) \quad (3-19)$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_t(t) - V_0(t) \quad (3-20)$$

Si nous utilisons les fonctions de connexion g et h , le hacheur Boost idéal peut alors être modélisé en utilisant les équations suivantes :

$$i_s = [(1 - g)i_L] * h \quad (3-21)$$

$$L \frac{di_L}{dt} = [V_{in} - (1 - g)V_0] \times h \quad (3-22)$$

$$C_1 \frac{dV_m}{dt} = i_{pv} - i_L \quad (3-23)$$

Dans l'optique de rendre ce modèle conforme à la réalité, on incorpore généralement au modèle existant la résistance interne de l'inductance RL ; (l'équation 3.22) se transforme alors en :

$$L \frac{di_L}{dt} = [V_{in} - R_L i_L (1 - g) \times V_0] \times h \quad (3-24)$$

a) Commande du hacheur

Il est courant de contrôler le hacheur à une fréquence fixe en ajustant le rapport cyclique. Le rapport cyclique (indiqué par D ou α) correspond au temps d'ouverture de l'interrupteur G divisé par la période.

b) Calcul du rapport de conversion

À partir des (équations 3.18 à 3.20), on a pendant la première partie de la période

$$(g=1): \quad \begin{cases} i_{c1} = I - I_L \\ i_{c2} = -I_L \\ V_L = V_i \end{cases} \quad (3-25)$$

Pendant la deuxième partie ($g = 0$) :

$$\begin{cases} i_{c1} = I_{in} - I_L \\ i_{c2} = I_L - I_0 \\ V_L = V_{in} - V_0 \end{cases} \quad (3-26)$$

La moyenne d'une variable x sur une période T est donnée par :

$$x(t) = \frac{1}{T} \int_t^{1+T} x(x) dx = \frac{1}{T} \left[\int_t^{1+\alpha T} x_{[0, \alpha T]}(\tau) d\tau + \int_{t+\alpha T}^{t+\pi} x_{[\alpha T, T]}(\tau) d\tau \right] \quad (3-27)$$

Dans le cas d'un mode de conduction continue, également appelé MCC où le courant ne disparaît pas dans l'inductance. En appliquant une moyenne sur les équations (3-25) et (3-26), nous pouvons formuler :

$$\begin{cases} i_{c1(t)} \geq \alpha(I_{in} - I_L) + \alpha(I_{in} - I_L) = 0 \\ i_{c1(t)} \geq \alpha(-I_0) + \alpha(I_L - I_0) = 0 \\ V_L(t) = \alpha V_{in} + \alpha(V_{in} - V_0) = 0 \end{cases} \quad (3-28)$$

De l'équation (3-27), on peut alors tirer le rapport de conversion en MCC :

$$M(\alpha) = \frac{V_0}{V_{in}} = \frac{1}{\alpha} = \frac{1}{1-\alpha} \quad (3-29)$$

On distingue deux modes fonctionnement du hacheur boost :

- MCC: mode de conduction continu
- MCD : mode de conduction discontinu

Le MCC présente l'avantage majeur d'avoir une ondulation plus petite que le MCD. Le mode de conduction continu est sélectionné selon le choix judicieux de la valeur de l'inductance d'entête du convertisseur « L ». Dans notre cas nous avons considéré le premier mode de conduction.

Puisque, dans notre cas, la tension de sortie du hacheur est fixée (bus continu), le contrôle de la tension aux bornes du générateur photovoltaïque s'effectue par l'ajustement du rapport cyclique DDD à fréquence de découpage constante. Cette relation est donnée par :

$$V_{pv} = V_{Bus} (1 - D) \quad (3-30)$$

3.8 Étapes pour la Modélisation d'un Système Éolien

3.8.1 Introduction

La modélisation d'un système éolien s'effectue en plusieurs étapes essentielles. Elle commence par l'analyse de la ressource en vent, suivie de la modélisation de la turbine afin d'estimer la puissance mécanique extraite. Ensuite, le générateur est représenté par ses équations électriques et mécaniques. Enfin, les convertisseurs de puissance et la stratégie de commande sont intégrés pour assurer la régulation et l'adaptation au système global (charge ou réseau) [79].

3.8.2 Description technique de la turbine éolienne

La turbine éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique grâce à la rotation de ses pales. La puissance produite dépend principalement de la vitesse du vent, de la surface balayée par le rotor et du coefficient de performance aérodynamique. Elle comprend essentiellement trois parties : le rotor, la génératrice et le système de contrôle/conditionnement de puissance.

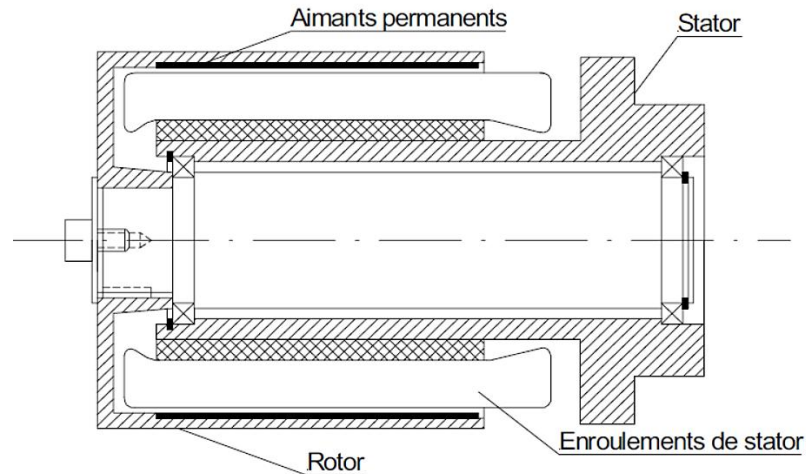


Figure 3-22 : Construction mécanique de la génératrice

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leurs puissances nominales :

- Éoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW
- Éoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Éoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

Il existe différentes façons de classer les turbines éoliennes, mais celles-ci appartiennent principalement à deux groupes selon l'orientation de leur axe de rotation: celles à axe horizontal et celles à axe vertical [80].

Dans le cadre de cette étude, l'éolienne considérée (Rocksolar 5 kW) est une turbine à axe horizontal. Son axe de rotation est parallèle à la direction du vent et elle est équipée d'un rotor tripale en fibre de verre d'un diamètre de 5,6 m. Ce type de configuration est le plus répandu pour les applications de petite et moyenne puissance en raison de son rendement aérodynamique supérieur.

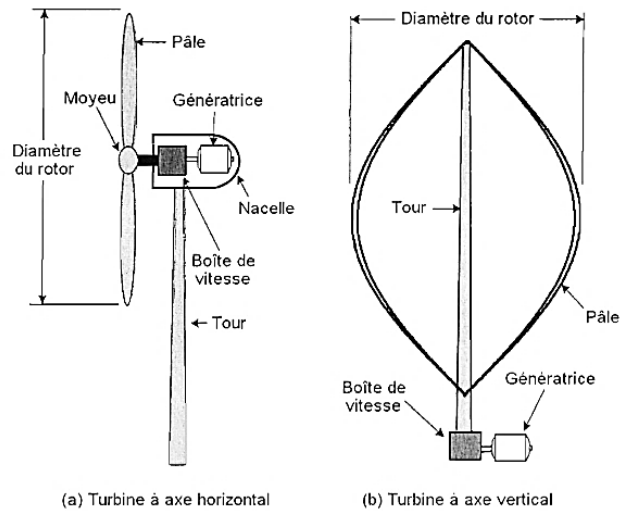


Figure 3-23 : Représentation des concepts d'éoliennes (a) à axe horizontal et (b) à axe vertical [81]

3.9 Production d'électricité à partir de la puissance mécanique du vent

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales afin d'être transformée en énergie mécanique. La transformation de cette dernière en énergie électrique est assurée par un générateur électrique de type synchrone ou asynchrone.[82]

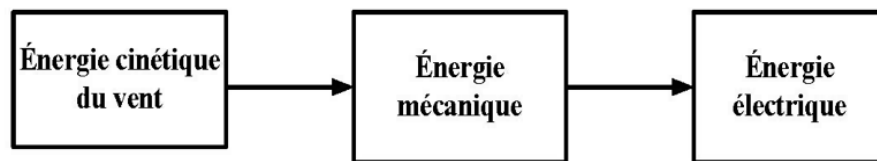


Figure 3-24 : Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne

Le terme « aérodynamique d'une turbine éolienne » se réfère en réalité à l'interaction qui se produit entre le vent et le rotor de cette dernière.

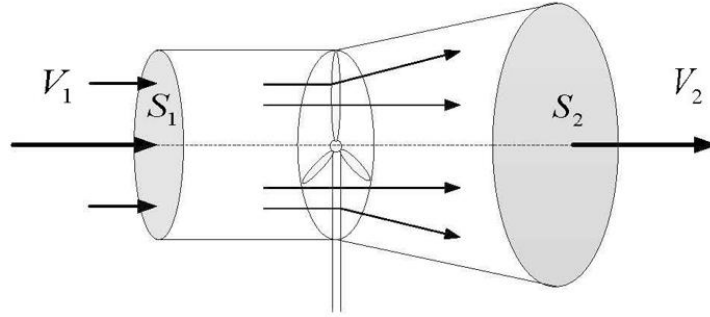


Figure 3-25 : Tube de courant autour d'une éolienne [82]

Prenons en compte le système d'énergie éolienne à axe horizontal illustré par la Figure 3-25 où la vitesse du vent avant l'aérogénérateur est V_1 et après celui-ci, V_2 . En présumant que la vitesse du vent qui traverse le rotor correspond à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé en amont de l'éolienne V_1 et celle de V_2 après son passage.

Considérons la vitesse moyenne du vent au niveau du rotor comme étant $\frac{V_1 + V_2}{2}$ la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S balayée par les pales de la turbine.

La masse m du flux d'air traversant le rotor peut être exprimée par :

$$m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)}{2} \quad (3-31)$$

Où ρ est la densité de l'air (environ $1,22 \text{ kg/m}^3$ à 15°C et à pression atmosphérique normale).

La puissance mécanique extraite est alors donnée par :

$$P_m = \frac{m (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (3-32)$$

En remplaçant m par son expression, on obtient :

$$P_m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (3-33)$$

Si le vent n'était pas ralenti par la turbine, il traverserait la même surface S avec une vitesse constante V_1 . La puissance maximale théorique disponible serait alors :

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (3-34)$$

Le rapport entre la puissance extraite et la puissance maximale théorique est :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left[\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \left(1 - \frac{V_1^2}{V_2^2}\right) \right]}{2} \quad (3-35)$$

3.10 Limite de Betz et Production d'énergie mécanique

Si on représente la caractéristique correspondant à l'équation précédente (figure 4-2), on s'aperçoit que le ratio P_m / P_{mt} , appelé aussi coefficient de puissance C_p , présente un maximum de $16/27$.

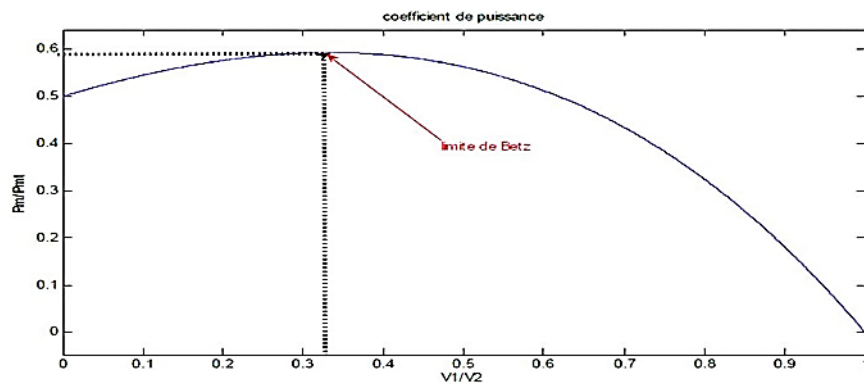


Figure 3-26 : Limite de Betz

La limite de Betz fixe la puissance maximale théorique récupérable du vent. En pratique, la performance d'une éolienne est déterminée par son coefficient de puissance C_p , fonction du rapport de vitesses spécifique λ .

3.11 Production d'énergie mécanique

En combinant les équations (3-33), (3-34) et (3-35), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} P_{mt} = C_p P_{mt} = C_p ((\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (3-36)$$

Avec :

$C_p(\lambda)$: Coefficient de puissance dépendant de la vitesse spécifique λ

ρ : Densité de l'air (kg/m^3)

R : Rayon des pales (m)

V_1 : Vitesse du vent en amont de la turbine (m/s)

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

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_2 R}{V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (3-37)$$

Avec :

Ω_2 : Vitesse de rotation après le multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent, (figure 3-27)

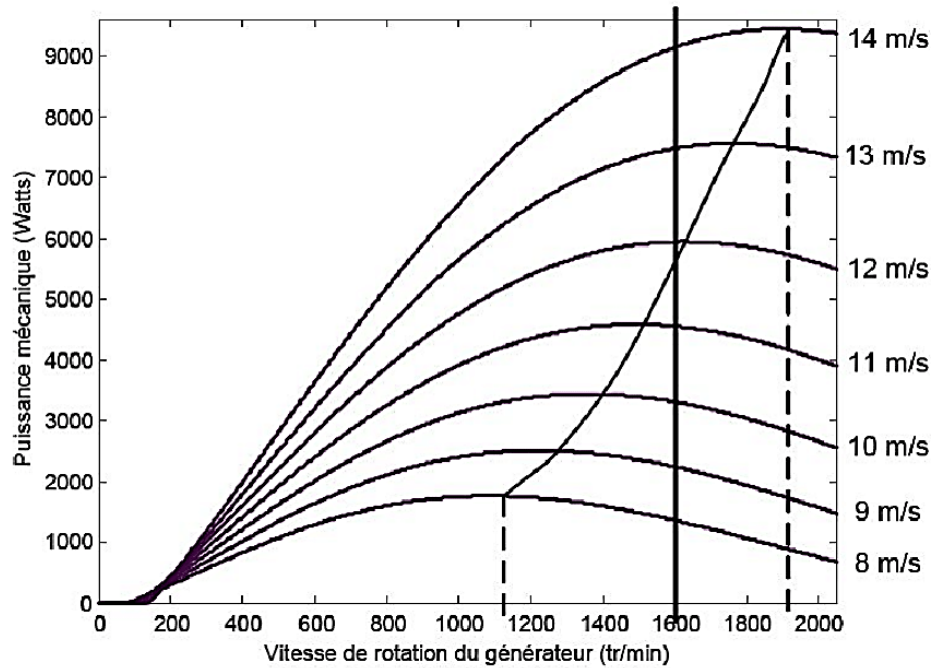


Figure 3-27 : Puissance théorique pour un type d'éolienne donné

Dans la Figure 3-27, plusieurs graphes sont présentés, cependant notre attention se porte sur celui qui présente le pic le plus élevé. Cette courbe présente un point optimal ($\lambda_{opt} = 8.1$; $C_{pmax} = 0.48$; $\beta = 0$), qui représente la valeur maximale du coefficient de puissance C_p , et par conséquent, la puissance mécanique maximale extraite. Il est observable que l'accroissement de β conduit à une diminution du coefficient C_p , ce qui entraîne une réduction de la puissance mécanique récupérée sur l'axe de l'éolienne.

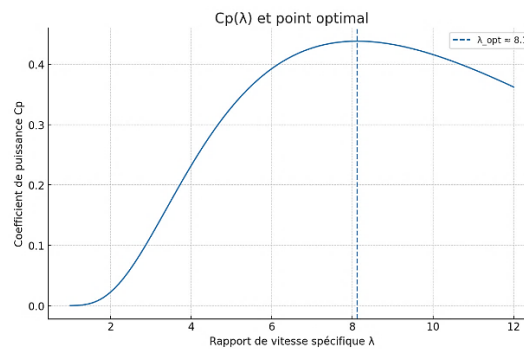


Figure 3-28 : Courbe de coefficient $C_p(\lambda, \beta)$

3.12 Modèle de la turbine

La turbine éolienne étudiée ici, est constituée de 3 pales de longueur R entraînant une génératrice synchrone à une vitesse mécanique Ω_{mec} , par l'intermédiaire d'un multiplicateur de gain G .

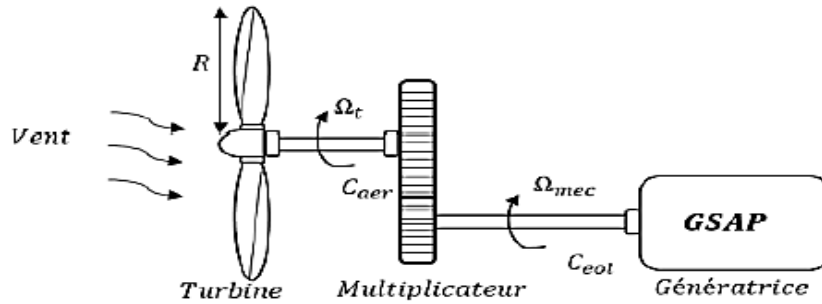


Figure 3-29 Schéma de la turbine éolienne [68]

La puissance du vent ou la puissance éolienne qui représente la quantité d'énergie extraite lors de la circulation du vent dans une surface S , avec une vitesse V , est définie comme suit

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (3-38)$$

Où ρ est la densité de l'air (approximativement 1.225 kg/m^3 dans les conditions normales de pression et de température).

La puissance mécanique disponible sur le rotor de la turbine P_t est généralement exprimée en fonction du coefficient de puissance et est donnée par :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p(\lambda\beta) \rho S V^3 \quad (3-39)$$

La littérature propose différentes méthodes de modélisation du coefficient de puissance, propres à chaque turbine en raison de leur comportement spécifique. Dans cette étude, le

modèle retenu, également utilisé dans d'autres références, se distingue par une formulation unique, applicable quel que soit le rapport de vitesse λ ou l'angle de calage β [83].

La variation du coefficient de puissance en fonction de l'angle de calage β et du rapport de vitesse λ est donnée par la formule suivante :

$$C_P = \left(C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_1} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \right) \quad (3-40)$$

C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 et C_6 sont des coefficients liés aux caractéristiques de la turbine, ils sont donnés pour les turbines de grande puissance comme suit dans le Tableau 3-1.

Tableau 3-1 : Coefficients définissant l'évolution de C_p

Coefficient	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
Valeur	0.5176	116	0.4	0	21	0.0068
Description	Ajuste le gain général	Ajuste l'impact de $1/\lambda$	Poids de l'angle de pas (β)	Décalage	Vitesse de décroissance	Terme linéaire en λ

Dans le cas de mon modèle qui est une éolienne à pas fixe ($\beta = 0^\circ$), de capacité 5 kW

le coefficient devient alors : $C_P(\lambda) = \left(C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_1} - C_4 \right) e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \right)$

3.13 Modèle de multiplicateur

Le multiplicateur est un dispositif de conversion mécanique qui amplifie la vitesse réduite de l'arbre de la turbine en une plus grande vitesse destinée à entraîner le générateur électrique. Il se distingue par son gain G et une inertie négligeable comparée à l'inertie globale de la turbine $J_{turbine}$, ce qui permet d'exprimer le modèle mathématique du multiplicateur comme suit :

$$C_p = \frac{C_{\acute{e}ol}}{G} \quad (3-41)$$

$$\Omega_{tur} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (3-42)$$

3.14 Modélisation de l'arbre de la turbine

La masse de l'éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie $J_{turbine}$ et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. L'inertie totale de l'arbre J qui apparaît sur le rotor de la génératrice peut être donnée comme suit [84] :

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + I_g \quad (3-43)$$

Il est important de préciser que l'inertie de la génératrice est insignifiante par rapport à celle de la turbine, y compris dans le cas des éoliennes de grande taille. La formule essentielle de la dynamique qui permet d'établir l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple total appliqué au rotor est écrite comme ceci :

$$\frac{J^{d\Omega}}{dt} = C_{mec} \quad (3-44)$$

Avec:

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_r \quad (3-45)$$

$$C_r = f \cdot \Omega_{mec} \quad (3-46)$$

C_{em} : le couple électromagnétique de la génératrice

C_f : le couple de frottement visqueux

C_g : le couple issu du multiplicateur

Le modèle mathématique permet d'établir un schéma de commande où la vitesse mécanique Ω_{mec} constitue la sortie principale, influencée par V et β , tandis que le couple

électromagnétique C_{em} est considéré comme une perturbation.

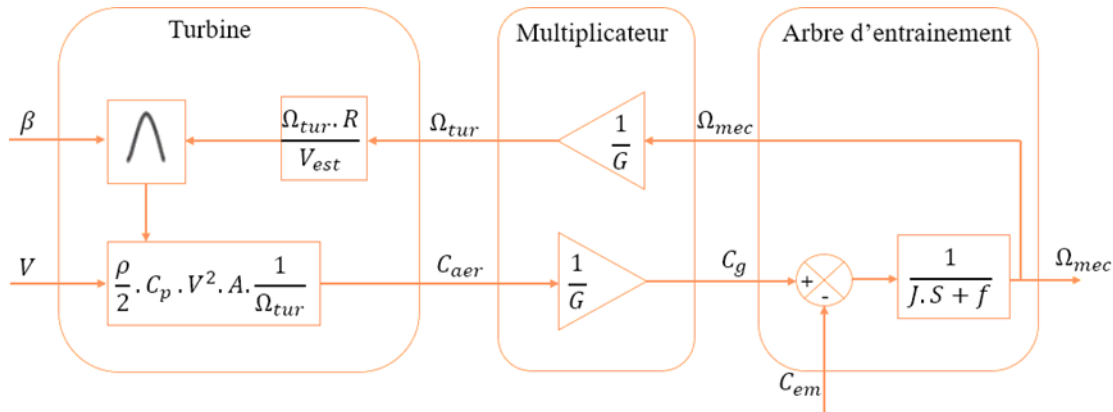


Figure 3-30 : Schéma fonctionnel de la turbine éolienne [83]

3.15 Modélisation de la machine à aimants permanents

La machine synchrone à aimants permanents (PMSG) est un convertisseur électromécanique réversible, pouvant fonctionner en mode moteur ou générateur. Sa particularité réside dans la création du champ magnétique par des aimants permanents placés au rotor, tandis que le bobinage statorique reste similaire à celui des machines conventionnelles.

3.15.1 Constitution de la machine à aimants permanents

La machine synchrone à aimants permanents (PMSG) est composée d'un stator fixe et d'un rotor mobile. Le stator contient des enroulements triphasés produisant un champ magnétique tournant, tandis que le rotor génère son champ grâce à des aimants permanents. Le stator comporte des encoches accueillant les enroulements de phase. En mode générateur, la machine fournit de l'énergie au réseau ; en mode moteur, elle en consomme. Le rotor peut être à pôles lisses ou saillants [85].

3.15.2 Disposition des aimants dans le rotor

La disposition des aimants dans le rotor influence directement le comportement électromagnétique de la machine. Trois configurations principales existent (figure 3.23) :

- Aimants en surface : entrefer uniforme, $L_d = L_q$.
- Aimants partiellement insérés : saillance magnétique, $L_d < L_q$.
- Aimants enterrés (IPMSM) : saillance inversée, $L_d > L_q$.

Ces structures déterminent la production du couple et les performances dynamiques de la machine.

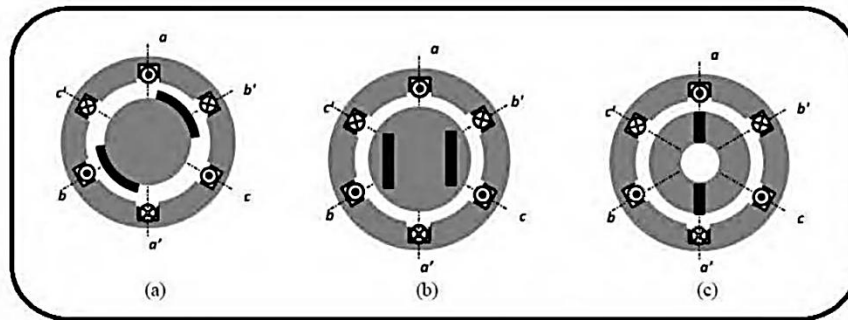


Figure 3-31 : Exemple de structures des aimants au rotor de la MSAP [85]

3.15.3 Équations électriques

Les équations électriques des machines électriques dans un repère fixe lié au stator sont décrites par:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (3-47)$$

Avec :

$[V_a \ V_b \ V_c]$: le vecteur des tensions statoriques;

$[i_a \ i_b \ i_c]$: le vecteur des courants statoriques;

$[\psi_a \ \psi_b \ \psi_c]$: le vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques;

R_s : la résistance d'une phase statorique.

Les enroulements statoriques sont connectés en étoile à neutre isolé, ce qui supprime toute composante homopolaire. Le fonctionnement de la machine peut ainsi être décrit à l'aide de deux variables indépendantes.

3.15.4 Passage au repère de Park

La transformation de Park est employée pour simplifier le modèle dynamique de la machine. Cette opération mathématique nous donne la possibilité de convertir les trois axes de la machine dans le système de référence (a, b, c) en deux axes orthogonaux (d, q). En d'autres termes, il s'agit de la conversion des trois bobines statoriques fixes déphasées de $2\pi/3$ en deux bobines fictives équivalentes déphasées de $\pi/2$ qui se trouvent sur le rotor, comme démontré dans l'illustration ci-après.

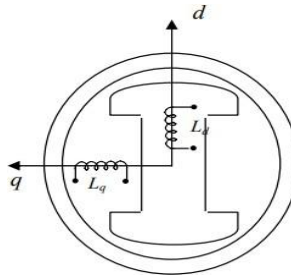


Figure 3-32 : Représentation de la MSAP dans le repère (d, q) de Park

La transformation de Park est donnée par la matrice :

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

Pour revenir aux repères triphasés (abc), on utilise la transformation inverse de Park qui est donnée par :

$$P(\theta)^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3-49)$$

Les équations des tensions, courants et flux seront données par :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3-50)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3-51)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (3-52)$$

Avec :

V_d, V_q, i_d, i_q : les composantes directes et en quadrature de tension et de courant

ψ_d, ψ_q : les composantes directes et en quadrature du flux.

En appliquant la transformation de Park, l'équation électrique de la MSAP devient :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + \theta P \left(\frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \quad (3-53)$$

En utilisant la convention génératrice; on inverse le sens des courant i_d et i_q dans le repère de Park et le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP) ainsi obtenu peut s'écrire sous la forme :

$$\begin{cases} V_d = -R_s i_d - L_d \frac{d}{dt} i_d + \omega L_q i_q \\ V_q = -R_s i_q - L_q \frac{d}{dt} i_q + \omega L_d i_d + \omega \psi_f \end{cases} \quad (3-54)$$

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

3.15.5 Dimensionnement d'un système éolien

Le dimensionnement d'un système éolien autonome est une étape essentielle pour garantir la fiabilité et la rentabilité de l'installation. Bien que la région de Trois-Rivières ne présente pas un besoin énergétique urgent justifiant l'installation d'un système éolien autonome, son choix s'inscrit dans une démarche scientifique et prospective. Ce site constitue un cadre pertinent pour l'évaluation des performances d'un système hybride dans un contexte de potentiel éolien modéré, représentatif de nombreuses zones urbaines nord-américaines. L'étude vise ainsi à analyser la faisabilité, la robustesse et l'optimisation énergétique dans une optique de résilience et de transition énergétique.

3.15.6 Évaluation du potentiel éolien du site

L'évaluation du potentiel éolien repose sur l'analyse des données de vent (vitesse, direction, densité de l'air), issues de mesures ou de bases climatiques. La distribution de Weibull permet d'estimer la production annuelle [86].

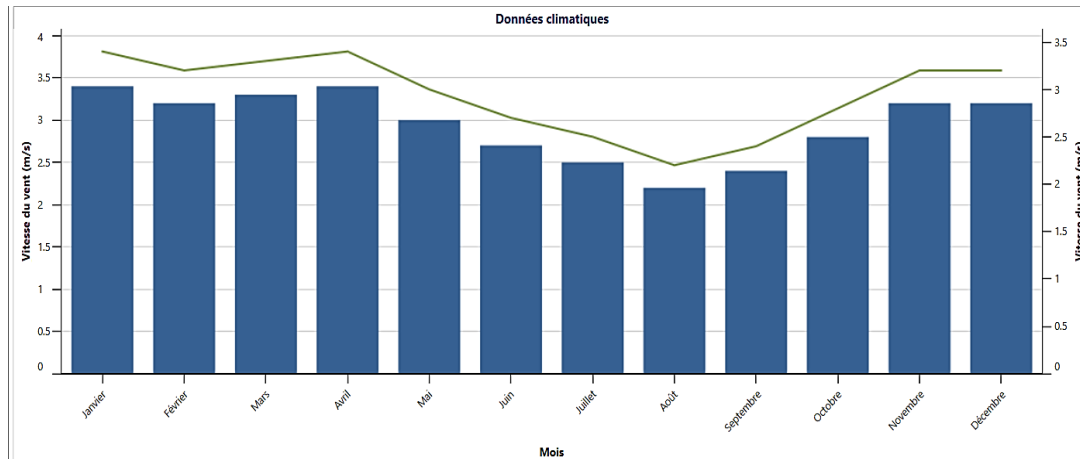


Figure 3-33 : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent utilisée pour la modélisation éolienne[64]

La variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent (Figure 3-33) met en évidence une forte saisonnalité. Les vitesses sont plus élevées durant l'hiver et le début du printemps, dépassant en moyenne 3,5 m/s, tandis qu'elles diminuent en période estivale, atteignant un minimum d'environ 2,3 m/s au mois d'août. Cette dynamique est particulièrement intéressante dans le cadre d'un système hybride PV-éolien. En effet, la période estivale, caractérisée par un ensoleillement important et des vitesses de vent réduites, correspond à une production photovoltaïque élevée. À l'inverse, durant l'hiver, lorsque l'irradiance solaire est plus faible, l'augmentation de la vitesse du vent permet de compenser partiellement la baisse de production photovoltaïque. Cette complémentarité saisonnière entre les deux sources d'énergie justifie la pertinence du couplage PV-éolien pour assurer une production plus stable et continue tout au long de l'année.

3.16 Choix technologique de la turbine éolienne

Le choix de la turbine dépend du site et de la charge. Pour les systèmes autonomes, les turbines à axe horizontal de 500 W à 20 kW sont privilégiées. Les critères essentiels sont le

diamètre du rotor, les vitesses caractéristiques, le type de générateur et le coefficient de puissance maximal C_p , indicateur du rendement aérodynamique [87].

3.17 Intégration dans un système autonome

Dans un système hors réseau, l'éolienne est couplée à un dispositif de stockage, généralement des batteries, ainsi qu'à un redresseur, un contrôleur de charge et un onduleur pour alimenter la charge en courant alternatif. L'intégration dans un système hybride éolien-photovoltaïque est courante afin d'améliorer la continuité d'alimentation et de compenser les variations saisonnières et journalières de production [88].

3.17.1 Simulation sur MATLAB/Simulink du sous-système éolien avec un convertisseur AC_DC triphasé.

Dans cette étude, un redresseur triphasé à diodes est utilisé. Les diodes sont supposées idéales : en conduction, elles se comportent comme un court-circuit, et en blocage, comme un circuit ouvert. À chaque instant, deux diodes conduisent : celle reliée à la phase de tension la plus positive (demi-pont supérieur) et celle reliée à la phase de tension la plus négative (demi-pont inférieur). Le courant et la tension redressés dépendent directement des tensions et courants de phase.

3.18 Étude et modélisation d'un convertisseur AC-DC (redresseur)

Un redresseur AC-DC appelé aussi redresseur est un appareil électronique de puissance conçu pour transformer un signal alternatif (AC) en signal continu (DC). Il est composé de pièces semi-conductrices (diodes, thyristors ou transistors) organisées en dispositions précises (ponts monophasés, triphasés, contrôlés ou non contrôlés). L'objectif premier est de

garantir une tension continue constante à partir d'une source alternative, telle que le réseau électrique ou un générateur (par exemple, un alternateur ou un PMSG de turbine éolienne).

Dans notre étude, on utilise un redresseur triphasé à diodes. Les diodes sont supposées idéales, et donc leur conduction correspond à un court-circuit et leur blocage correspond à un circuit ouvert. Dans ces conditions, les deux diodes qui conduisent à chaque séquence, correspondent à la phase ayant la tension la plus négative pour la diode du demi-pont inférieur et à la phase ayant la tension la plus positive pour la diode du demi-pont supérieur. Le courant et la tension redressés sont reliés aux courants et tensions de phases. Nous présentons le pont triphasé à diodes alimenté par un système de tensions sinusoïdales triphasées (Figure 3-34). Deux diodes d'un même bras ne peuvent pas conduire simultanément. Lorsque D_1 conduit l'une des deux diodes D_2 et D_6 conduit également; il en vient que D_1 conduit lorsque V_a est supérieur à V_b et V_c .

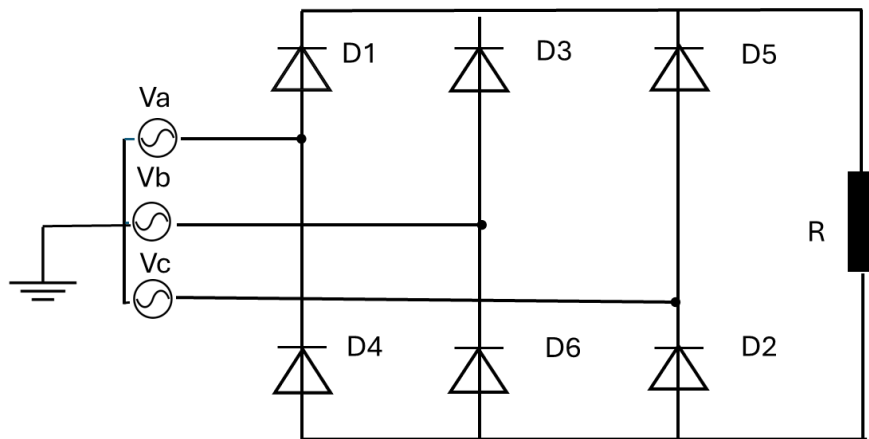


Figure 3-34 : Schéma du redresseur pont de Graëtz triphasé à diodes[68]

3.18.1 Redresseur MLI (Généralités)

Il est possible d'adapter les redresseurs à MLI en fonction des changements de la charge et du réseau électrique sans nécessiter d'interventions sur les installations du fournisseur d'énergie et de l'utilisateur finale. Ces redresseurs sont appliqués dans plusieurs domaines dont on cite les entraînements par machines électriques triphasées, les éoliennes, les filtres actifs.

3.18.2 Structure générale du redresseur MLI

La technologie employée consiste à modifier la structure interne du redresseur en remplaçant les thyristors par des interrupteurs entièrement commandables à l'ouverture et à la fermeture : transistor MOSFET pour les moyennes et petites puissances, transistors IGBT pour les moyennes et grandes puissances, et les thyristors GTO pour les fortes puissances, en anti parallèle avec des diodes. Pour la commande on utilise la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) [89].

La Figure 3-35 montre le schéma de principe d'un redresseur MLI

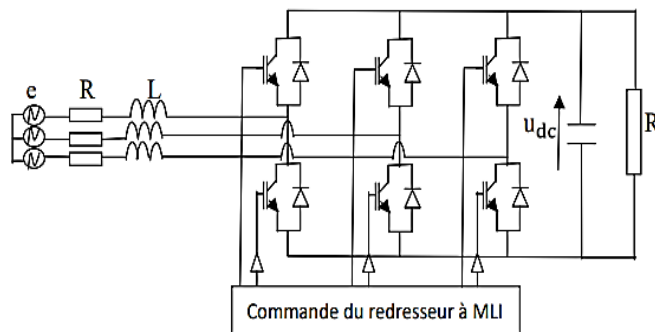


Figure 3-35 : Schéma du principe du redresseur MLI [89]

3.18.3 Mode d'opération redressement/régénération

La principale supériorité du redresseur de tension à MLI comparé aux autres convertisseurs à courant sinusoïdal réside dans sa capacité à opérer en mode redressement/régénération. Effectivement, si la charge est branchée au bus continu lorsque le convertisseur consomme de la puissance active, il opère en mode redresseur (il tire de l'énergie active du réseau). Lorsque le convertisseur génère de la puissance active, il opère en mode de régénération (il alimente le réseau en puissance active). Dans ces deux configurations opérationnelles, la tension du bus continu peut être régulée en échangeant une portion de l'énergie transmise pour charger ou décharger le condensateur. Les redresseurs à MLI étaient essentiellement développés pour se substituer aux redresseurs à diodes qui représentent l'étape d'entrée des variateurs de vitesse. Ils peuvent également être utilisés dans le domaine de la production d'énergie éolienne ou encore le contrôle de la tension du bus continu [71].

3.18.4 Modélisation du convertisseur AC-DC

Le but est de déterminer un lien entre les paramètres de commande et les valeurs électriques du redresseur, à la fois en courant alternatif et en courant continu. La source [66] fournit des informations plus détaillées sur la modélisation des redresseurs à modulation de largeur d'impulsion de tension. On envisage ici le cas idéal d'un redresseur triphasé, modélisé par des commutateurs parfaits à commutation instantanée. À partir du modèle retenu, les équations peuvent être établies en considérant que l'éolienne triphasée est modélisée par une source de tension sinusoïdale triphasée équilibrée, définie comme suit :

$$\begin{cases} va = Vm \sin(\omega t) \\ vb = Vm \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ vc = Vm \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (3-55)$$

La loi des mailles est donnée par :

$$\begin{cases} v_a = L \frac{di_a}{dt} + ri_a + v_{ra} \\ v_b = L \frac{di_b}{dt} + ri_b + v_{rb} \\ v_c = L \frac{di_c}{dt} + ri_c + v_{rc} \end{cases} \quad (3-56)$$

Les tensions d'entrée du redresseur v_a , v_b et v_c sont reliées à la tension de sortie v_{dc} par la relation suivante :

$$\begin{cases} v_{ra} = \left[S_a - \frac{1}{3} * (S_a + S_b + S_c)\right] v_{dc} \\ v_{rb} = \left[S_b - \frac{1}{3} * (S_a + S_b + S_c)\right] v_{dc} \\ v_{rc} = \left[S_c - \frac{1}{3} * (S_a + S_b + S_c)\right] v_{dc} \end{cases} \quad \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (3-57)$$

Avec Si l'état de l'interrupteur K_i , supposé parfait.

Si = 1, si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert

Si = 0, si l'interrupteur en haut est ouvert et celui d'en bas fermé.

Le courant du redresseur est donné par la relation suivante :

$$i_{dc} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \quad (3-58)$$

$$\begin{cases} V_a = L \frac{di_a}{dt} + ri_a + \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} v_{dc} \\ V_b = L \frac{di_b}{dt} + ri_b + \frac{-S_a + 2S_b - S_c}{3} v_{dc} \\ V_c = L \frac{di_c}{dt} + ri_c + \frac{-S_a - S_b + 2S_c}{3} v_{dc} \end{cases} \quad (3-54)$$

En appliquant la seconde loi de Kirchhoff, on obtient :

$$i_{dc} = i_c + i_L \leftrightarrow i_c = i_{dc} - i_L \rightarrow C \frac{dv_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - \frac{v_{dc}}{rL} \quad (3-59)$$

On a finalement dans le repère (a, b, c) le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = v_a - r i_a + \frac{S_b + S_c - 2S_a}{3} v_{dc} \\ L \frac{di_b}{dt} = v_b - r i_b + \frac{S_a + S_c - 2S_b}{3} v_{dc} \\ L \frac{di_c}{dt} = v_c - r i_c + \frac{S_a + S_b - 2S_c}{3} v_{dc} \\ L \frac{dv_{dc}}{dt} = S_a i_a - S_b i_b + S_c i_c - \frac{v_{dc}}{rL} \end{cases} \quad (3-60)$$

La régulation de la tension du bus continu est assurée par une gestion dynamique des échanges de puissance entre le générateur éolien raccordé au réseau et l'élément de stockage intermédiaire représenté par le condensateur placé au niveau du bus CC. Le condensateur joue un rôle essentiel en maintenant une tension stable malgré les fluctuations de puissance instantanée générées par les variations de la vitesse du vent et les transitoires du système. La stabilité de cette tension est indispensable pour garantir un fonctionnement optimal de l'onduleur côté réseau ainsi que la qualité de l'énergie injectée. Plus de détails concernant les méthodes de régulation de la tension du bus continu et la mise en œuvre de la technique de commande par MLI ou PWM sont présentés dans la littérature [67, 90].

3.19 Modélisation du bus continu

Le bus continu est généralement situé entre deux convertisseurs d'électronique de puissance pour l'alimentation des charges AC. Il peut être représenté par la Figure 3-36.

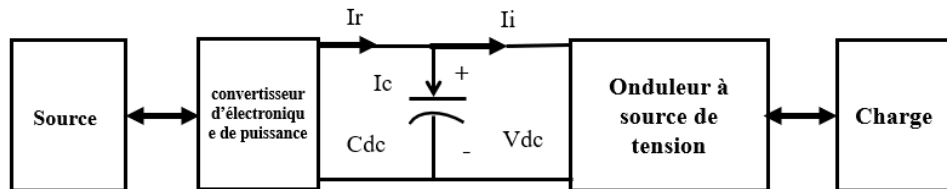


Figure 3-36 : Bus Continu [24]

Afin de déterminer le modèle mathématique du bus continu, la tension aux bornes du condensateur sera calculée :

Cette tension dépend du courant (i_c) du condensateur et de sa capacité (C_{dc}) :

$$V_{dc} = \frac{1}{C_{dc}} \int i_c dt \quad (3-61)$$

Le courant du condensateur peut être exprimé en fonction du :

- Courant (I_{rdc}) circulant du convertisseur coté machine vers le bus continu.
- Courant (I_{gdc}) circulant du bus continu vers convertisseur coté réseau.

$$i_c = i_{rdc} - i_{gdc} \quad (3-62)$$

Les courants (i_{rdc}) et (i_{gdc}) peuvent être déterminés en fonction des courants issus des convertisseurs et des états de commutation de la manière suivante : [91]

$$i_{rdc} = S_{ar}i_{ar} + S_{br}i_{br} + S_{cr}i_{cr} \quad (3-63)$$

$$i_{gdc} = S_{ag}i_{af} + S_{bg}i_{bf} + S_{cg}i_{cf} \quad (3-64)$$

Avec :

S_{ar} , S_{br} et S_{cr} sont les signaux de commande du CCM.

3.19.1 Fonction du bus continu

Le bus continu constitue une plateforme commune reliant les différentes sources d'énergie (solaire, éolien, batterie). Il assure l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie. La tension du bus DC, fixée à 600 V dans cette étude, est régulée afin de garantir une alimentation stable de l'onduleur et des charges AC.

Le bus continu est composé de :

- Condensateurs de couplage (C_{dc} ou C_{bus}) : ils permettent le stockage provisoire d'énergie, l'atténuation des ondulations (ripple) et une meilleure qualité de tension.
- Des convertisseurs DC/DC et DC/AC qui stabilisent la tension tout en ajustant les niveaux de puissance, une filtration indispensable pour réduire le THD et garantir un fonctionnement fiable.

3.19.2 Dimensionnement du bus continu

$$C_{dc} = \frac{I_{dc} \cdot \Delta t}{\Delta V_{dc}} \quad (3-65)$$

où I_{dc} est le courant du bus, Δt le temps de maintien souhaité et ΔV_{dc} l'ondulation de tension tolérée.

- Équilibre puissance sur le bus:

$$P_{pv} + P_{éolien} + P_{bat} = P_{charge} + P_{pertes} \quad (3-66)$$

- Relation tension sur le bus:

$$P_{dc} = V_{dc} \times I_{dc} \quad (3-67)$$

3.19.3 Régulation de la tension du bus continu

Dans l'architecture d'un système hybride combinant le photovoltaïque, l'éolien et la batterie, la stabilité du bus continu est un aspect crucial. Effectivement, le bus DC joue le rôle de connecteur entre les diverses sources d'énergie et les charges par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance. Toutefois, des variations de production (comme des changements d'irradiance ou de vitesse du vent) et des modifications de charge peuvent provoquer des déviations notables dans la tension continue. Afin d'assurer une alimentation

stable et de maintenir la tension à sa valeur de référence fixée à 600 V, un contrôle actif est nécessaire. La méthode la plus couramment utilisée repose sur une boucle de régulation PI (Proportionnel-Intégral). Le principe consiste à comparer la tension mesurée $V_{dc}(t)$ avec la consigne V_{dc} l'écart est défini comme :

$$e(t) = V_{dc} - V_{dc}(t) \quad (3-68)$$

Cet écart est ensuite traité par un régulateur PI dont la loi de commande s'écrit :

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int e(t) dt \quad (3-69)$$

Où :

K_p est le gain proportionnel, qui permet une réaction rapide face aux perturbations,

K_i assure l'élimination de l'erreur statique à long terme. Le signal de commande $u(t)$ agit sur le convertisseur (rapport cyclique d'un DC/DC bidirectionnel ou courant de référence de l'onduleur réseau). Ainsi, en cas de chute de la tension du bus due à une surcharge ou à une baisse de production, le régulateur augmente la puissance fournie par la batterie ou les sources renouvelables. À l'inverse, si la tension dépasse la consigne, le PI réduit la puissance injectée ou oriente l'excédent vers le stockage. Ce contrôle maintient la tension du bus DC dans une plage étroite (environ $\pm 5\%$ autour de 600 V), garantissant la stabilité et le bon fonctionnement des convertisseurs [92].

3.19.4 Contrôle et stabilité du bus continu

Afin de maintenir constante la tension du bus continu, le contrôle de cette dernière est nécessaire. Pour cela, nous allons établir un bilan des puissances sur le bus continu. Il peut être obtenu en multipliant l'équation (3-57) par la valeur de la tension mesurée aux bornes du condensateur :

$$P_c = P_{rdc} - P_{gdc} \quad (3-70)$$

Où :

$$P_{rdc} = v_{dc} i_{rdc} \quad (3-71)$$

$$P_{gdc} = v_{dc} i_{gdc} \quad (3-72)$$

$$P_c = v_{dc} i_c \quad (3-73)$$

Le principe de contrôle de la tension du bus est illustré dans la figure suivante

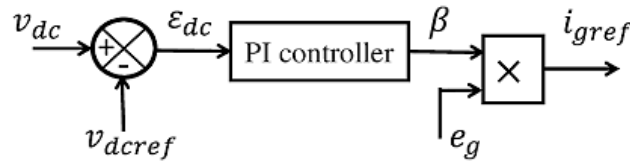


Figure 3-37 :Boucle de régulation du bus continu avec régulateur PI [93]

3.20 Modélisation du système de stockage par batterie ion-lithium.

3.20.1 Généralité

La batterie lithium-ion (Li-Ion) est un accumulateur électrochimique qui fonctionne grâce aux ions lithium. Elle produit de l'électricité par un échange réversible d'ions entre deux électrodes : une anode en graphite et une cathode généralement composée d'un oxyde métallique. Cet échange s'effectue à travers un électrolyte liquide.

Une batterie Li-Ion est constituée de plusieurs cellules élémentaires reliées en série (pour augmenter la tension) et /ou en parallèle (pour accroître la capacité et le courant disponible). La configuration adoptée dépend des besoins énergétiques de l'application.

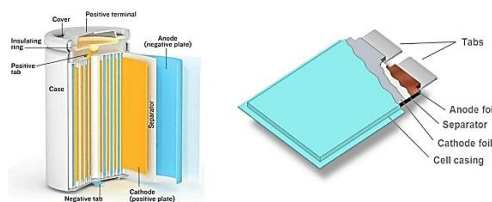


Figure 3-38 : Configurations de cellules de batterie Li-ion.[94]

Il est important de préciser que l'appellation « batterie lithium-ion » désigne une large famille de technologies, qui se distinguent par leur composition chimique. Parmi les plus courantes, on les retrouve dans le Tableau 3-3.

Tableau 3-3 : Tableau comparatif des technologies de batteries lithium-ion [93-95]

Technologie	Avantages	Inconvénients	Utilisations
Lithium-Cobalt-Oxyde (LCO)	Haute densité d'énergie, bonne performance pour appareils compacts	Durée de vie limitées, risque thermique par mauvaise gestion	Appareils électroniques: portables (smart phone ordinateurs portables) - Application de faible puissance
Lithium-Nickel Cobalt Aluminium (NCA)	Très haute densité d'énergie, bonne densité de puissance	Cout élevé- Sécurité moins bonne (sensible aux hautes températures)	Véhicules électriques (Tesla)-Application de puissance- Outils électriques
Lithium Nickel Manganèse Cobalt (NMC)	Bon compromis entre énergie et puissance	Durée de vie plus courte que LFP et la sécurité à surveiller	Application embarquées- Stockage résidentiel (power Wall Tesla) - Véhicules électriques
Lithium Fer Phosphate (LFP) ou LiFePO4	Excellente sécurité, longue durée de vie, cout plus faible	Durée d'énergie plus faible que LCO ou NMC	Véhicules électriques (Bus utilitaires, Stockage stationnaire)-Application de puissance-Energie renouvelables

Les batteries LiFePO₄ conviennent aux systèmes de stockage fixes grâce à leur robustesse et à leur longue durée de vie, supportant plusieurs milliers de cycles charge-

décharge. Leur stabilité chimique améliore la sécurité en limitant les risques d'incendie ou d'explosion. Leur rendement élevé réduit les pertes lors du stockage et de la restitution de l'énergie. De plus, elles sont plus écologiques, sans métaux lourds nocifs et plus facilement recyclables.

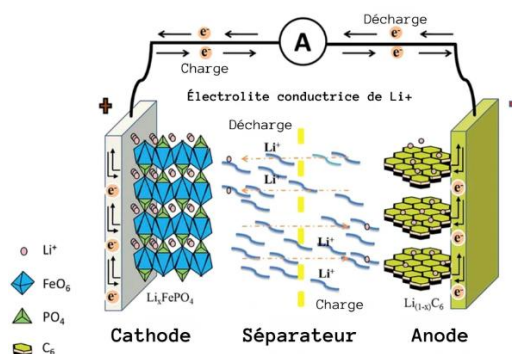


Figure 3-39 : LFP (Lithium Fer Phosphate)[95] [90]

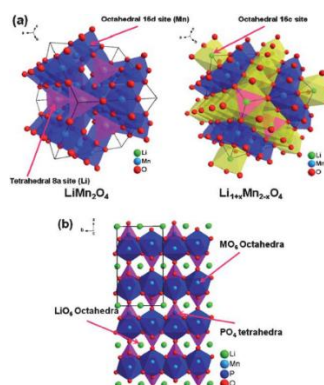


Figure 3-40 : LiMn (Lithium Manganèse) [96]

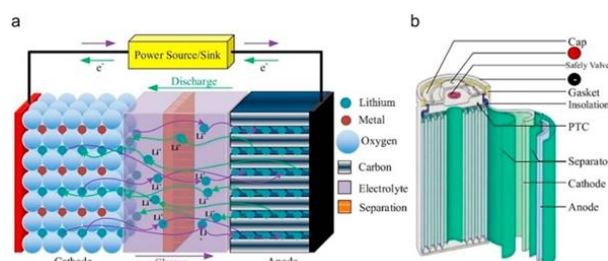


Figure 3-41 : NCA (Nickel-Cobalt-Aluminium).[97]

La structure d'une batterie suit une hiérarchie :

- Élément : cellule électrochimique de base constituée d'une paire d'électrodes,
- Module : ensemble de plusieurs cellules (souvent une dizaine), surveillées par un dispositif électronique chargé de contrôler leur tension et leur température,
- Pack : groupement de plusieurs modules.

Le BMS assure la gestion et la protection de la batterie. Sa capacité, exprimée en Ah, indique la charge disponible (ex. 100 Ah = 100 A pendant 1 h) et sert à définir le C-rate, représentant le régime de charge ou de décharge.

3.20.2 Phénomène de dégradation des batteries au lithium-ion.

L'usure des batteries lithium-ion se traduit par une diminution progressive de la capacité et une augmentation de l'impédance interne, réduisant ainsi l'autonomie et la puissance disponible. Ce phénomène résulte de transformations physico-chimiques affectant la circulation des ions lithium entre les électrodes et demeure un sujet de recherche active.

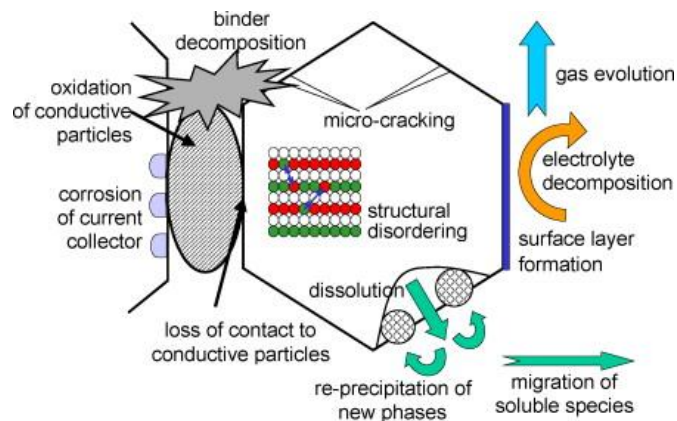


Figure 3-42 : Aperçu des mécanismes de vieillissement de base des matériaux de cathode [98]

3.20.3 *Avantages et inconvénients des batteries au lithium-ion*

Les batteries lithium-ion sont largement utilisées dans les systèmes hybrides grâce à leur forte densité énergétique, leur rendement élevé et leur longue durée de vie. Elles permettent de stocker l'énergie issue des sources renouvelables, comme l'éolien et le photovoltaïque, et contribuent à la stabilité de l'alimentation électrique. Toutefois, leur coût initial élevé, leur sensibilité aux températures élevées et la disponibilité limitée du lithium constituent des contraintes. Le tableau 3-3 a présenté un résumé de leurs principaux avantages et inconvénients majeurs [98-100].

En résumé, les batteries lithium-ion, notamment celles au LiFePO_4 [95], offrent un bon compromis entre efficacité, longévité et sécurité pour les systèmes à énergies renouvelables. Malgré un coût initial plus élevé, leur rendement, leur faible entretien et leur durée de vie justifient leur utilisation dans les systèmes hybrides solaire-éolien.

3.21 **Modélisation de la batterie lithium**

La modélisation d'une batterie consiste à établir une représentation mathématique simplifiée de son fonctionnement afin de prévoir ses performances et d'analyser des phénomènes difficiles à mesurer expérimentalement. Cette approche permet d'éviter l'utilisation de prototypes coûteux et de simuler rapidement de longues périodes de fonctionnement.

La littérature propose diverses méthodes, allant des modèles mathématiques, stochastiques, analytiques, électrochimiques, aux modèles équivalents électriques ou basés sur les réseaux de neurones [33, 76, 99, 100]. Néanmoins, on distingue principalement trois axes majeurs d'étude dans la modélisation des batteries :

- le comportement en termes d'électricité,
- le processus de vieillissement,
- et la thermique.

Bien que précis, le modèle électrochimique est peu utilisé en raison de sa complexité. En pratique, on privilégie les modèles électriques équivalents, qui offrent un bon compromis entre précision et simplicité. Les paramètres principaux d'une batterie sont sa tension (V) et sa capacité (Q en Ah), dont le produit représente l'énergie stockée. Toutefois, la tension d'une batterie lithium varie pendant la décharge, ce qui rend l'autonomie dépendante du courant, phénomène décrit par la loi de Peukert.

Une courbe de décharge standard se segmente en trois sections :

- ✓ Une baisse rapide initiale,
- ✓ Une région presque linéaire dépendant de la résistance interne,
- ✓ Un déclin final attribué à la polarisation électrochimique.

Cette évolution est souvent décrite par le modèle de Shepherd, qui relie la tension de la batterie à sa capacité résiduelle, au courant et à des constantes empiriques. Une correction exponentielle est ajoutée pour représenter la chute initiale de tension, conduisant à une équation généralisée utilisée dans MATLAB/Simulink (SimPowerSystems). Ainsi, la modélisation des batteries lithium-ion repose sur un compromis entre précision et complexité, les modèles électriques équivalents, notamment le modèle de Shepherd modifié, étant largement utilisés en simulation énergétique.

3.21.1 Structure du modèle

La batterie est connectée au bus continu de 600 V à travers un convertisseur bidirectionnel DC-DC.

Ce dernier fonctionne selon deux modes principaux :

- Mode de charge : lorsque la puissance issue des sources renouvelables (PV et éolien) est supérieure à la demande, l'énergie excédentaire est dirigée vers la batterie. Le convertisseur élévateur (Boost) agit alors pour charger la batterie.
- Mode de décharge : lorsque la production est inférieure à la consommation, le convertisseur fonctionne en abaisseur (Buck) et restitue l'énergie stockée au bus DC pour alimenter les charges.

Les deux interrupteurs IGBT (s_P et s_N) sont commandés en mode complémentaire par le contrôleur BDC Control, en fonction de la tension du bus (V_{dc}), du courant de la batterie (I_{bat}), et du niveau de charge (SOC) (Schéma Simulink à l'Annexe B.3)

3.21.2 Commande et régulation

Le bloc de commande BDC Control joue un rôle fondamental dans la gestion de l'énergie.

Il surveille :

- le SOC (%), afin de maintenir la batterie dans sa plage de fonctionnement optimale (entre 40 % et 90 %) ;
- la tension du bus (V_{dc}) pour éviter toute fluctuation ;
- la puissance de la batterie ($P_{batt} = V_{batt} \times I_{batt}$) pour réguler les échanges d'énergie.

Le contrôleur active les interrupteurs s_P ou s_N selon les conditions de charge ou de décharge, garantissant ainsi la continuité d'alimentation et la stabilité du système.

Les composant du modèle sont illustrés dans le tableau ci-contre

Tableau 3-4 : Composant du modèle de batterie

Composant	Rôle
Batterie	Source d'énergie à tension variable selon le SOC
Convertisseur BDC (s_P , s_N , L, C)	Permet les échanges d'énergie bidirectionnels entre la batterie et le bus DC
Contrôleur BDC Control	Gère les modes de charge/décharge selon le SOC et la tension du bus
Capteurs (V_{batt} , I_{batt} , SOC)	Fournissent les mesures nécessaires à la commande
Bus DC (600 V)	Lien d'interconnexion entre les sources, le stockage et les charges

3.22 Étude et modélisation du convertisseur DC-AC

3.22.1 Généralités

Un onduleur est un appareil de transformation statique qui convertit l'énergie continue en énergie alternative, assurant ainsi une alimentation constante. Il ajuste régulièrement les liaisons entre l'entrée et la sortie, fournissant ainsi l'alternative à la sortie.

Le convertisseur d'énergie est principalement utilisé pour délivrer une tension ou un courant alternatif afin de garantir l'approvisionnement en énergie des charges essentielles (micro-ordinateur, station de télécommunication, etc.) durant une interruption du réseau électrique ou comme source d'alimentation continue pour les systèmes indépendants (centrales photovoltaïques, éoliennes, engins aérospatiaux, etc.). On trouve différents types

d'onduleurs : autonomes ou non, à tension ou à courant, chacun conçu pour son domaine d'application [80]. L'entrée d'un onduleur peut être une batterie, une tension continue issue des panneaux solaires, ou d' autre source de courant continu obtenu à partir d'un redressement monophasé ou triphasé comme le montre la Figure 3.43

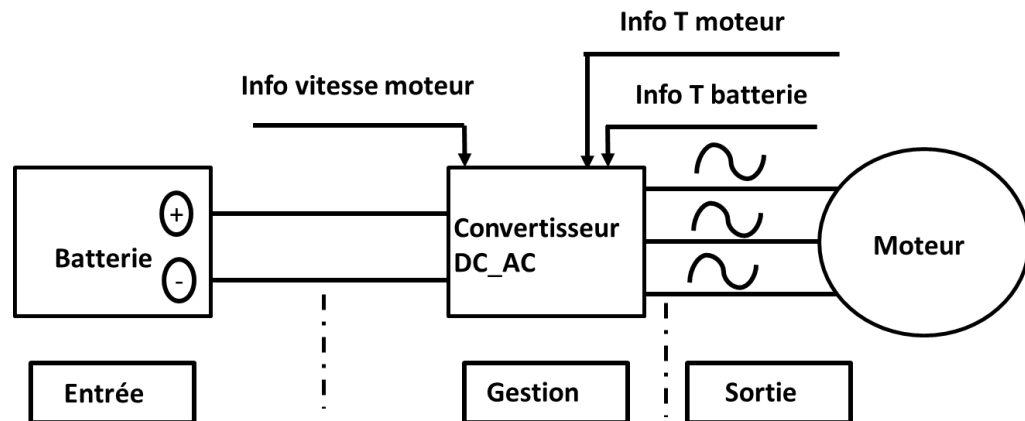


Figure 3-43 : Principe de fonctionnement de l'onduleur[101]

3.22.2 Commande de l'onduleur (Commande MLI)

L'objectif de la commande est de produire les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs pour que la tension générée par l'onduleur soit au plus proche de celle de référence. Pour générer une tension sinusoïdale à partir de l'onduleur, on utilise une méthode de modulation de largeur d'impulsion (en anglais PWM : Pulse Width Modulation) qui consiste à appliquer aux commutateurs des intervalles de commande de largeur variable, tout en maintenant une périodicité fixe. La stratégie est déterminée en mettant en parallèle un signal sinusoïdal de fréquence f_r et d'amplitude V_r , avec un signal triangulaire (porteuse) ayant une fréquence f_p et une amplitude V_p . Le paramètre de réglage est défini comme étant le quotient de l'amplitude de la tension de référence sur la valeur maximale du signal modulé.

L'onduleur, grâce à des transistors de puissance, permet de contrôler une phase de l'onduleur. Les autres phases sont dirigées par des ensembles identiques, avec un décalage de 120 degrés. Ce principe de commande est démontré par la Figure 3-44 [68].

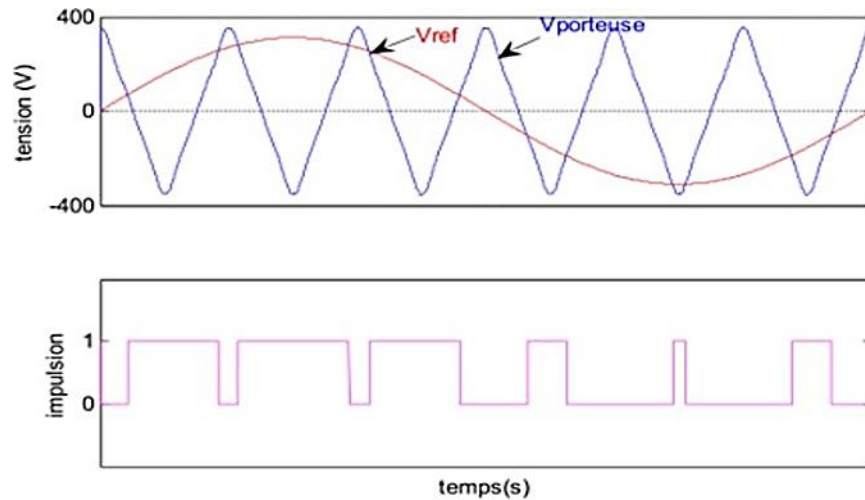


Figure 3-44 : La modulation de largeur d'impulsion

La technologie MLI se caractérise par :

L'indice d'amplitude r qui représente le rapport entre l'amplitude de la référence et celle de la porteuse

$$r = \frac{V_r}{V_c} \quad (3-74)$$

où :

- V_r est l'amplitude du signal de référence
- V_c est l'amplitude de la porteuse triangulaire.

Dans les techniques de modulation par largeur d'impulsion (PWM), deux paramètres principaux sont généralement utilisés pour caractériser la modulation. Le premier est l'indice de modulation en amplitude m_a , défini comme le rapport entre l'amplitude du signal de

référence et celle du signal triangulaire porteur. Le second est le rapport de fréquence m_f , défini comme le rapport entre la fréquence de la porteuse et celle du signal de référence.

$$m_a = \frac{V_{ref}}{V_{tri}} \quad (3-75)$$

où :

- V_{ref} : amplitude du signal sinusoïdal de référence
- V_{tri} : amplitude de la porteuse triangulaire

3.23 Conclusion

Ce chapitre a exposé tous les modèles physiques, électriques et fonctionnels qui composent l'architecture du système hybride examiné. Les divers sous-systèmes, à savoir la production solaire, l'éolien, le stockage par batterie, les convertisseurs statiques et le réseau de distribution, ont été modélisés pour imiter fidèlement leur dynamique dans un micro-réseau autonome. Le modèle du générateur photovoltaïque intègre un convertisseur DC-DC pour assurer le suivi du point de puissance maximale (MPPT), pendant que le système éolien comprend un redresseur AC-DC suivi d'un onduleur pour garantir l'harmonisation avec le bus alternatif. Un convertisseur bidirectionnel a été utilisé pour connecter le système de stockage au bus DC, permettant ainsi une gestion régulée des flux de charge et de décharge.

Le chapitre suivant est consacré à la simulation du système modélisé et à l'analyse des résultats obtenus sous différentes conditions de fonctionnement, afin d'évaluer les performances de la stratégie de gestion énergétique proposée.

Chapitre 4 - Simulation et évaluation des performances du système hybride

Ce chapitre est consacré à la simulation numérique des différents sous-systèmes du micro-réseau hybride. Après l'élaboration des modèles théoriques et l'implémentation du système dans MATLAB/Simulink, l'analyse porte sur le comportement de chaque composant (photovoltaïque, éolien, stockage, convertisseurs et charges) afin d'évaluer leurs performances et leurs interactions. L'objectif est d'examiner les principaux paramètres électriques (tension, courant, puissance, SOC, etc.) et d'étudier le fonctionnement du système sous différentes conditions d'exploitation, notamment les variations saisonnières de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent.

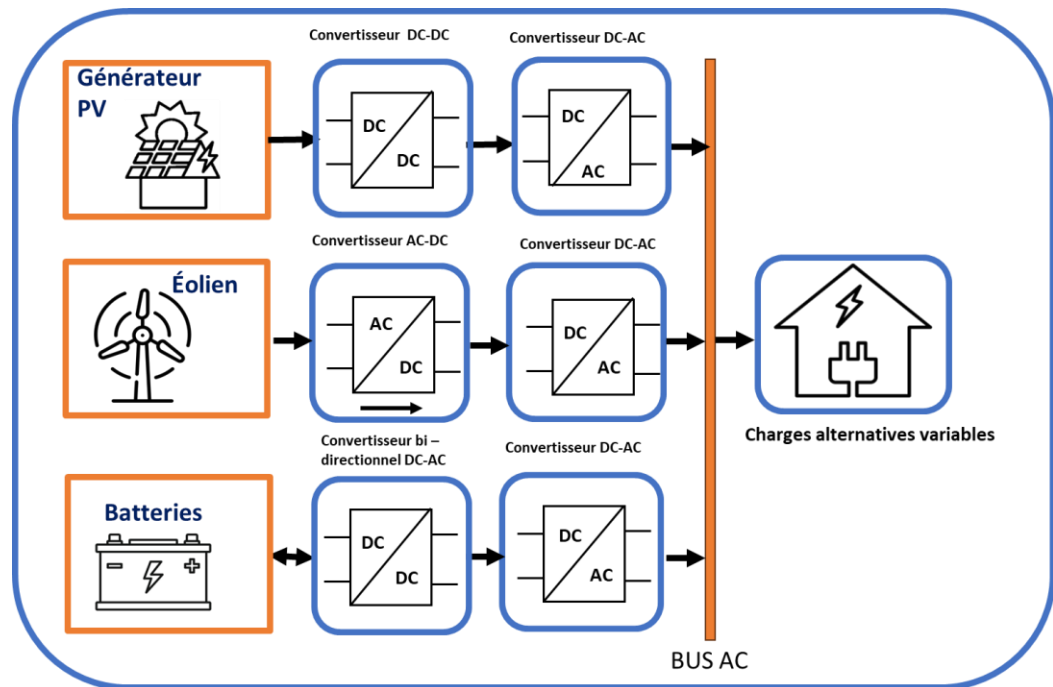


Figure 4-1 : Schéma synoptique du système hybride solaire-éolien-batterie à convertisseurs distribués connecté à un bus AC commun (208 V, 60 Hz).

Les caractéristiques du fabricant du module photovoltaïque Trina Solar 335 Wc TSM-335PEG14.40 sont à la base des résultats de simulations. Ses propriétés électriques sont illustrées sur la Figure 3-11, notamment : la puissance (P), le point de puissance maximale (V_{mp} , I_{mp}), tension à circuit ouvert (V_{oc}), le courant de court-circuit I_{cc} et le facteur de forme.

Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

On considère cinq paramètres d'un module qui ne sont pas transmis par le fabricant que l'on peut obtenir par plusieurs types de méthode :

Méthode 1 : méthode par la formule de Marcello G. Villalva (analytique) à partir des données du constructeur telles : V_{oc} , I_{cc} , V_{mp} , I_{mp} , température, coefficient, nombre de cellules en série et on applique les équations.

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{nV_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (4-1)$$

Avec

I : Courant de sortie du module (A)

V : Tension aux bornes du module (V)

I_{ph} : Courant photo-généré (fonction de l'irradiance et température)

I_o : Courant de saturation de la diode (A)

n : Facteur d'idéalité de la diode (entre 1 et 2)

V_t : Tension thermique = kT/q (≈ 25.85 mV à 25°C)

R_s : Résistance série (Ω)

R_{sh} : Résistance parallèle (shunt) (Ω)

Méthode 2 : automatique avec script MATLAB/Simulink, Il calcule le facteur d'idéalité courant de saturation, le courant photogénéré I_{ph} et les résistances série R_s et parallèle R_{sh} .

Méthode 3 : par optimisation numérique permettant de trouver R_s , R_{sh} , n , I_o , I_{ph} à partir des points de la courbe souvent issus de la fiche technique ou de mesure expérimentale.

Tableau 4-1 : Paramètres de simulation du module Trina Solar TSM-335-PEG14.40

Trina Solar 335 Wc TSM-335PEG14.40	
Paramètres	Valeur typique
Puissance nominale (P_{max})	335 Wc
Tension à P_{max} (V_{mp})	37.8 V
Courant à P_{max} (I_{mp})	8,87 A
Tension circuit ouvert (V_{oc})	46.4 V
Courant court-circuit (I_{sc})	9,35 A
Rendement module	17.1%
Température nominale	25 °C
Temp. coeff. V_{oc}	-0,32 % /°C

Tableau 4-2 : Caractéristiques du module Trina Solar TSM-335-PEG14-40

$n = \alpha$	I_o	I_{ph}	R_{sh}	R_p
0.91709	$1.5635 \text{ e-}11$	9.4187 A	0.05956	549.7196Ω

4.1.1 Simulation sur Matlab Simulink du modèle PV

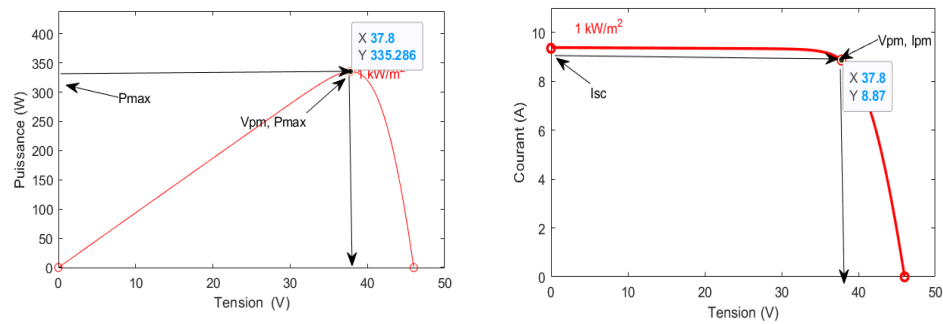


Figure 4-2 : Caractéristiques électriques du module Trina Solar à 25°C

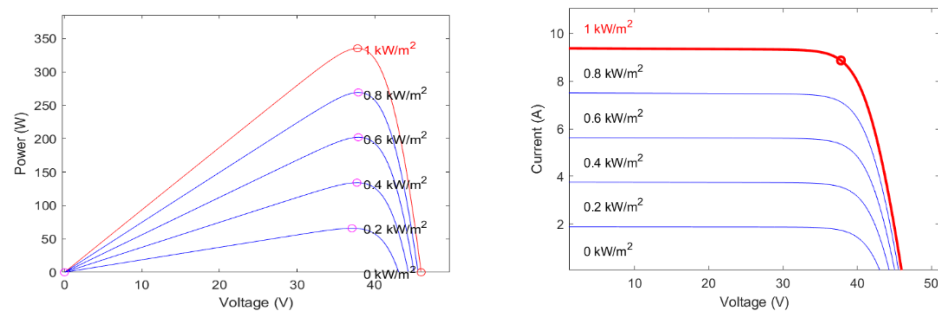


Figure 4-3 : Variation de I-V et P-V en fonction de l'irradiation

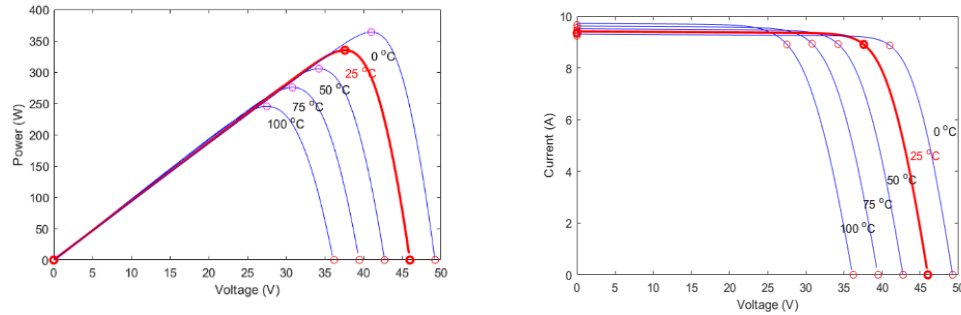


Figure 4-4 : Variation de I-V et P-V en fonction de la température

4.2 Simulation et résultats du sous-système photovoltaïque

4.2.1 Objectif de la simulation

Cette simulation vise à examiner le comportement électrique du champ photovoltaïque (PV) lié à un convertisseur DC-DC Boost, pour mesurer la faculté du système à suivre le point de puissance maximale (MPPT) et à maintenir une tension stable sur le bus continu.

Le modèle est élaboré à l'aide de MATLAB/Simulink (voir Annexe), en incorporant les spécificités réelles du module sélectionné (Trina Solar 355 Wc) ainsi que les conditions météorologiques à Trois-Rivières (Québec).

4.2.2 Description du modèle Simulink

Le modèle intègre :

- Un champ PV conçu à partir de l'équation I-V du panneau solaire ;
- Un convertisseur Boost géré par un algorithme MPPT de type Perturb & Observe (P&O) ;
- Un bus DC qui alimente l'ensemble du système hybride ;
- Un dispositif de mesure pour la tension V_{pv} , le courant I_{pv} et la puissance

Le contrôleur MPPT ajuste le rapport cyclique du convertisseur Boost afin de maintenir le fonctionnement du panneau autour de son point de puissance maximale.

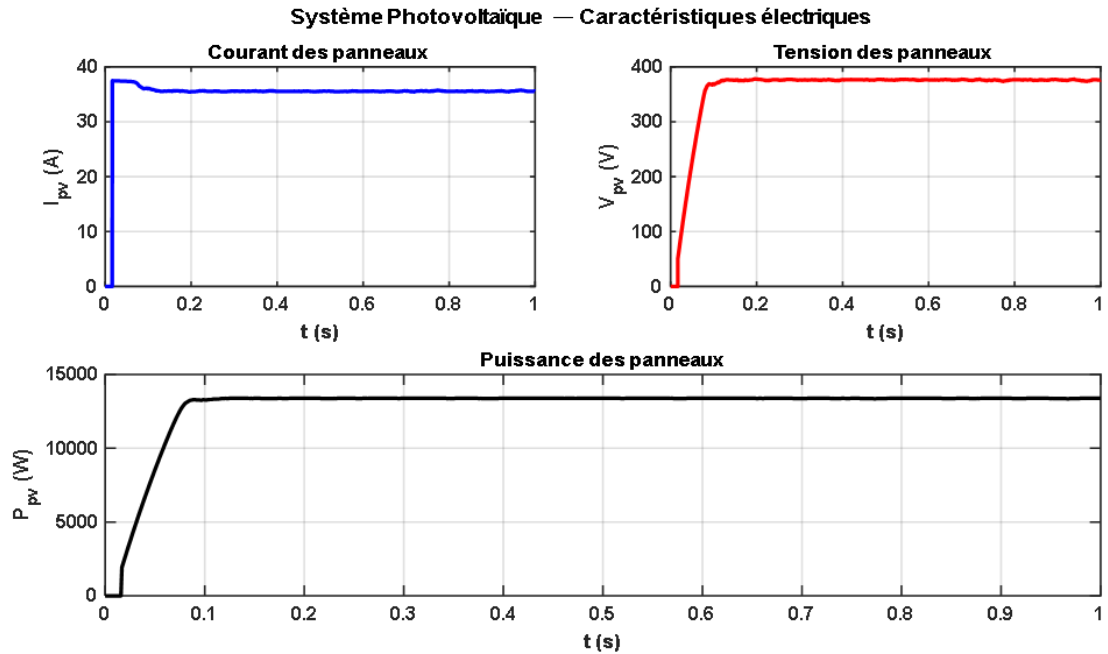


Figure 4-5 : Évolution temporelle de la tension, du courant et de la puissance du champ photovoltaïque.

4.3 Paramètres du convertisseur Boost

Le convertisseur Boost joue un rôle essentiel dans le sous-système photovoltaïque en assurant l'élévation de la tension issue du champ solaire vers la valeur requise du bus continu (600 V). Il est piloté par un signal PWM (Pulse Width Modulation) dont le rapport cyclique D , celui-ci est ajusté en fonction du point de puissance maximale du générateur PV.

Le dimensionnement des composants du convertisseur a été effectué de manière à garantir une faible ondulation du courant, une stabilité de la tension de sortie, et une bonne efficacité énergétique dans les conditions nominales de fonctionnement.

Les principaux paramètres retenus pour la simulation du convertisseur Boost sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4-3 : Paramètres principaux du convertisseur Boost simulé sous MATLAB/Simulink

Paramètres	Symbole	Valeur	Unité	Remarques
Inductance	L	0.5 mH	H	Limite l'ondulation du courant à moins de 10 %
Capacité d'entrée	C ₁	600 μ F	F	Lissage de la tension PV
Capacité de sortie	C ₂	470 μ F	F	Stabilisation du bus continu
Résistance de charge équivalente	R	45 Ω	Ω	Charge simulée du système
Fréquence de commutation	f _s	20 kHz	Hz	PWM à haute fréquence pour réduire les harmoniques
Tension d'entrée moyenne	V _{in}	374.5	V	Sortie moyenne du champ PV Trina Solar
Tension de sortie	V _s	600 V	V	Bus DC nominal du système hybride
Rapport cyclique moyen	D	0.37	—	Calculé selon $V_s = V_{in} / (1-D)$

4.4 Simulation et résultats du convertisseur Boost

La Figure 4-6 illustre la tension et le courant de sortie du convertisseur Boost. On observe que la tension V_s augmente progressivement à partir de l'instant initial pour atteindre une

valeur stable d'environ 600 V après un temps transitoire de 0,18 s. Cette évolution rapide traduit la bonne dynamique du convertisseur et l'efficacité de la commande PWM dans la régulation de la tension de sortie.

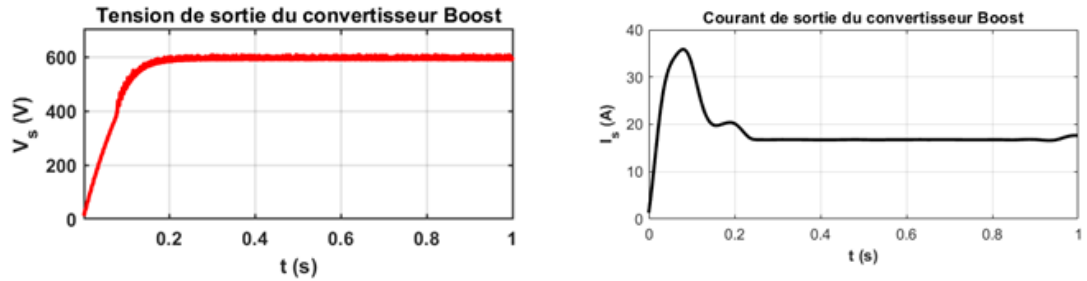


Figure 4-6 : Tension et courant de sortie du convertisseur Boost

La courbe du courant I_s présente une pointe transitoire initiale d'environ 35 A, suivie d'une stabilisation autour de 18 A. Cette réponse est typique d'un comportement inductif dû à la charge du circuit et à la montée en tension du bus DC.

La figure 4-7 montre la puissance de sortie (P_s) du convertisseur. Après un bref pic dû à la phase d'établissement, la puissance se stabilise autour de 12 à 13 kW, ce qui correspond à la puissance maximale transférée par le champ photovoltaïque vers le bus continu. La présence d'ondulations mineures à haute fréquence s'explique par la fréquence de découpage du convertisseur (20 kHz), sans compromettre la stabilité du système.

Ces résultats confirment que le convertisseur Boost :

- assure une élévation efficace de la tension issue du champ PV,
- stabilise la tension du bus DC autour de 600 V,

- et transfère l'énergie avec un rendement élevé et un comportement dynamique satisfaisant.

La tension se stabilise à 600 V après 0,18 s, tandis que le courant présente un pic transitoire avant de se stabiliser autour de 18 A.

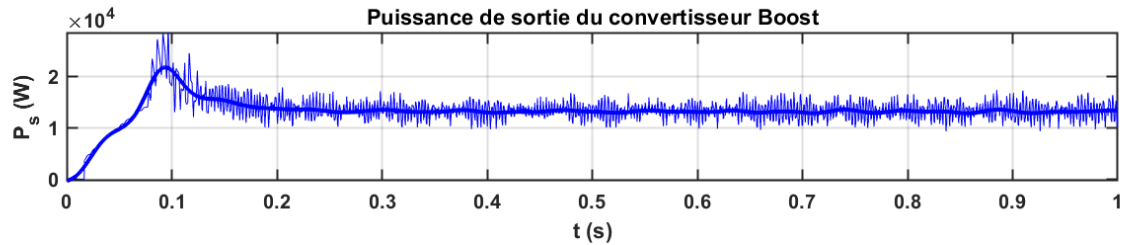


Figure 4-7: Puissance de sortie du convertisseur Boost sous régime permanent

La puissance atteint 13 kW après un bref pic initial, indiquant un transfert d'énergie stable et efficace vers le bus continu.

4.4.1 Analyse de la puissance de sortie du convertisseur Boost

La figure ci-dessus illustre la courbe de la puissance de sortie (P_s) du convertisseur Boost en fonction du temps. On observe une montée rapide de la puissance dès le démarrage du système, atteignant un pic d'environ 22 kW autour de 0,1 s, ce qui correspond à la phase transitoire liée à la mise en régime du convertisseur.

Par la suite, la puissance se stabilise progressivement autour de 13 kW, traduisant l'établissement du régime permanent du convertisseur. Les oscillations initiales sont dues à la commutation rapide des interrupteurs de puissance et à la dynamique du filtrage inductif-capacitif (L-C). Une fois le régime permanent atteint, les fluctuations résiduelles observées

correspondent aux ondulations de la tension et du courant de sortie engendrées par la modulation PWM.

Le faible niveau de ces oscillations confirme le bon dimensionnement du filtre de sortie et la stabilité du fonctionnement du Boost sous charge nominale.

Ainsi, le convertisseur assure efficacement l'élévation de la tension issue du champ photovoltaïque et la régulation de la puissance injectée dans le bus continu, condition essentielle pour garantir un fonctionnement optimal de l'onduleur et la stabilité du système hybride.

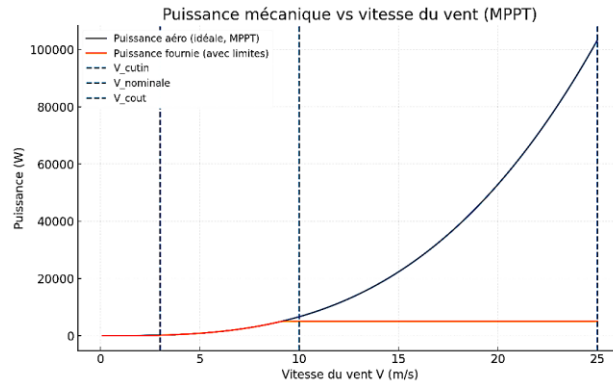


Figure 4-8 : Puissance mécanique en fonction du vent-turbine 5 kW

4.5 Résultats de simulation de quelques caractéristiques de l'éolienne

Tableau 4-4 : Fiche technique d'une éolienne de 5 KW

Paramètres	Valeur
Puissance nominale	5000 W à 10 m/s
Puissance de crête	7500 W
Vitesse du vent de démarrage	3 m/s
Vitesse de vent de travail	3–25 m/s
Vitesse du vent de survie	50 m/s
Niveau sonore	≤ 45 dB
Diamètre du rotor	6 m
Surface balayée	28,2 m ²
Nombre de pales	3
Longueur des pales	2,9 m
Vitesse nominale	200 tr/min
Poids	300 kg
Type de générateur	AC triphasé sans engrenage
Tension de sortie	DC 48–500 V
Température de fonctionnement	-40 à 60 °C

4.5.1 *Simulation sur MATLAB-Simulink du sous-système éolien avec un convertisseur AC_DC triphasé.*

La Figure Simulink en Annexe B.2 du système éolien utilisé dans cette étude se retrouve en annexe du document. L'éolienne considérée est de type Rocksolar (voir Annexe A.2) avec une puissance nominale de 5 kW et une puissance maximale de 6 kW. Elle démarre à une vitesse de vent de 2,5 m/s, atteint sa vitesse nominale à 10 m/s et fonctionne dans une plage allant de 3 à 30 m/s. Le rotor, d'un diamètre de 5,6 m, est équipé de trois pales en fibre de verre renforcée. Le générateur associé est une machine synchrone triphasée à aimants permanents (PMSG), avec une tension de sortie de 240/400 V DC et une vitesse nominale de 240 tr/min. Ces paramètres ont permis de représenter fidèlement le comportement aérodynamique et électromécanique de la turbine dans l'environnement Simulink. Le modèle inclut également la régulation de la tension du bus continu et la commande de l'onduleur triphasé par modulation de largeur d'impulsion (MLI), assurant ainsi la stabilité du système et la qualité de l'énergie injectée dans le réseau.

4.5.2 *Résultats de simulations du système éolien*

Les graphiques ci-après illustrent respectivement la vitesse du vent, les tensions, les courants et les puissance active, réactive et apparente produits par l'éolienne.

La simulation du vent joue un rôle fondamental dans la modélisation du sous-système éolien : elle permet d'observer la réponse dynamique du générateur synchrone à aimants permanents (PMSG) en fonction des variations de la vitesse du vent. La Figure 4-9 plus bas

présente la comparaison entre la vitesse réelle moyenne du vent mesurée à Trois-Rivières et la vitesse nominale de simulation utilisée pour le modèle éolien.

La vitesse moyenne réelle varie entre 3,5 et 4,2 m/s, alors que la vitesse nominale de simulation est fixée à 10 m/s, correspondant à la valeur optimale pour la production nominale de 5 kW. Cette différence permet d'évaluer le comportement du système éolien à des vitesses inférieures à la nominale, reflétant les conditions locales moyennes observées au Québec. La simulation montre que, malgré ces vitesses modérées, la turbine PMSG maintient un régime stable.

Les tensions triphasées générées (Figure 4-10) présentent une forme sinusoïdale équilibrée avec une amplitude d'environ ± 150 V, confirmant la bonne synchronisation des trois phases et la stabilité électromagnétique du générateur.

De même, les courants triphasés (Figure 4-11) restent équilibrés et déphasés de 120° , avec une amplitude moyenne d'environ ± 30 A, indiquant une conversion électromécanique stable et sans distorsion majeure.

La puissance active extraite du générateur (environ 6 kW) atteint rapidement son régime permanent vers $t = 0,2$ s, démontrant la réactivité du système et la rapidité de stabilisation après la mise en charge.

La puissance réactive, d'environ 3,5 à 4 kVAr, reste constante, témoignant du bon dimensionnement du filtre et du contrôle du facteur de puissance.

Enfin, la puissance apparente, stabilisée autour de 7,5 kVA, montre une cohérence énergétique entre les puissances active et réactive, avec un facteur de puissance proche de 0,8, typique d'un fonctionnement équilibré pour un générateur à aimants permanents.

Ces résultats confirment la stabilité dynamique du sous-système éolien et sa capacité à fournir une puissance de qualité au bus continu du micro-réseau hybride.

En combinaison avec la production photovoltaïque, la génération éolienne contribue à la continuité de l'alimentation lors des périodes de faible ensoleillement, augmentant ainsi la résilience énergétique du système.

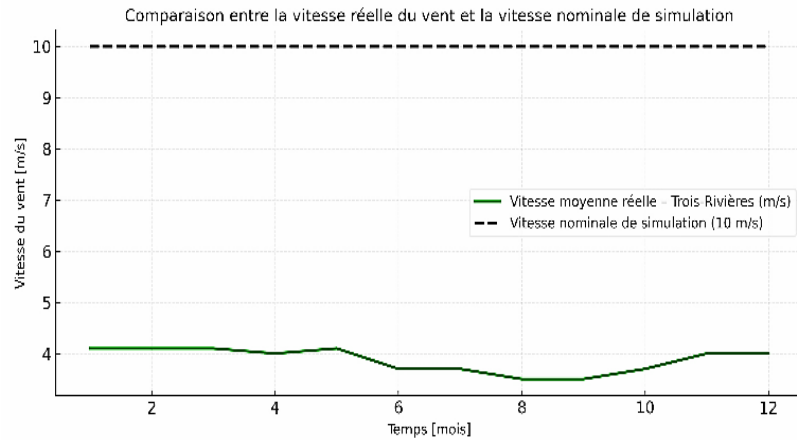


Figure 4-9 : Profil comparatif du vent réel et de la vitesse nominale utilisée pour la modélisation éolienne

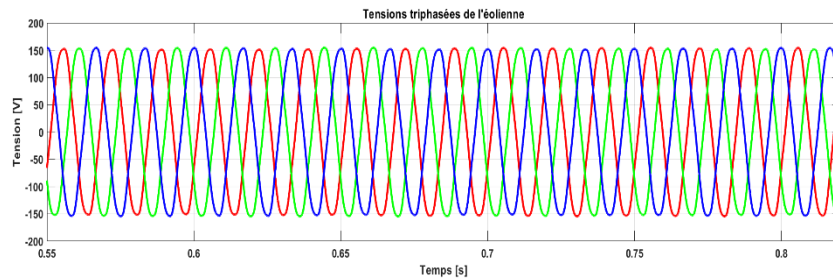


Figure 4-10 : Tensions triphasées générées par le générateur de l'éolienne pour une vitesse du vent de 10 m/s.

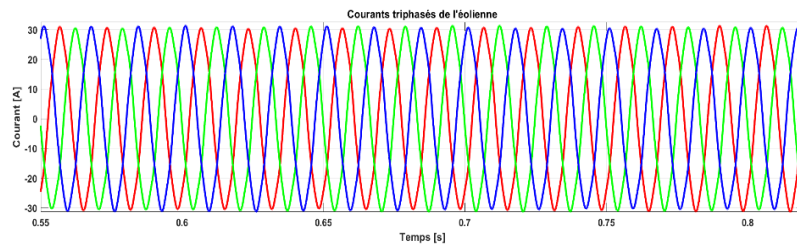


Figure 4-11 : Courants triphasés de l'éolienne

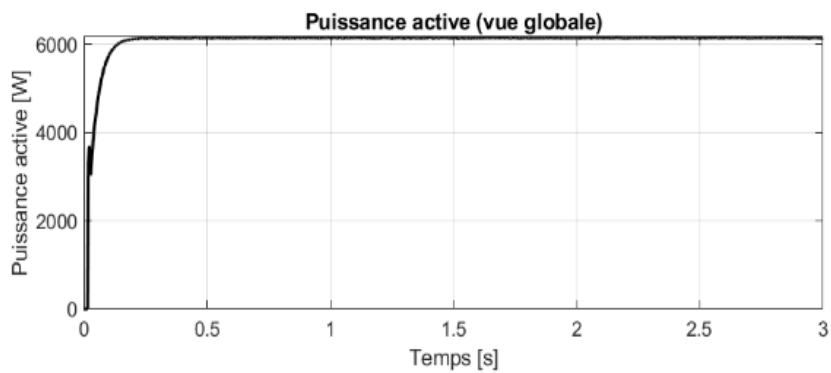


Figure 4-12 : Puissance active délivrée par l'éolienne à la sortie de l'onduleur

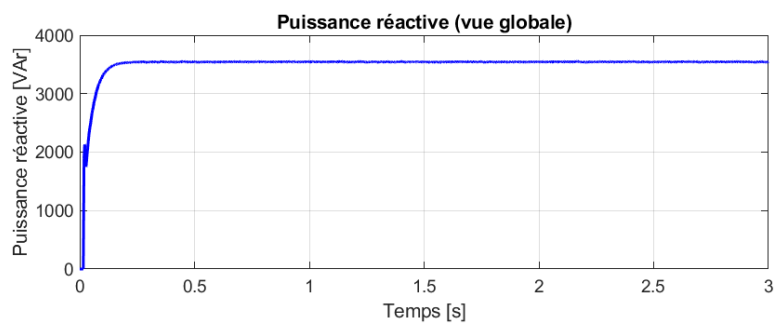


Figure 4-13 : Puissance réactive de l'éolienne

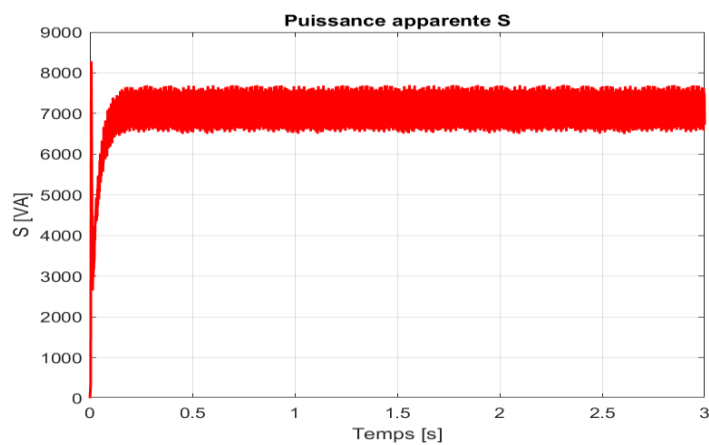


Figure 4-14 : Puissance apparente de l'éolienne

4.6 Analyse des résultats de simulation de la batterie Lithium-ion 96V installée

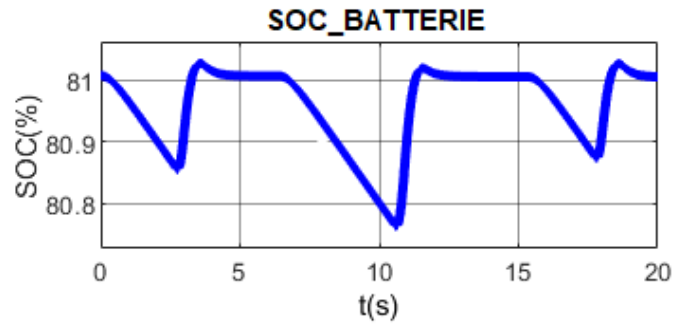


Figure 4-15 : État de charge et de décharge de la batterie

La Figure 4-15 présente l'évolution du SOC sur 20 secondes de simulation. Le SOC varie entre 80.75 % et 81.05 %, ce qui traduit un fonctionnement normal de la batterie autour d'un point d'équilibre énergétique. Les légères oscillations observées correspondent aux cycles successifs de charge et de décharge imposés par l'algorithme de gestion.

La dynamique du SOC reste progressive et réaliste, ce qui confirme la cohérence du modèle électrochimique utilisé (batterie Li-ion 48 V, 200 Ah). Aucune chute brutale ni discontinuité n'est observée.

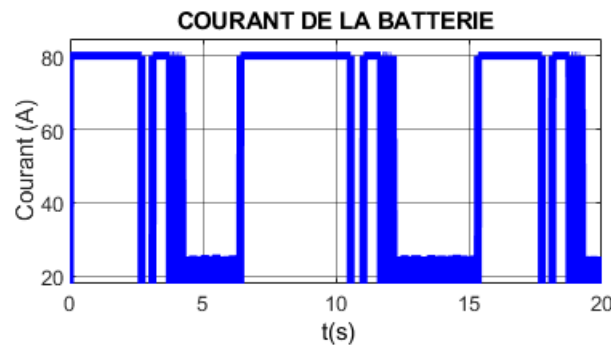


Figure 4-16 : Courant de la batterie

Le courant (I) de la batterie représentée dans la Figure 4-16 présente un pic transitoire au démarrage ($\pm 1,8$ A) dû à la régulation initiale du bus DC, puis tend rapidement vers zéro. A noter que durant la simulation, l'entrée de la source caractérisée par un bloc constant (0: absence de source, 1 : présence d'une source) est utilisé pour montrer le comportement du courant, tension, SOC et puissance. Cela confirme que la batterie joue un rôle tampon uniquement pendant les phases de stabilisation du système, avant de revenir à un régime stationnaire où elle n'échange plus de puissance.

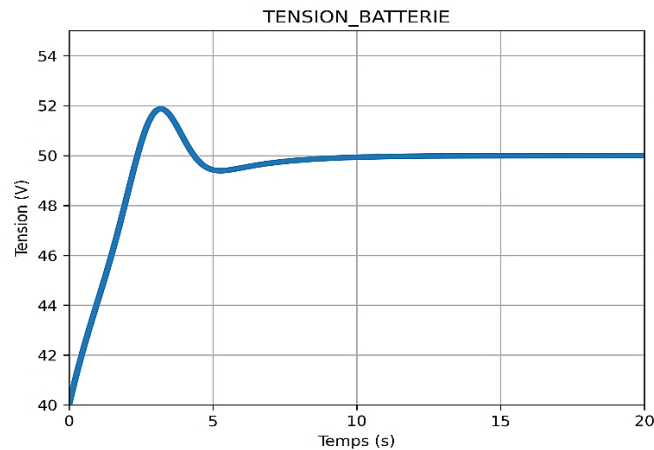


Figure 4-17 : Tension de la batterie

La Figure 4-17 présente la tension du pack reste globalement stable autour de 48 à 50 volts, ce qui correspond à la plage normale de fonctionnement d'une batterie nominale de 48 V. Lors des transitions charge/décharge, des élévations brèves (52 V) apparaissent, dues au comportement transitoire du convertisseur et au filtrage inductif. Ces pics sont normaux dans une structure à commutation et demeurent de courte durée. La tension retourne rapidement à sa valeur d'équilibre, ce qui confirme la stabilité du convertisseur DC-DC.

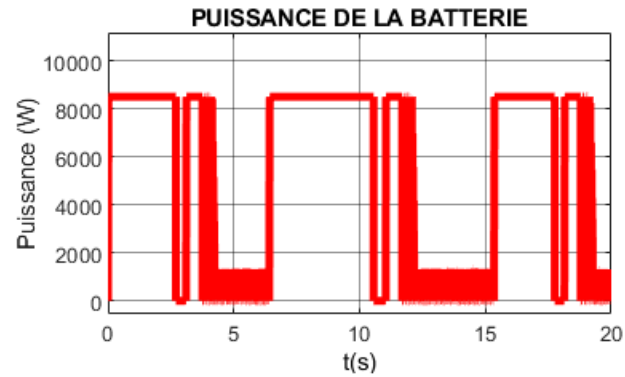


Figure 4-18 : Puissance instantanée de la batterie P (W)

Dans la Figure 4-18 on constate que la puissance varie entre 0 et 10 kW, ce qui correspond exactement à la puissance maximale de notre modèle 8.5 kW.

Le profil rectangulaire observé est typique :

- Plateaux positifs 8.5 kW : décharge vers la charge AC/DC
- Plateaux proches de 0 kW : périodes de repos
- Transitions rapides : commutations des interrupteurs.

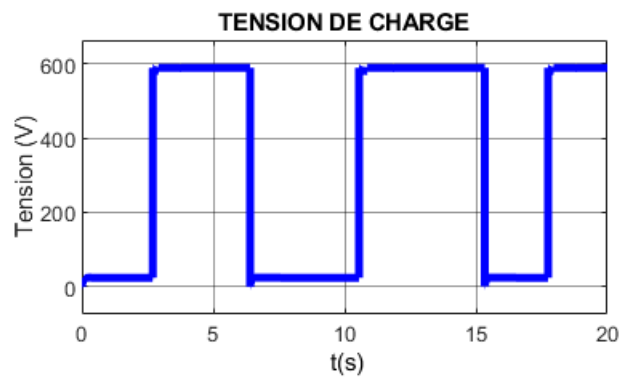


Figure 4-19 : Tension de charge (Bus DC)

Dans la Figure 4-19, la tension du bus DC alterne entre 50 V et 600 V selon les phases. Cette tension correspond à la charge et à la décharge de la capacité connectée au bus et reflète directement l'état des interrupteurs de commande s_p et s_n .

- Lorsque $s_p = 1$, la tension s'élève vers 600 V (mode de décharge).
- Lorsque $s_n = 1$, la tension s'abaisse vers la tension batterie (mode de charge).

Le signal obtenu est net, carré et conforme au fonctionnement attendu d'un convertisseur bidirectionnel.

4.7 Résultats et analyse des simulations du convertisseur DC-AC à deux niveaux

Les Figures 4-20 et 4-21 représentent les trois tensions sinusoïdales équilibrées V_a , V_b , V_c et les trois courants sinusoïdaux I_a , I_b et I_c produits par l'onduleur à une fréquence de 60 Hz. Chaque phase est décalée de 120 degrés et possède une amplitude de ± 300 V. Ces ondes presque parfaites démontrent une symétrie stricte entre les trois phases, reflétant un fonctionnement stable et harmonieux du pont onduleur. Ces résultats confirment la stabilité du système et la performance de conversion de l'onduleur.

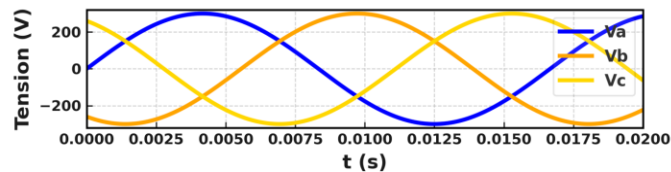


Figure 4-20 : Tension de sortie de l'onduleur après filtre

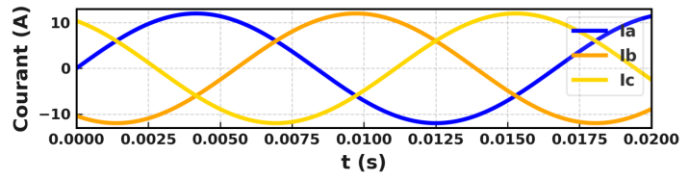


Figure 4-21 : Courants triphasés de sortie de l'onduleur (après filtrage LC)

La Figure 4-22 illustre l'évolution temporelle des puissances active et réactive délivrées par l'onduleur triphasé. Ces courbes traduisent le comportement dynamique du système lors du passage du régime transitoire au régime établi.

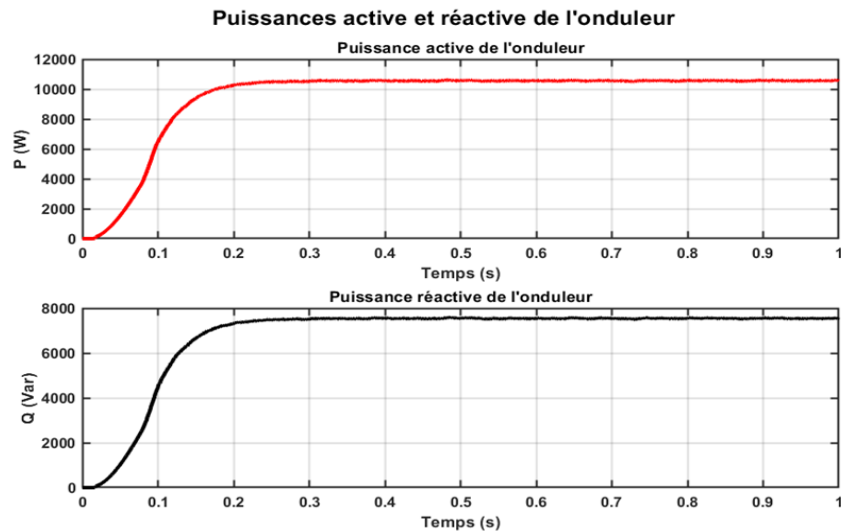


Figure 4-22 : Puissance active et réactive de l'onduleur à deux niveaux installé sur le système PV

Au démarrage, on observe une phase transitoire d'environ 0,2 s, correspondant à la mise en régime du bus continu et à la stabilisation du contrôle de l'onduleur.

La puissance active (P) atteint progressivement une valeur stable d'environ 10,5 kW, correspondant à la puissance réelle fournie par le système hybride (photovoltaïque et éolien) à la charge. La puissance réactive (Q) atteint environ 7,5 kVar, indiquant la part de puissance associée à la compensation du facteur de puissance et au maintien de la tension efficace sur

la charge. La stabilité des deux puissances après $t = 0,25$ s démontre la bonne performance du système de commande de l'onduleur.

Aucune oscillation significative n'est observée, ce qui indique une régulation efficace de la tension du bus DC et un transfert d'énergie stable vers la charge triphasée. La courbe de P (en rouge) montre la capacité de l'onduleur à transférer la puissance active vers le réseau/charge avec un rendement élevé et un temps de réponse rapide. Aucune oscillation significative n'est observée, ce qui indique une régulation efficace de la tension du bus DC et un transfert d'énergie stable vers la charge triphasée. La courbe de P (en rouge) montre la capacité de l'onduleur à transférer la puissance active vers le réseau/charge avec un rendement élevé et un temps de réponse rapide.

Elle permet également de confirmer le bon dimensionnement des composants, la stabilité du bus DC et la capacité du système à répondre à une demande variable en intégrant harmonieusement plusieurs sources renouvelables.

Chapitre 5 - Développement d'une stratégie de gestion pour un système hybride autonome solaire-éolien avec stockage

5.1 Introduction

L'optimisation du fonctionnement d'un système hybride autonome repose en grande partie sur le système de gestion de l'énergie (Energy Management System EMS).

Étant donné que les ressources renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne sont par nature imprévisibles et intermittentes, il s'avère primordial de concevoir une stratégie de gestion qui assure un équilibre instantané entre production, stockage et utilisation d'énergie.

Ce chapitre expose la méthodologie et le schéma de la stratégie de gestion d'énergie adoptée dans le système hybride solaire-éolien-batterie examiné. Il présente de manière progressive les diverses classes de gestion référencées dans les écrits, les fondements du modèle hiérarchique suggéré, son processus décisionnel et pour finir, les situations opérationnelles modélisées dans MATLAB/Simulink.

5.2 Principes généraux de la gestion énergétique

Un système hybride combine diverses sources renouvelables (solaire, éolien, et éventuellement raccordement au réseau) avec un dispositif de stockage (batterie).

L'objectif principal de la gestion de l'énergie est d'assurer :

- L'approvisionnement ininterrompu des charges prioritaires ;
- L'optimisation de l'usage des énergies renouvelables ;
- La sauvegarde contre les décharges ou surcharges lors du stockage ;

- L'équilibre de la tension et de la puissance sur le bus continu.

Il incombe donc au contrôleur de gestion d'établir, à chaque instant, quelle source doit être exploitée, dans quel ratio, et quand le stockage doit se faire.

Pour y parvenir, de nombreuses méthodes ont été élaborées dans les publications académiques, que nous classons en différentes catégories que nous détaillons ci-après.

5.3 Classification des systèmes de gestion d'énergie (EMS)

La littérature scientifique [102] distingue plusieurs familles de stratégies de gestion selon la logique de décision et la complexité du modèle employé :

5.3.1 Gestion à base de règles (Rule-Based Control)

Cette méthode utilise des règles conditionnelles du type si-alors-sinon, qui donnent la possibilité d'enclencher ou de déconnecter les sources et les charges en fonction de l'état du système (comme l'irradiance, le vent, l'état de charge de la batterie, la puissance requise). Elle peut adopter une configuration hiérarchisée, où les charges sont desservies en fonction de leur importance et les sources selon leur disponibilité.

Cette méthode présente l'atout de sa simplicité, de sa traçabilité et de son coût computationnel modeste. Toutefois, elle ne tient pas compte des incertitudes sur le long terme ni de l'optimisation économique [12]. Le présent travail s'inscrit dans cette catégorie, à travers une gestion hiérarchique à base de règles prenant en compte les charges prioritaires et la disponibilité des SER associées avec un stockage.

5.3.2 *Gestion à base d'intelligence artificielle*

Les approches qualifiées d'intelligentes s'appuient sur des techniques dérivées de la logique floue, des réseaux de neurones artificiels ou des systèmes neuro-flous. Ces méthodes facilitent l'incorporation de réactions adaptatives et de processus décisionnels graduels, en reproduisant le mode de pensée humain lorsqu'il est confronté à l'incertitude. Elles proposent une flexibilité considérable et une performance supérieure dans des contextes variables, toutefois elles requièrent fréquemment des données d'apprentissage historiques et une validation expérimentale stricte.

5.3.3 *Gestion à base d'optimisation*

Cette catégorie englobe les techniques qui visent à réduire ou à augmenter une fonction de coût globale (comme l'énergie, les pertes, le coût d'exploitation, les émissions, etc.) tout en respectant un certain nombre de contraintes techniques. On utilise fréquemment la programmation linéaire, les algorithmes génétiques ou l'optimisation par essaim de particules comme outils habituels. Ces méthodes assurent un rendement économique optimal, cependant leur complexité computationnelle les rend généralement plus appropriées pour la planification hors ligne que pour le contrôle en temps réel.

5.3.4 *Gestion prédictive (Model Predictive Control - MPC)*

Le contrôle prédictif utilise un modèle dynamique du système pour anticiper l'évolution future de ses variables (production, stockage, demande). À chaque instant, la commande optimale est calculée en minimisant une fonction de coût sur un horizon temporel glissant. Cette méthode est très performante et adaptée aux systèmes présentant des variations rapides, mais elle reste exigeante en termes de modélisation et de puissance de calcul.

5.3.5 *Gestion multi-agent et gestion hybride*

Les méthodes appelées multi-agent s'appuient sur la collaboration entre divers agents autonomes, chacun symbolisant une source, une charge ou un stockage. Chaque agent prend des décisions au niveau local tout en interagissant avec les autres afin d'assurer la cohésion du réseau. En fin de compte, les systèmes hybrides fusionnent diverses logiques (règles, optimisation, IA) dans le but de bénéficier des points forts de chaque approche. Cette modalité de gestion est de plus en plus courante dans les micro-réseaux intelligents actuels

5.4 Description du système hybride étudié

Le système hybride étudié est constitué de trois sources d'énergie renouvelable : un générateur photovoltaïque de 13,4 kW, une éolienne de 5 kW et un système de stockage par batteries d'une puissance de 8,5 kW. Chaque source est associée à son propre convertisseur de puissance et à un onduleur indépendant assurant la conversion de l'énergie et l'injection de puissance sur un bus alternatif commun de 208 V alimentant les charges du micro-réseau. Cette architecture à convertisseurs distribués permet d'exploiter simultanément ou sélectivement les différentes sources en fonction de leur disponibilité énergétique.

À la sortie de chaque onduleur, un interrupteur électronique commandé est intégré afin de permettre la commutation dynamique des sources. L'activation ou la désactivation des différentes sources dépend des conditions de production renouvelable, notamment l'irradiation solaire et la vitesse du vent, ainsi que des besoins de la charge et de l'état de charge du système de stockage. Ainsi, le système active automatiquement les sources disponibles afin d'alimenter en priorité la charge essentielle de 8 kW ou la totalité des charges de 11 kW lorsque les conditions de production le permettent.

Dans cette étude, la simulation est réalisée sur une fenêtre temporelle permettant d'observer les transitions dynamiques du système en présence de variations successives de l'irradiation solaire, de la vitesse du vent et du profil de charge. Cette approche permet d'évaluer la réponse du micro-réseau et l'efficacité de la stratégie de gestion énergétique dans différentes conditions de fonctionnement. L'algorithme hiérarchique implémenté dans le bloc de gestion énergétique assure la coordination des différentes sources selon les principes suivants : exploitation prioritaire des ressources renouvelables disponibles, recours au système de stockage pour compenser les déficits de production et délestage des charges non essentielles lorsque la production devient insuffisante.

Par ailleurs, l'architecture en micro-réseau AC à convertisseurs distribués présente une meilleure résilience que les architectures reposant sur un onduleur central unique. En cas de défaillance d'un convertisseur ou d'une source, les autres unités peuvent continuer à fonctionner, contribuant ainsi à la continuité d'alimentation. Cette structure modulaire améliore la robustesse, la fiabilité et la flexibilité du système énergétique étudié.

Cette architecture constitue ainsi une base pertinente pour l'implémentation d'une stratégie de gestion énergétique hiérarchique permettant d'optimiser la coordination entre les différentes sources renouvelables et le système de stockage. Dans la section suivante, la stratégie de gestion énergétique adoptée dans ce travail est présentée afin de garantir une répartition efficace de la puissance et une alimentation stable des charges du micro-réseau.

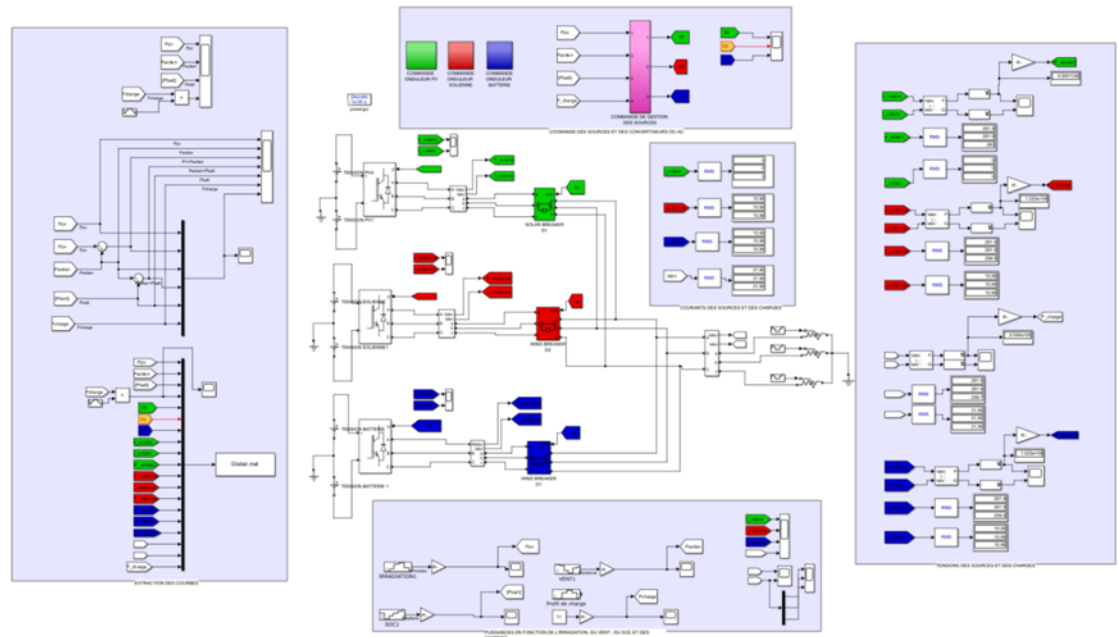


Figure 5-1 : Système hybride implanté dans l'environnement MATLAB/Simulink

5.5 Stratégie hiérarchique proposée

5.5.1 Principe général

Le principe de gestion repose sur la priorisation simultanée des sources et des charges.

Les charges du micro-réseau sont classées en deux catégories :

- les charges essentielles, d'une puissance de 8 kW, qui doivent être alimentées en permanence ;
- les charges non essentielles, d'une puissance de 3 kW, qui ne sont alimentées que lorsque les conditions énergétiques sont favorables.

Les sources d'énergie sont, quant à elles, exploitées selon un ordre hiérarchique reposant sur la disponibilité de la ressource et sur l'état de charge du stockage. Priorité aux énergies renouvelables :

Lorsque la vitesse du vent v est supérieure ou égale à 10 m/s , la puissance éolienne est exploitée en priorité. En cas d'irradiation solaire supérieure à 1600 W/m^2 , la source photovoltaïque est activée. Si les deux sources sont simultanément disponibles, leurs puissances sont combinées afin d'assurer l'alimentation complète du réseau.

a) Intervention du stockage :

Si les deux sources renouvelables ne parviennent pas à satisfaire la demande totale, la batterie intervient pour compenser le déficit, à condition que le SOC soit supérieur à 40 %.

Lorsque les sources produisent un surplus d'énergie et que le SOC est inférieur à 90 %, la batterie passe en mode charge.

b) Protection et limitation de puissance :

Si la batterie atteint un SOC supérieur à 90 %, la production photovoltaïque et/ou éolienne est volontairement limitée afin d'éviter la surtension sur le bus continu. Cette phase de réduction est essentielle pour assurer la sécurité du système et éviter les dégradations prématurées des composants électroniques de puissance.

c) Gestion des charges non essentielles :

La charge non essentielle est alimentée uniquement lorsque le surplus énergétique est suffisant après satisfaction des charges prioritaires. Une bande d'hystérésis de ± 0.5 à 0.8 kW est utilisée pour éviter les commutations trop fréquentes qui pourraient provoquer des instabilités dans le bus DC. Cette hiérarchisation garantit une utilisation rationnelle de l'énergie disponible, tout en assurant la continuité de service pour les charges critiques.

Ainsi, l'algorithme fonctionne en mode de prise de décision séquentielle, basé sur des niveaux dynamiques de puissance et d'état de charge [103].

5.6 Logique de fonctionnement

5.6.1 Priorisation des sources

- Si $v \geq 10$ m/s l'énergie éolienne alimente prioritairement le système.
- Si $G \geq 1600$ W/m², la production solaire est activée.
- Si les deux sources sont présentes, leur puissance est combinée.
- Si $P_{PV} + P_{éolien} < P_{essentielle}$ et $SOC > 40\%$, la batterie intervient pour compenser le déficit.

5.6.2 Gestion du stockage

- Charge de la batterie si $P_{PV} + P_{éolien} > P_{charge}$ et $SOC < 90\%$
- Décharge si $P_{PV} + P_{éolien} < P_{charge}$ et $SOC > 40\%$
- Limitation volontaire de puissance si $SOC \geq 90\%$

5.6.3 Commande des charges

La charge non essentielle est alimentée uniquement si un surplus durable est détecté après satisfaction de la charge essentielle. Une bande d'hystérésis (± 0.5 à 0.8 kW) est utilisée pour éviter les commutations fréquentes.

Tableau 5-1 : Tableau de classification des charges

Type de charge	Exemples	Criticité	Comportement en cas de déficit d'énergie	Puissance estimée
Charges essentielles	Éclairage, réfrigérateur, équipements médicaux, pompe d'eau	Très élevée	Priorité absolue – non délestables ; alimentées en continu	5 kW
Charges semi-essentielles (flexibles)	Chauffage, ventilateurs, recharge de VE, four électrique	Moyenne élevée	Peuvent être modulées, reportées ou alimentées partiellement	4 kW
Charges non essentielles	Téléviseur, consoles de jeu, décoration lumineuse	Faible	Déconnectées en priorité – alimentées uniquement en surplus	1 kW
Charges reportables	Lave-linge, lave-vaisselle, cuisson non urgente	Moyenne	Peuvent être programmées selon disponibilité énergétique	2.5 kW
Charges critiques temporaires	Systèmes d'alarme, équipements de secours	Variable	Alimentées uniquement en cas d'urgence ou d'événement critique	1.5 kW

5.7 Modélisation fonctionnelle

L'EMS développé dans MATLAB/Simulink est représenté par un ensemble de disjoncteurs commandés :

- D1 : Source solaire (PV)
- D2 : Source éolienne (WT)
- D3 : Batterie (charge/décharge)

Une charge variable représentant la charge essentielle et non essentielle alimentée par rapport à la disponibilité des sources qui dépendent de l'irradiation et du vent.

L'algorithme de gestion, développé en fonction MATLAB, reçoit comme entrées les variables d'irradiation, de vitesse du vent et de SOC, puis émet un vecteur de sortie définissant l'état des disjoncteurs (0 ou 1). Cette architecture modulaire permet d'assurer un contrôle simple et efficace tout en facilitant l'analyse des interactions énergétiques entre les sous-systèmes.

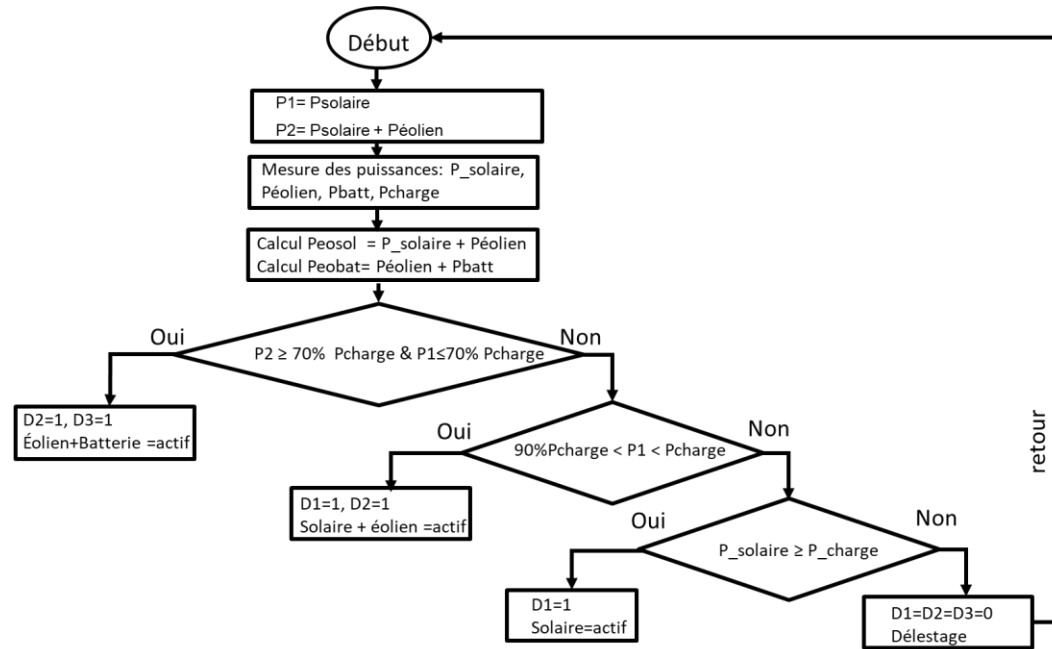


Figure 5-2 : Organigramme de la stratégie de gestion

5.8 Justification du choix de la stratégie de gestion hiérarchique

Les techniques d'optimisation mathématique, telles que la programmation linéaire ou stochastique, ainsi que les méthodes de contrôle avancées comme le contrôle prédictif basé sur modèle (MPC) ou la logique floue, permettent d'obtenir une gestion énergétique plus performante dans les systèmes hybrides. Toutefois, leur mise en œuvre nécessite généralement une modélisation plus détaillée du système ainsi qu'une bonne connaissance du comportement des sources renouvelables et de la demande énergétique.

En revanche, la stratégie de gestion hiérarchique repose sur des règles décisionnelles simples établies à partir de seuils physiques facilement mesurables, tels que l'irradiation solaire, la vitesse du vent, l'état de charge de la batterie (SOC) et la puissance des charges. Cette approche permet d'assurer une gestion efficace de l'énergie tout en conservant une bonne robustesse et une mise en œuvre relativement simple dans les systèmes hybrides intégrant des sources photovoltaïques, éoliennes et un système de stockage.

Dans le cadre de cette étude, le système étudié est implanté à Trois-Rivières. Bien que cette région soit raccordée au réseau électrique, l'analyse se concentre sur le fonctionnement du système hybride en mode autonome ou en mode îloté. Cette approche permet d'évaluer la capacité du système à assurer l'alimentation des charges locales de manière indépendante, notamment en cas de défaillance du réseau ou dans des situations nécessitant une plus grande autonomie énergétique.

De plus, cette approche garantit :

- La priorité d'alimentation des charges essentielles
- Une meilleure coordination entre les différentes sources d'énergie
- Une gestion plus stable du système de stockage
- Une adaptation efficace aux variations des ressources renouvelables.

Elle répond ainsi aux exigences de continuité de service, de stabilité du bus continu et de prolongation de la durée de vie des équipements. Son implantation dans Simulink via une fonction MATLAB intégrée permet une structure modulaire facilement adaptable à d'autres scénarios ou technologies de stockage.

5.9 Justification du choix de modéliser les onduleurs dans la stratégie de gestion

Les onduleurs jouent un rôle central dans la conversion et la coordination énergétique. Leur modélisation détaillée dans le schéma de gestion vise à représenter le lien direct entre la commande logique (EMS) et la dynamique électrique du micro-réseau.

Chaque source est équipée d'un onduleur indépendant :

- l'onduleur du PV convertit la tension continue issue du champ solaire pour injection sur le bus DC ;
- l'onduleur côté éolienne assure la conversion et la régulation de la puissance électrique produite par le générateur synchrone à aimants permanents (PMSG).
- l'onduleur batterie permet la charge/décharge bidirectionnelle.

Ces onduleurs ont été placés dans la boucle de gestion afin de :

- a) Assurer une commande individualisée de chaque source à l'aide de signaux logiques (D1, D2, D3) permettant d'activer ou de désactiver les différentes sources selon la disponibilité énergétique.
- b) Contribuer au maintien de l'équilibre de puissance sur le bus continu (600 V) en coordonnant dynamiquement la contribution des différentes sources d'énergie.
- c) Analyser l'effet des transitions de mode (passage PV-éolien-batterie) sur les grandeurs RMS (tension, courant) ;
- d) Évaluer les performances globales du système sous commande réelle, et non sous hypothèse de sources idéales.

Ce choix permet d'intégrer les caractéristiques électrotechniques du système dans la stratégie de gestion, améliorant ainsi la cohérence et la représentativité du modèle. La modélisation conjointe des onduleurs et de la commande hiérarchique conduit ainsi à un système exploitable pour une future mise en œuvre expérimentale (prototype de micro-réseau ou banc d'essai).

5.10 Description de stratégie de gestion

La stratégie de gestion proposée est évaluée à l'aide de simulations réalisées sous MATLAB/Simulink. Les données d'irradiation solaire et de vitesse du vent proviennent de la base NASA POWER pour la ville de Trois-Rivières (Québec). Quatre scénarios représentatifs, tenant compte de la complémentarité saisonnière des ressources renouvelables, sont présentés dans le tableau suivant, suivis de l'algorithme de gestion d'énergie.

Tableau 5-2 : Scénario de simulation du système hybride par stratégie hiérarchique

Scénario	Période de l'année	Condition dominante	Comportement attendu du système
1	Été	Irradiation élevée, vent faible	Production PV dominante, batterie en charge, réduction possible
2	Hiver	Irradiation faible, vent fort	Éolienne dominante, batterie en décharge modérée
3	Mi-saison (printemps et Automne)	Vent et soleil moyens	Partage équilibré entre PV et l'éolienne, stabilité du bus DC
4	Cas critique	Absence de ressources, SOC bas	Délestage des charges non essentielles, maintien de l'essentielle

Chaque simulation vise à observer la dynamique de puissance, la stabilité de la tension du bus, le comportement de la batterie et la continuité d'alimentation des charges.

5.11 Résultats et analyse des simulations

5.11.1 Profils de puissance

Le schéma de puissance prévisionnelle utilisé pour la simulation du système hybride est illustré dans la Figure 5-3. Elle représente la puissance requise par la charge et les puissances disponibles provenant du système photovoltaïque, de l'éolien et de la batterie, ce qui permet d'anticiper le comportement énergétique prévu du micro-réseau dans diverses conditions d'accessibilité des sources.

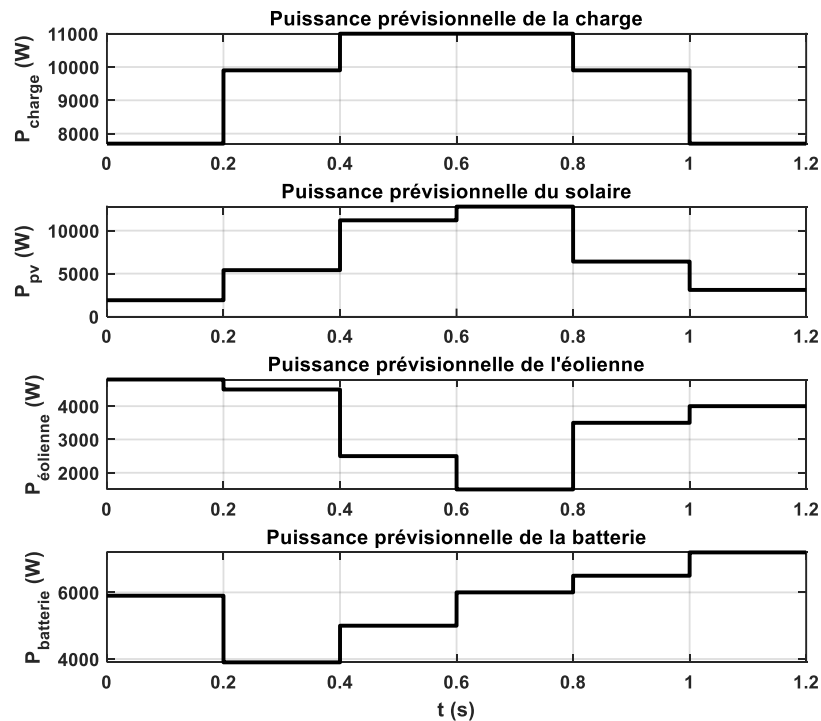


Figure 5-3 : Puissances prévisionnelles produites par les sources et celle consommée par la charge

La Figure 5-3 montre les profils de puissance prévisionnelle utilisés en tant qu'entrée pour l'EMS, afin d'illustrer l'évolution des ressources et des besoins sur la période de simulation. La première courbe représente la puissance sollicitée par la charge, qui se compose d'une charge primordiale de 8 kW qui représente 70% de la charge totale soit 11 kW, d'une charge moyenne de 9.5 kW. La demande en puissance s'effectue par paliers, ce qui permet de modéliser les fluctuations habituelles de la demande tout au long de l'année (par exemple, entre différentes saisons ou moments de la journée).

Les trois Figures ci-dessus (Figure 5-3) illustrent les puissances disponibles pour le photovoltaïque, l'éolien et la batterie, respectivement. Les profils de production d'énergie solaire et éolienne illustrent la nature intermittente des ressources renouvelables : certaines périodes affichent une disponibilité élevée, alors que d'autres présentent une carence partielle ou complète. La capacité « anticipée » de la batterie se réfère à sa capacité de stockage à contribuer à l'équilibre du système, en charge ou décharge, quand les sources d'énergie solaire et éolienne ne parviennent pas à répondre aux besoins, ou lorsqu'il y a un excédent d'énergie renouvelable disponible.

En quelque sorte, ce bloc de gestion énergétique occupe une position clé dans l'approche de simulation : il fixe le « scénario énergétique global » auquel l'algorithme de gestion hiérarchique doit se conformer, en déterminant quelles sources d'énergie activer et la façon dont les flux de puissance doivent être gérés afin de respecter les priorités (approvisionnement de la charge essentielle en premier, puis de la charge non essentielle).

5.11.2 États des disjoncteurs des sources

La Figure 5-4 montre l'évolution de l'état des disjoncteurs associés à chaque source du micro-réseau. L'objectif est de suivre la logique d'activation ou de désactivation du photovoltaïque, de l'éolien et de la batterie, telle qu'imposée par l'algorithme de gestion hiérarchique.

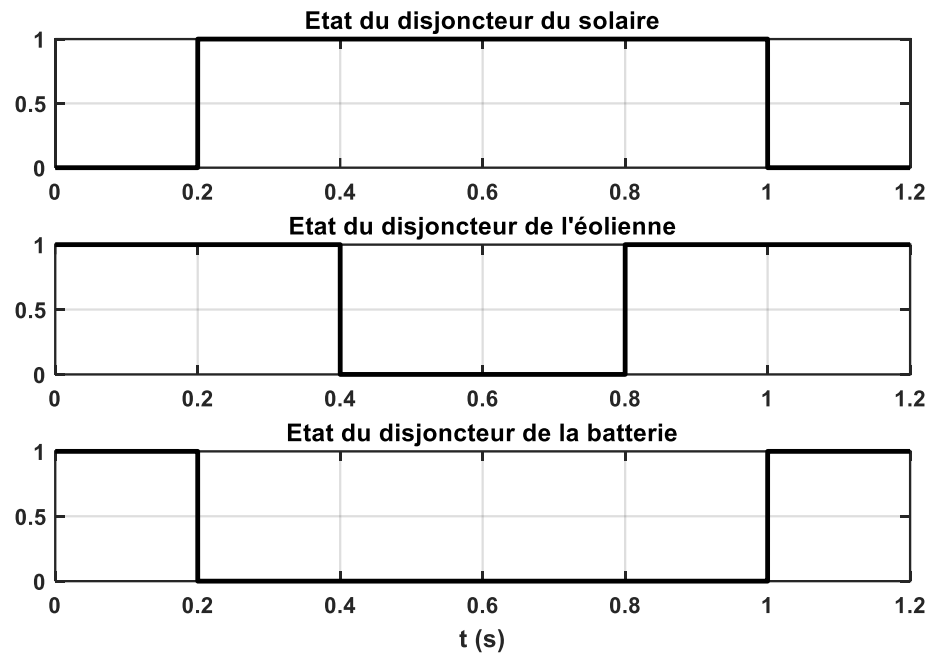


Figure 5-4 : État des disjoncteurs de la source

La Figure 5-4 illustre l'évolution de l'état logique des interrupteurs commandés associés respectivement au générateur photovoltaïque, à l'éolienne et à la batterie. Chaque courbe est binaire : la valeur 1 indique que la source est active et injecte de la puissance dans le système, tandis que la valeur 0 correspond à la désactivation de cette source.

On observe que les instants de fermeture et d'ouverture des disjoncteurs suivent directement les profils de puissance prévisionnelle et les priorités imposées par l'EMS.

Lorsque la source solaire est suffisante et que la charge le justifie, le disjoncteur du PV est maintenu fermé, ce qui permet de maximiser l'utilisation de l'énergie solaire. De même, l'éolienne est sollicitée en complément ou en substitution du PV, en particulier lorsque le profil de vent est favorable.

L'utilisation du système de stockage illustre la logique hiérarchique du système. La batterie intervient principalement lors des phases de déficit de production renouvelable afin de maintenir l'alimentation de la charge essentielle d'environ 8 kW. À l'inverse, lors des périodes d'excédent de production, le système de stockage absorbe le surplus d'énergie en mode charge. Ainsi, dans un fonctionnement réel, la batterie demeure connectée au système tandis que le sens et l'amplitude du flux de puissance varient en fonction de l'équilibre entre production et demande.

5.11.3 Tensions triphasées en sortie de chaque source et aux bornes de la charge

Les Figures 5-5 et 5-6 présentent les tensions triphasées produites par les onduleurs ainsi que celles mesurées aux bornes de la charge variable. Elles permettent d'évaluer la stabilité du bus AC, dont la tension est maintenue autour de 208 V, malgré les variations de production des sources renouvelables et les changements du profil de charge. Les formes d'onde conservent une structure sinusoïdale équilibrée avec un déphasage d'environ 120° entre les phases et une fréquence constante de 60 Hz, ce qui confirme la bonne synchronisation des onduleurs et l'efficacité des boucles de régulation. Ces résultats montrent que la tension fournie à la charge reste stable et de bonne qualité, même lors des transitions entre les différentes sources d'énergie du micro-réseau.

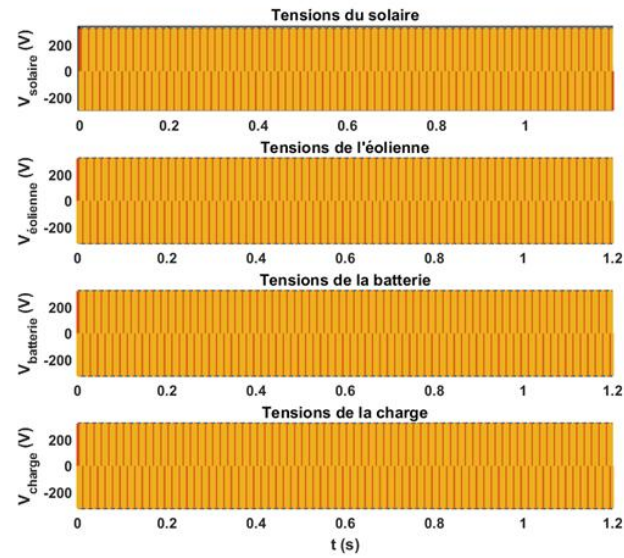


Figure 5-5: Tensions triphasées en sortie de chaque source et aux bornes de la charge

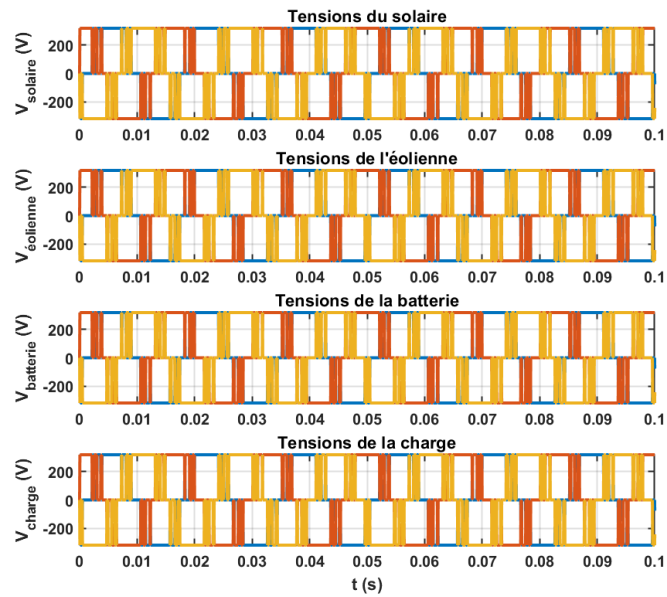


Figure 5-6 : Tensions triphasées zoomées en sortie de chaque source et celles aux bornes de la charge

Sur toute la durée de la simulation, les quatre graphes présentent des signaux triphasés périodiques de même fréquence (60 Hz) et d'amplitude nominale proche de 208 V. Cette synchronisation des onduleurs est assurée par les boucles de contrôle des convertisseurs, qui utilisent une référence de tension commune synchronisée à l'aide d'un mécanisme de verrouillage de phase (Phase Locked Loop - PLL). Le PLL permet d'extraire la phase et la fréquence du réseau interne et d'aligner en permanence les tensions produites par les différents onduleurs, garantissant ainsi la cohérence du système triphasé.

L'absence de déséquilibre de phase et de déformation notable des formes d'onde indique que les convertisseurs assurent un suivi précis de la référence sinusoïdale malgré les variations de production des sources renouvelables. Les boucles de régulation internes des onduleurs maintiennent la tension du bus AC autour de sa valeur nominale tout en respectant la fréquence de fonctionnement du micro-réseau. Cette régulation permet également d'assurer une répartition stable de la puissance entre les différentes sources d'énergie.

La constance de l'amplitude et de la fréquence témoigne du bon fonctionnement des régulateurs de tension et des mécanismes de partage de puissance entre les convertisseurs. Les transitions entre les sources photovoltaïque, éolienne et batterie s'effectuent de manière progressive grâce à la coordination assurée par la stratégie de gestion hiérarchique. Ainsi, les variations de production ou les changements d'état des interrupteurs commandés n'engendrent ni perturbations significatives ni oscillations sur le bus AC.

Ces résultats montrent que l'architecture du micro-réseau et la stratégie de contrôle adoptée permettent de maintenir une qualité de tension satisfaisante pour l'alimentation des

charges, tout en garantissant la stabilité et la résilience du système face aux fluctuations des ressources renouvelables.

5.11.4 Courants triphasés en sortie de chaque source et absorbés par la charge

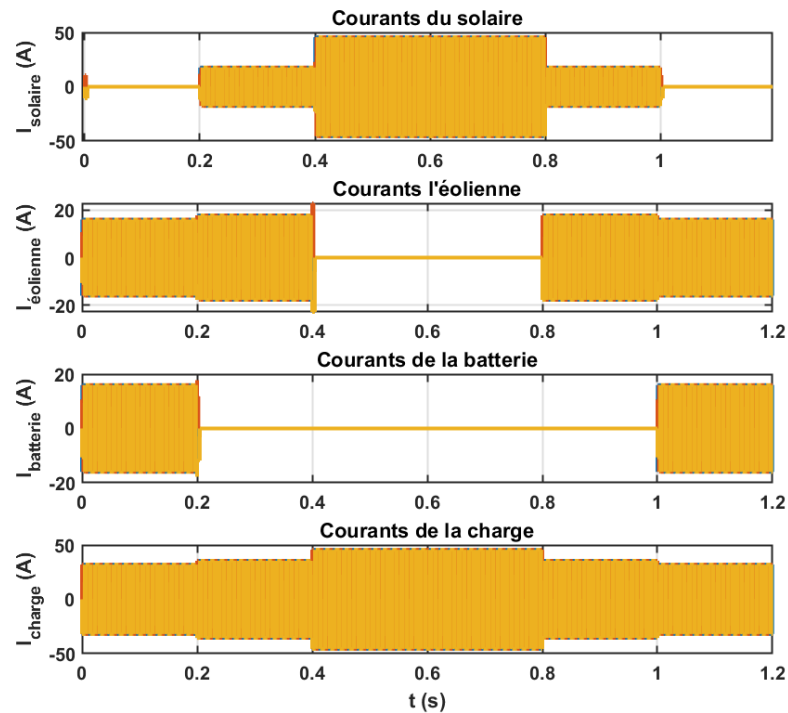


Figure 5-7 : Courants triphasés en sortie de chaque source et ceux absorbés par la charge

La simulation, effectuée sur une durée de 1,2 s représentant les douze mois de l'année, met en évidence l'évolution des courants délivrés par les trois sources d'énergie renouvelable (solaire, éolienne et batterie) ainsi que le courant absorbé par la charge. Chaque intervalle de temps correspond à une saison et permet d'observer le comportement dynamique du micro-réseau en fonction des conditions climatiques annuelles.

Au début de la simulation, période correspondant à l'hiver, le courant issu de la source photovoltaïque reste très faible en raison du faible ensoleillement, conformément aux

données climatologiques extraites de la base NASA POWER. Durant cet intervalle, la forte présence du vent assure une production notable de la turbine éolienne, et la batterie intervient en soutien pour satisfaire la charge essentielle de 8 kW. Cette combinaison confirme que, lorsque l'irradiation est insuffisante, le système hiérarchique exploite prioritairement l'énergie éolienne et complète l'alimentation via le stockage.

Au printemps, l'intensité du courant photovoltaïque augmente progressivement tandis que la production éolienne demeure encore significative. La batterie est alors beaucoup moins sollicitée, ce qui traduit un équilibre satisfaisant entre la production renouvelable et la demande énergétique. Cette phase démontre la capacité du système à exploiter simultanément deux sources renouvelables lorsque celles-ci sont disponibles, tout en préservant l'autonomie du stockage.

En été, le courant solaire atteint son maximum, fournissant à lui seul la totalité de la puissance nécessaire à l'alimentation des charges essentielles et non essentielles tout en permettant la recharge de la batterie. Cette situation illustre pleinement la logique de gestion hiérarchique : priorité absolue aux sources renouvelables disponibles, puis stockage de l'excédent pour anticiper les périodes futures de déficit.

À la transition vers l'automne, le courant solaire diminue et la production éolienne redevient majoritaire. Dans cette configuration, le système privilégie l'alimentation de la charge essentielle tandis que les charges non prioritaires sont partiellement délestées. Cette réaction automatique confirme l'efficacité de l'algorithme de gestion énergétique, qui oriente le fonctionnement du micro-réseau en tenant compte de la disponibilité instantanée des ressources et de la criticité des charges.

De manière générale, l'évolution des courants montre que le système hybride s'ajuste en permanence aux variations saisonnières, maximisant l'intégration des énergies renouvelables et préservant la batterie pour les situations critiques. Le suivi des courants valide ainsi la robustesse de la stratégie hiérarchique et son aptitude à maintenir l'alimentation des charges essentielles tout au long de l'année.

5.11.5 Puissances des sources et de la charge

La Figure 5-8 compare la puissance réellement produite par les trois sources à la puissance absorbée par la charge. Cette figure sert à évaluer la capacité de la gestion hiérarchique à équilibrer en permanence la production et la consommation, et à assurer l'alimentation des charges prioritaires.

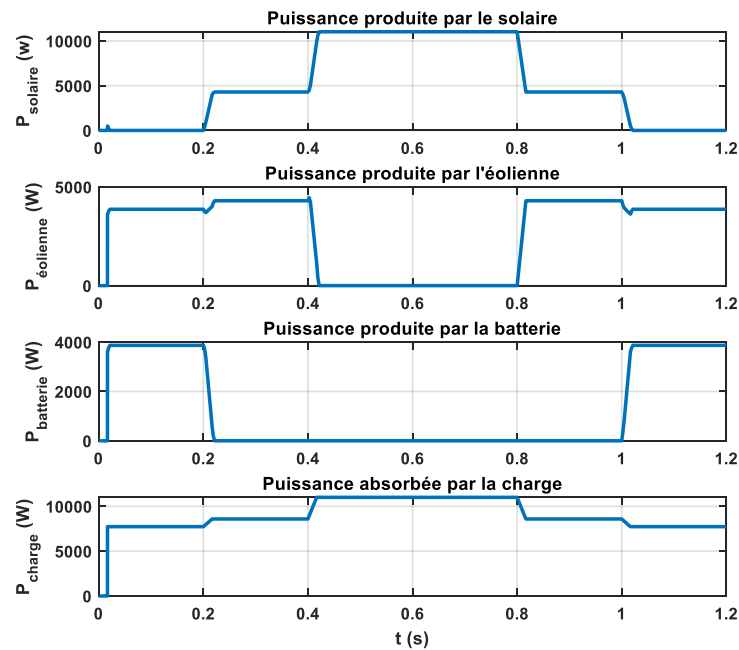


Figure 5-8 : Puissances prévisionnelles produites par les sources et celle consommée par la charge

La Figure 5-8 présente l'évolution des puissances fournies par les sources du système hybride en fonction des variations saisonnières. En hiver, la faible irradiation rend la production photovoltaïque quasi nulle ; l'éolienne devient alors la principale source d'énergie et la batterie intervient en soutien pour alimenter uniquement la charge essentielle de 8 kW. Au printemps, la production photovoltaïque augmente et s'ajoute à celle de l'éolienne, ce qui permet de satisfaire l'ensemble des charges sans solliciter le stockage.

En été, la puissance solaire atteint son maximum et couvre entièrement la demande, tout en rechargeant la batterie grâce au surplus énergétique, situation optimale pour le micro-réseau. À l'automne, la diminution de la puissance photovoltaïque est partiellement compensée par l'éolien ; la batterie n'est sollicitée que ponctuellement et le système assure automatiquement l'alimentation prioritaire de la charge essentielle.

De manière globale, l'évolution des puissances confirme l'efficacité de la gestion hiérarchique : priorité aux sources renouvelables, contribution de la batterie uniquement lorsque cela est nécessaire et délestage intelligent en cas de déficit. Cette stratégie garantit une alimentation continue de la charge prioritaire tout en préservant la batterie, ce qui constitue un avantage majeur pour la stabilité et la durabilité du micro-réseau.

5.12 Synthèse des résultats de simulation

L'ensemble des résultats obtenus met en évidence le bon fonctionnement du système hybride photovoltaïque- éolien- batterie piloté par une gestion énergétique hiérarchique. Les profils de puissance prévisionnelle montrent que le micro-réseau est soumis à des variations significatives de ressources et de demande, représentatives de la variabilité saisonnière de l'irradiation solaire, de la vitesse du vent et de la charge (8 kW de charge essentielle et 3 kW

de charge non essentielle). Malgré ces fluctuations, les figures relatives aux états des disjoncteurs, aux tensions et aux courants triphasés, ainsi qu'aux puissances effectivement échangées, confirment que l'EMS parvient à coordonner de manière cohérente les trois onduleurs associés au PV, à l'éolien et à la batterie.

D'un point de vue qualitatif, les tensions aux bornes des sources et de la charge demeurent stables et correctement synchronisées, ce qui traduit la capacité des convertisseurs à maintenir la qualité de l'alimentation indépendamment des changements de configuration interne. Les courants et les puissances montrent, quant à eux, que la stratégie hiérarchique remplit ses objectifs : priorité donnée aux énergies renouvelables lorsqu'elles sont disponibles, sollicitation ciblée du stockage pour compenser les déficits ou absorber les surplus, et maintien de l'alimentation de la charge essentielle même dans les situations de ressource limitée. Les périodes où la batterie reste peu sollicitée attestent également d'une utilisation rationnelle du stockage, évitant une dégradation prématurée liée à des cycles de charge/décharge excessifs.

5.13 Conclusion

Ces résultats valident, à l'échelle de la simulation, la pertinence de l'approche proposée pour la gestion intelligente d'un système hybride autonome. Ils montrent que la combinaison d'un EMS hiérarchique, de convertisseurs correctement dimensionnés et d'une architecture AC-DC cohérente permet d'assurer à la fois la continuité de service, une exploitation prioritaire des ressources renouvelables et une utilisation maîtrisée du stockage.

Chapitre 6 - Conclusion

Le présent travail a porté sur la conception et l'évaluation d'un micro-réseau hybride solaire-éolien-batterie, structuré autour d'une stratégie de gestion énergétique hiérarchique. L'ensemble des développements théoriques, des modèles dynamiques et des simulations numériques réalisés a permis de démontrer la pertinence technique et opérationnelle de l'architecture proposée pour l'alimentation de sites isolés et de réseaux décentralisés de petite échelle. Les résultats obtenus valident la capacité du système à assurer un équilibre dynamique entre la production renouvelable intermittente, les besoins de la charge et l'état du stockage, tout en maintenant la stabilité des grandeurs électriques essentielles.

Les analyses menées mettent en évidence que la stratégie de gestion élaborée permet non seulement de prioriser l'exploitation des sources renouvelables, mais également d'articuler de manière cohérente l'intervention de la batterie afin de compenser les déficits ou excédents énergétiques. Cette coordination contribue à optimiser l'utilisation des ressources disponibles, à réduire les sollicitations inutiles sur le stockage et, par conséquent, à améliorer l'efficacité énergétique globale du micro-réseau. Les performances observées confirment également la robustesse du schéma de commande retenu face à des variations significatives de la production et de la demande.

Néanmoins, les limites identifiées soulignent les écarts entre le cadre simulé et les conditions réelles d'exploitation. Les profils de charge et de production utilisés restent déterministes et ne capturent pas la variabilité stochastique des ressources renouvelables ni

l'incertitude des comportements de consommation. De plus, la modélisation simplifiée du système de stockage ne prend pas en considération les phénomènes de vieillissement, les contraintes thermiques ni les rendements différenciés en charge et en décharge, éléments pourtant déterminants dans l'évaluation de la performance à long terme. Enfin, les simulations ont été conduites dans un environnement idéal dépourvu de pertes, de perturbations électromagnétiques et de contraintes physiques, ce qui confère aux résultats un caractère théorique nécessitant une validation expérimentale ou semi-expérimentale.

Ces constats ouvrent des perspectives de recherche visant à renforcer le réalisme et la robustesse des approches de gestion énergétique pour micro-réseaux hybrides. L'intégration de modèles avancés de stockage, la prise en compte explicite des aléas de production, ainsi que le recours à des approches prédictives ou d'intelligence artificielle pour la prise de décision en temps réel constituent des pistes particulièrement prometteuses. De telles évolutions permettraient d'accroître la résilience des systèmes étudiés et de consolider leur contribution à la transition énergétique dans des contextes d'autonomie ou de décentralisation accrue.

Références

- [1] V. D. Gabin Molina , Ayoub Jaouhar, Arnaud Diemer, "Bilan gaz à effet de serre (GES): Méthodologie et calcul d'indicateurs appliqués à une collectivité territoriale, le cas de Clermont Auvergne métropole," *Revue francophone du Développement Durable*, vol. no 19, pp. 105-144, 2022. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Arnaud-Diemer-2/publication/365369015_Bilan_Gaz_a_Effet_de_Serre_GES_methodologie_et_calcul_d'indicateurs_appliques_a_une_collectivite_territoriale_le_cas_de_Clermont_Auvergne_Metropole/links/6372af482f4bca7fd05daa4f/Bilan-Gaz-a-Effet-de-Serre-GES-methodologie-et-calcul-dindicateurs-appliques-a-une-collectivite-territoriale-le-cas-de-Clermont-Auvergne-Metropole.pdf.
- [2] B. Sarad, D. Karine, Luis, and Marie, "A review on recent standalone and grid integrated hybrid renewable energy systems: System optimization and energy management strategies," *Renewable Energy Focus*, vol. 46, pp. 103-125, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.06.001>.
- [3] O. Lanre, M. Saad, M. S. Ismail, and M. Moghavvemi, "Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 821-835, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>.
- [4] T. Kataray *et al.*, "Integration of smart grid with renewable energy sources: Opportunities and challenges – A comprehensive review," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 58, p. 103363, 2023/08/01/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103363>.
- [5] L. Chr, D. Chemisana, and C. Cristofari, "Smart grids and smart technologies in relation to photovoltaics, storage systems, buildings and the environment," *Renewable Energy*, vol. 185, pp. 1376-1391, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.11.019>.
- [6] S. Landry, *Des réseaux hybrides grace à la consigne de puissance adaptive*. BBA.Inc, 2016.
- [7] G. Emilio and P. Giuditta, "Chapter 2 - Impact of Renewable Energy Sources and Energy Storage Technologies on the Operation and Planning of Smart Distribution Networks," in *Operation of Distributed Energy Resources in Smart Distribution Networks*, Z. Kazem and N. Sayyad Eds.: Academic Press, 2018, pp. 25-48.
- [8] A. C. Şerban and M. D. Lytras, "Artificial Intelligence for Smart Renewable Energy Sector in Europe—Smart Energy Infrastructures for Next Generation Smart Cities," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 77364-77377, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2990123.

- [9] W. Imane, M. Abdelilah, H. Abdelhakim, H. Omar, and Joeri, "Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 18, p. 100226, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100226>.
- [10] G. Dileep, "A survey on smart grid technologies and applications," *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 2589-2625, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.092>.
- [11] O. Bamisile *et al.*, "Towards renewables development: Review of optimization techniques for energy storage and hybrid renewable energy systems," (in eng), *Heliyon*, vol. 10, no. 19, p. e37482, Oct 15 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e37482.
- [12] "IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers," *IEEE Std 2030.7-2017*, pp. 1-43, 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8340204.
- [13] Hydro-Québec, "Microréseau de Lac-Mégantic," 2022. [Online]. Available: <https://www.hydroquebec.com/microreseau-lac-megantic/>.
- [14] AIE, "Feuille de route technologique - Réseaux intelligents," *AIE, Paris*, 2011. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-smart-grids>, . Licence : CC BY 4.0.
- [15] A. M. Barbosa, P. Rotella Junior, L. C. S. Rocha, A. d. S. Barbosa, and I. Bolis, "Optimization methods of distributed hybrid power systems with battery storage system: A systematic review," *Journal of Energy Storage*, vol. 97, p. 112909, 2024/09/10/ 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112909>.
- [16] Q. Hassan, S. Algburi, A. Z. Sameen, H. M. Salman, and M. Jaszczur, "A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications," *Results in Engineering*, vol. 20, p. 101621, 2023/12/01/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101621>.
- [17] S. Ferlito, S. Ippolito, C. Santagata, P. Schiattarella, and G. Di Francia, "A Study on an IoT-Based SCADA System for Photovoltaic Utility Plants," *Electronics*, vol. 13, no. 11, p. 2065, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2079-9292/13/11/2065>.
- [18] Mathworks, "MATLAB et Simulink pour les micro-réseaux, les réseaux intelligents et les infrastructures de recharge," 2025. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/solutions/electrification/microgrid-smart-grid-charging-infrastructure.html>.
- [19] X. Liu, P. Wang, and P. C. Loh, "A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 278-286, 2011, doi: 10.1109/TSG.2011.2116162.
- [20] L. B. a. K. K. C. Meje, "Microgrids control strategies: A survey of available literature," *International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE), Kuching, Malaysia*, pp. pp. 167-173, 2020, doi: 10.1109/ICSGCE49177.2020.9275651.
- [21] R. H. Lasseter, "MicroGrids," 2002.

- [22] L. Chrifi-Alaoui, S. Drid, M. Ouriagli, and D. Mehdi, "Overview of Photovoltaic and Wind Electrical Power Hybrid Systems," *Energies*, vol. 16, no. 12, p. 4778, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/12/4778>.
- [23] L. Kasprzyk *et al.*, "Optimization of a PV-Wind Hybrid Power Supply Structure with Electrochemical Storage Intended for Supplying a Load with Known Characteristics," *Energies*, vol. 13, no. 22, p. 6143, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/22/6143>.
- [24] A. M. Hava, U. Ayhan, and V. V. Aban, "A DC bus capacitor design method for various inverter applications," in *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 15-20 Sept. 2012, pp. 4592-4599, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342196.
- [25] M. Farrokhabadi *et al.*, "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.
- [26] D. Kumar, F. Zare, and A. Ghosh, "DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 12230-12256, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2705914.
- [27] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, *Power electronics: converters, applications, and design*. John Wiley & sons, 2003.
- [28] S. Qobad, N. Mobin, and B. Hassan, "Microgrid Dynamic Modeling: Concepts and Fundamentals," in *Microgrids: Dynamic Modeling, Stability and Control*: IEEE, 2024, pp. 15-78.
- [29] A. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtouen, "Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system," *Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 1214-1222, 2011/02/01/ 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.024>.
- [30] R. Dufo-Lopez, I. R. Cristobal-Monreal, and J. M. Yusta, "Stochastic-heuristic methodology for the optimisation of components and control variables of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems," *Renewable Energy*, vol. 99, pp. 919-935, 2016.
- [31] S. M. Fayza *et al.*, "Optimal sizing of smart hybrid renewable energy system using different optimization algorithms," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 4935-4956, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.03.197>.
- [32] 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, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2673-4117/4/2/84>.
- [33] R. Hidalgo-León *et al.*, "A survey of battery energy storage system (BESS), applications and environmental impacts in power systems," 2017.
- [34] G. Tembo, "Overview of the microgrid concept and its hierarchical control architecture," *International Journal of Engineering Research & Technology*, vol. 5, no. 03, 2016.

- [35] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, "Microgrids management," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54-65, 2008, doi: 10.1109/MPE.2008.918702.
- [36] M. A. Hossain, H. R. Pota, M. J. Hossain, and F. Blaabjerg, "Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 109, pp. 160-186, 2019/07/01/2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.038>.
- [37] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [38] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. John Wiley & Sons, 2011.
- [39] H. Abu-Rub, M. Malinowski, and K. Al-Haddad, *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications*. Wiley, 2014.
- [40] M. Jamil, Rizwan, M., & Kothari, D.P, *Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems*, 1st Edition ed. (CRC Press). Boca Raton, 2017.
- [41] S. A. Gonzalez, S. A. Verne, and M. I. Valla, *Multilevel converters for industrial applications*. CRC Press, 2013.
- [42] A. Gupta, S. Doolla, and K. Chatterjee, "Hybrid AC–DC Microgrid: Systematic Evaluation of Control Strategies," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3830-3843, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2727344.
- [43] F. Nejabatkhah and Y. W. Li, "Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 7072-7089, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2384999.
- [44] H. Xiao, A. Luo, Z. Shuai, G. Jin, and Y. Huang, "An Improved Control Method for Multiple Bidirectional Power Converters in Hybrid AC/DC Microgrid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 340-347, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2469758.
- [45] D. Q. Oliveira *et al.*, "A critical review of energy storage technologies for microgrids," *Energy Systems*, 2021/07/23 2021, doi: 10.1007/s12667-021-00464-6.
- [46] W. M. Nkouna, M. F. Ndiaye, and M. L. Ndiaye, "Management of Intermittent Solar and Wind Energy Resources: Storage and Grid Stabilization," in *Sustainable Energy Access for Communities : Rethinking the Energy Agenda for Cities*, A. Fall and R. Haas Eds. Cham: Springer International Publishing, 2022, pp. 109-118.
- [47] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. d. Vicuna, and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [48] R. Lasseter, "Smart Distribution: Coupled Microgrids," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 1074-1082, 07/01 2011, doi: 10.1109/JPROC.2011.2114630.
- [49] A. B. Kanase-Patil, R. P. Saini, and M. P. Sharma, "Integrated renewable energy systems for off grid rural electrification of remote area," *Renewable Energy*, vol. 35,

- no. 6, pp. 1342-1349, 2010/06/01/ 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.10.005>.
- [50] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, "Defining control strategies for MicroGrids islanded operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916-924, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873018.
- [51] G. L. (IED), "Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale," 2013, Art no. Rapport IEA-PVPS T9-13:2013.
- [52] Z. Dafeng *et al.*, "Energy trading in microgrids for synergies among electricity, hydrogen and heat networks," *Applied Energy*, vol. 272, p. 115225, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115225>.
- [53] A. M. Adil and Y. Ko, "Socio-technical evolution of Decentralized Energy Systems: A critical review and implications for urban planning and policy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 1025-1037, 2016/05/01/ 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.079>.
- [54] T. Ahmad *et al.*, "Artificial intelligence in sustainable energy industry: Status Quo, challenges and opportunities," *Journal of Cleaner Production*, vol. 289, p. 125834, 2021/03/20/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.125834>.
- [55] Q. Hassan, S. Algburi, A. Z. Sameen, H. M. Salman, and M. Jaszczur, "A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications," *Results in Engineering*, p. 101621, 2023.
- [56] 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.
- [57] K. M. Kabir and S. Binzaid, "Enhancing Reliability and Performance of Hybrid (PV and SEGP) Energy Island Microgrid Systems for Community Modernization," in *2024 IEEE Third International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 26-28 April 2024 2024, pp. 589-592, doi: 10.1109/ICPEICES62430.2024.10719201.
- [58] R. K. Akikur, R. Saidur, H. W. Ping, and K. R. Ullah, "Comparative study of stand-alone and hybrid solar energy systems suitable for off-grid rural electrification: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 738-752, 2013/11/01/ 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.043>.
- [59] E. S. Sreeraj, K. Chatterjee, and S. Bandyopadhyay, "Design of isolated renewable hybrid power systems," *Solar Energy*, vol. 84, no. 7, pp. 1124-1136, 2010/07/01/ 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.03.017>.
- [60] D. Emad, M. A. El-Hameed, and A. A. El-Fergany, "Optimal techno-economic design of hybrid PV/wind system comprising battery energy storage: Case study for a remote area," *Energy Conversion and Management*, vol. 249, p. 114847, 2021/12/01/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114847>.
- [61] arkolia. [Online]. Available: <https://arkolia.com/analyse-detaillee-dune-cellule-photovoltaïque/>.

- [62] A. Labouret and M. Viloz, *Energie solaire photovoltaïque*. Dunod, 2006.
- [63] A. software, "Cellules photovoltaïques : qu'est-ce que c'est et comment fonctionnent-elles," *Biblus*, 2025. [Online]. Available: <https://biblus.accasoftware.com/fr/cellules-photovoltaïques-quest-ce-que-cest-et-comment-fonctionnent-elles/>.
- [64] E. météorologique, "Caractérisation du rayonnement solaire local," 2024. [Online]. Available: <https://weatherspark.com/y/147242/Average-Weather-at-Trois-Rivieres-Quebec-Canada-Year-Round#Sections-SolarEnergy>.
- [65] P. Mohanty, K. R. Sharma, M. Gujar, M. Kolhe, and A. N. Azmi, "PV System Design for Off-Grid Applications," in *Solar Photovoltaic System Applications: A Guidebook for Off-Grid Electrification*, P. Mohanty, T. Muneer, and M. Kolhe Eds. Cham: Springer International Publishing, 2016, pp. 49-83.
- [66] O. Gergaud, "Energy modeling and economic optimization of a hybrid wind/photovoltaic system coupled with the grid and associated an accumulator
Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2002. [Online]. Available: <https://theses.hal.science/tel-00439079>
- [67] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [68] W. Ely, "Étude et gestion d'un système hybride éolien- photovoltaïque autonome," Thèse et mémoire (Mémoire) 2023. [Online]. Available: <https://depot-e.uqtr.ca/id/eprint/10901>.
- [69] T. Eswar and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [70] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963-973, 2005, doi: 10.1109/TPEL.2005.850975.
- [71] M. T. Vaichémé, "Modélisation et simulation d'un système de stockage intégré dans un micro-réseau autonome solaire-éolien," *Université du Québec en Abitibi*, 2019. [Online]. Available: <https://depositum.uqat.ca/id/eprint/818>.
- [72] F. A. Mohammed, M. E. Bahgat, S. S. Elmasry, and S. M. Sharaf, "Design of a maximum power point tracking-based PID controller for DC converter of stand-alone PV system," *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 9, no. 1, p. 9, 2022/05/11 2022, doi: 10.1186/s43067-022-00050-5.
- [73] A. A. Stephen, K. Musasa, and I. E. Davidson, "Voltage Rise Regulation with a Grid Connected Solar Photovoltaic System," *Energies*, vol. 14, no. 22, p. 7510, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/22/7510>.
- [74] P. Nema, R. Nema, and S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review," *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2096-2103, 10/01 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.10.006.
- [75] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley, 2013.
- [76] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, no. 2, pp. 289-298, 2009. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2032-6653/3/2/289>.
- [77] A. Talha and K. Ameer, "Modélisation Et Commande D'un Générateur Photovoltaïque Muni D'un Régulateur MPPT," 11, 2009.
- [78] X. Jiang., "Analyse Comparatif Convertisseur Electricite Electrique Elevateur Energie Etude," Mémoire, Université du Québec à Trois-Rivières, 2020. [Online]. Available: <https://depot-e.uqtr.ca/id/eprint/9075>
- [79] (2024). *2024G242F, Tracer la voie vers une réussite collective*. [Online] Available: <https://www.hydroquebec.com/a/energie-eolienne/index.html>
- [80] M. Taïki Vaïtchemé, "Modélisation et simulation d'un système de stockage intégré dans un micro-réseau autonome solaire-éolien," Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2019.
- [81] B. W. Y. Lang, et N. Zargari,, "Wind Power Technology: State of the art," *IEEE Canadian Review*, vol. No.56, pp. pp. 10-17, Décembre 2017 2017.
- [82] T. Zidelmal, "Modèle de prédiction et de commande de la machine synchrone à aimants permanents: application dans les aérogénérateurs," Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2015.
- [83] W. Ely, "Étude et gestion d'un système hybride éolien-photovoltaïque autonome," Université du Québec à Trois-Rivières, 2023.
- [84] S. Ameziane, S. Drid, and N. Nait-Said, *Implantation Expérimentale d'un M.P.P.T Pour un Système de Génération Hybride Solaire- Eolien*. 2010.
- [85] A. Khlaief, "Contribution to sensorless vector controlled permanent magnet synchronous machine (PMSM)
- Contribution à la commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants permanents (MSAP)," Aix-Marseille Université, 2012. [Online]. Available: <https://theses.hal.science/tel-00814276>
- [86] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, "Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions," *Applied Energy*, vol. 85, no. 10, pp. 968-987, 2008/10/01/ 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.02.012>.
- [87] A. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtouen, "Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system," *Energy*, vol. 36, pp. 1214-1222, 02/01 2011, doi: 10.1016/j.energy.2010.11.024.
- [88] V. M. Fthenakis and H. C. Kim, "Photovoltaics: Life-cycle analyses," *Solar Energy*, vol. 85, pp. 1609-1628, 08/01 2011, doi: 10.1016/j.solener.2009.10.002.

- [89] B. S. N. Lyazid, "Commande d'un redresseur triphasé à MLI," *Thèse (mémoire)*, p. 71, 24 septembre 2014. [Online]. Available: <https://dspace.ummto.dz/server/api/core/bitstreams/ac150be5-498e-4182-b000-8c3a995580d2/content>.
- [90] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1184-1194, 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.833453.
- [91] G. Abad, J. Lopez Taberna, M. Rodriguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. 2011, pp. 619-625.
- [92] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems: Teodorescu/Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. 2011.
- [93] S. A. E. M. Ardjoun, "Commande d'un système d'énergies renouvelables Multisources relié au réseau électrique," 2016.
- [94] G. Zubi, R. Dufo-López, M. Carvalho, and G. Pasaoglu, "The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, pp. 292-308, 2018/06/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.002>.
- [95] J. POWER. "La fabrication des cellules LiFePO4." <https://jujupower.fr/la-fabrication-de-cellules-fer-phosphate/> (accessed).
- [96] O. Park, C. Yonghyun, S. Lee, H.-C. Yoo, H.-K. Song, and J. Cho, "Who will drive electric vehicles, olivine or spinel?," *Energy Environ. Sci.*, vol. 4, pp. 1621-1633, 04/28 2011, doi: 10.1039/C0EE00559B.
- [97] M. S. H. Lipu *et al.*, "A review of state of health and remaining useful life estimation methods for lithium-ion battery in electric vehicles: Challenges and recommendations," *Journal of Cleaner Production*, vol. 205, pp. 115-133, 2018/12/20/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.065>.
- [98] J. Vetter *et al.*, "Ageing mechanisms in lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 147, no. 1, pp. 269-281, 2005/09/09/ 2005, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.01.006>.
- [99] Y. Nishi, "Lithium ion secondary batteries; past 10 years and the future," *Journal of Power Sources*, vol. 100, no. 1, pp. 101-106, 2001/11/30/ 2001, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(01\)00887-4](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)00887-4).
- [100] B. Scrosati and J. Garche, "Lithium batteries: Status, prospects and future," *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 9, pp. 2419-2430, 2010/05/01/ 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.11.048>.
- [101] K. Merabet, "Commande mu d'un onduleur triphasé basée sur la dispersion de la tension triphasée," *Université du québec*, 2011.
- [102] H. Nikos, "Intelligent Local Controllers," in *Microgrids: Architectures and Control*: IEEE, 2014, pp. 81-116.

Annexe A – Données techniques des composants

Annexe A.1 Modules photovoltaïques Trina Solar 355 Wc

Mono **Multi** Solutions
Corner Protection

DUOMAX

MODULE

TSM-PEG14.40

72 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

320-335W
POWER OUTPUT RANGE

17.1%
MAXIMUM EFFICIENCY

0/+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina Solar as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Product And System Certificates

IEC 61215/IEC 61701/UL 1703/IEC 61701/IEC 62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse Gas Emissions Verification
OHSAS 18001: Occupational Health and Safety Management System






Trina solar



Improved durability

- Anti PID
- Reduced soiling due to natural cleaning
- Increased module robustness to minimize micro-cracks

Enhanced safety

- Fire class A certified by TUV Rheinland according to fire test IEC 61730-2 / MST 23
- Certified for fire type 13 (UL 1703)

Increased value

- 1,500 V system voltage reduces BOS costs by increased string length
- 30 year linear warranty
- 0.5% annual degradation

Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- All modules have to pass electroluminescence (EL) inspection
- PID resistant
- 1000V UL/1500V IEC certified

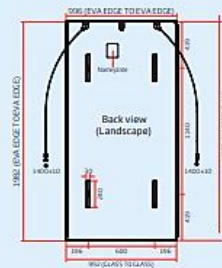
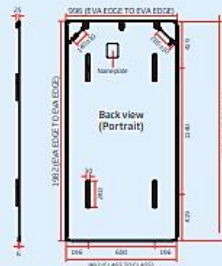
Certified to withstand challenging environmental conditions

- Module coating resistant to sand, acid, and alkali
- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

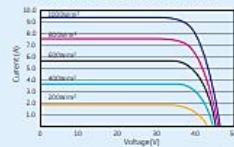
DUOMAX

TSM-PEG14.40

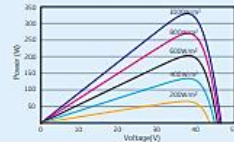
DIMENSIONS OF PV MODULE
TSM-PEG14.40
(unit: mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (335W)



P-V CURVES OF PV MODULE (335W)



ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-320 PEG14.40	TSM-325 PEG14.40	TSM-330 PEG14.40	TSM-335 PEG14.40
Peak Power Watts- P_{max} (W) [*]	320	325	330	335
Power Output Tolerance- P_{max} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	37.2	37.4	37.6	37.8
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	8.60	8.69	8.78	8.87
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	45.9	46.1	46.2	46.4
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	9.07	9.14	9.23	9.30
Module Efficiency η_p (%)	16.3	16.6	16.8	17.1

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
*Measuring tolerance: ±2%

ELECTRICAL DATA @ NOCT	TSM-320 PEG14.40	TSM-325 PEG14.40	TSM-330 PEG14.40	TSM-335 PEG14.40
Maximum Power- P_{max} (W)	238	241	244	250
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	34.4	34.7	34.8	35.2
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	6.92	6.94	7.02	7.11
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	42.6	42.6	42.7	43.2
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	7.32	7.38	7.45	7.51

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156.75 × 156.75 mm
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1978 × 992 × 6 mm 1982 × 996 × 6 mm with edge banding 1984 × 998 × 7.5 mm with corner protector (Std) [*]
Weight	28.0 kg
Front Glass	2.5 mm, high transparency, AR coated and heat strengthened glass
EVA	White
Back Glass	2.5 mm, heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	IP67 rated or IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² Portrait: 140/295 mm, Landscape: 1400/1400 mm
Connector	EU Countries: TS4/UTX, Non-EU Countries: QC4/TS4

^{*} Do not combine with slide-in solutions.

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2K)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.41%/K
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.32%/K
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.05%/K

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
30 year Linear Performance Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 660 pieces

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC) 1000VDC (UL)
Max Series Fuse Rating**	15 A
Mechanical Load*	5400 Pa
Wind Load*	2400 Pa

*Max. mechanical loading values depend on the mounting method applied and only camps approved by Trina Solar should be used.
** DO NOT connect fuse in combiner box with two or more strings in parallel connection.

MORE OPTIONS

Compact AR (Anti-reflective) coating
POE (Polyolefin Elastomer) foil

TSM-EN-2017-A

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
© 2017 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
www.trinasolar.com

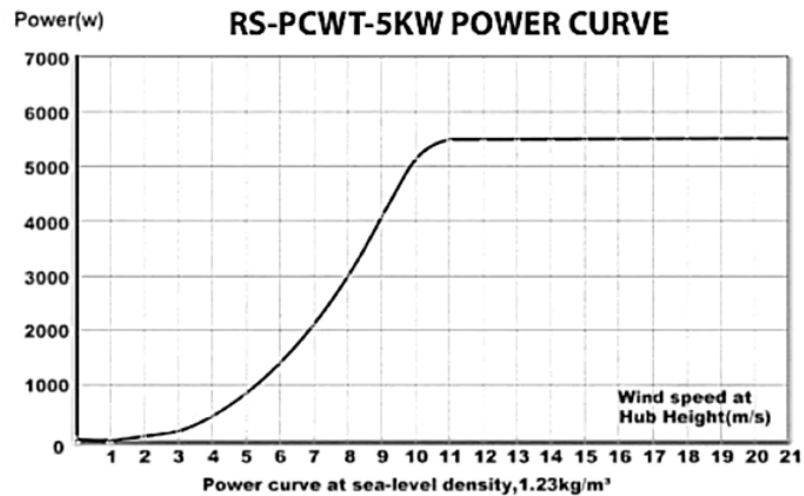
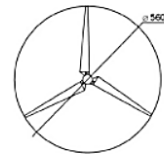
https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_TSM_PEG1440_datasheet_A_20170

2_K1.pdf

Annexe A.2 Éolienne Rocksolar 5 kW

Technical specification

Model	RS-PCWT-5KW
Performance	
Rated Power	5KW
Max Power	6KW
Start Wind Speed	2.5m/s(5.59mph)
Rated Wind Speed	10m/s(22.37mph)
Working Wind Speed	3-30m/s(6.71-67.2 mph)
Safety Wind Speed	60m/s(133.8mph)
Physical Parameters	
Blades Length	2.5M(8.2ft)
Blades Rotor Diameter	5.6M(18.37ft)
Blades Material &Quantity	FRP /3PCS
Mill Weight	400kg
Swept Area	24 m ²
Tower Height	28m,Hot dip galvanized
Generator Parameters	
Rated Speed	240 RPM
Rated Working voltage	DC400V/DC240V
Start Torque	<0.3N.M
Generator Type	Three-phase permanent AC magnet generator
Wind Answering Method	Up wind+yawing
Stop Method	Pitch brake + active yaw
Speed Mode	Pitch + active yaw + electromagnetic brake
Protection Grade	IP54
Working Temperature	-20--+50℃



: Puissance de l'Éolienne RS-PCWT-5KW en Fonction de la Vitesse du Vent

Annexe B – Données de simulation MATLAB/Simulink

Annexe B.1 – Modèle Simulink du Sous-système photovoltaïque

La figure ci-dessous présente le modèle global du sous-système photovoltaïque simulé sous MATLAB/Simulink R2024b. Il comprend le champ photovoltaïque, le convertisseur Boost, la batterie de stockage LiFePO₄ (96 V), le convertisseur DC/AC (onduleur), ainsi que la charge RL de 8 kW. Ce modèle permet d'évaluer la dynamique de la tension, du courant et de la puissance délivrée en fonction de l'irradiance solaire.

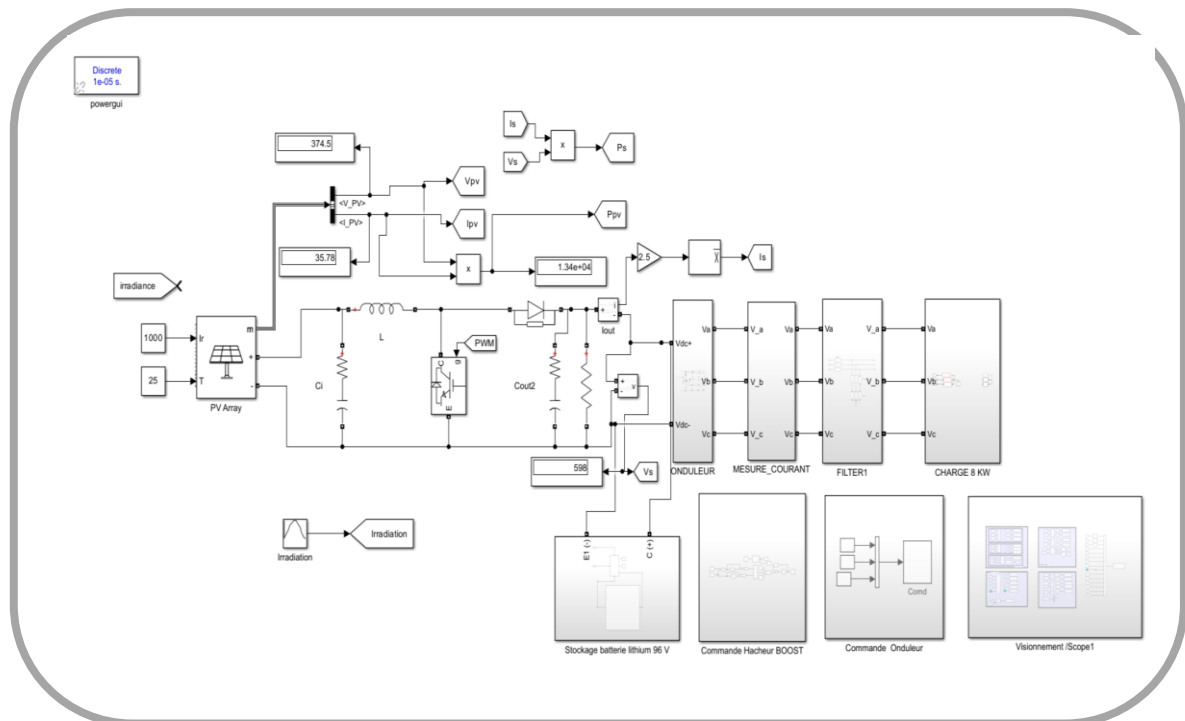


Figure A-2-1: Modèle Simulink du sous-système photovoltaïque avec batterie LiFePO₄ (96 V)

Annexe B.2 – Modèle Simulink du sous-système éolien (PMSG 5 kW)

La figure ci-dessous présente le modèle détaillé de la chaîne de conversion éolienne développée sous MATLAB/Simulink. Ce modèle comprend la turbine, la génératrice synchrone à aimants permanents (PMSG), le redresseur triphasé commandé, le filtre L-C et la commande vectorielle (FOC) pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT)

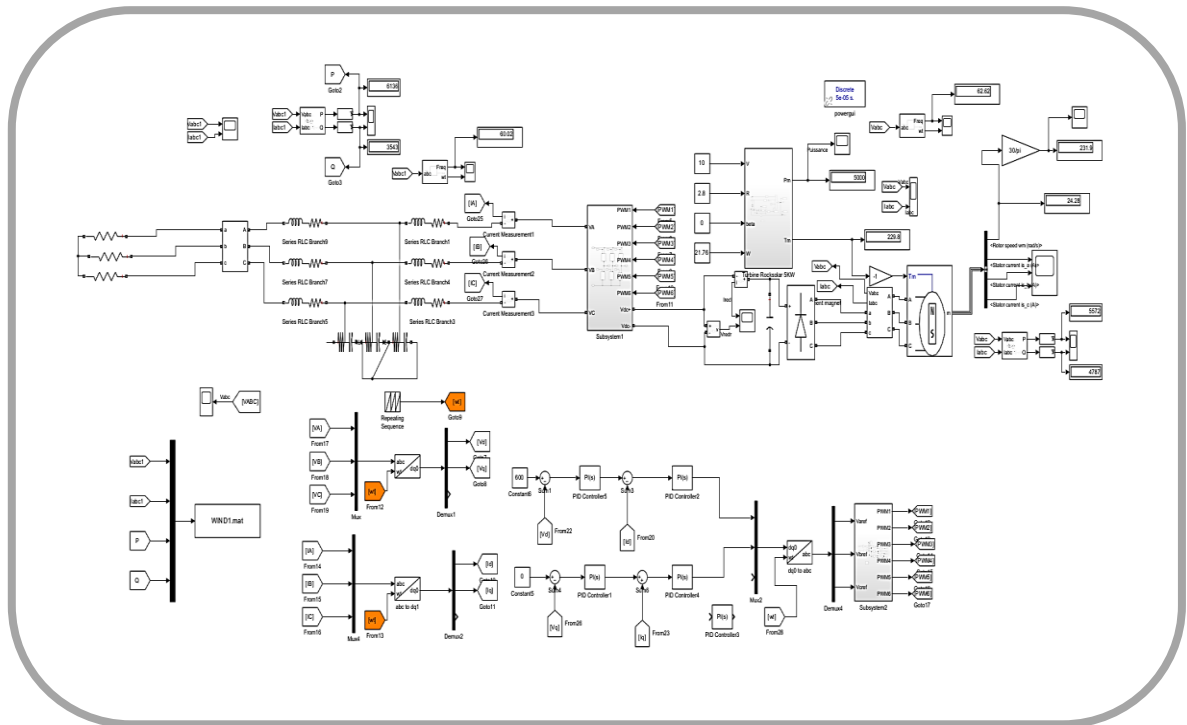


Figure A-2 1 : Modèle Simulink du sous-système éolien à génératrice synchrone à aimants permanents (PMSG)

Annexe B.3-Schéma Simulink du système de stockage par batteries (BDC Control et batterie intégrée au bus DC de 600 V)

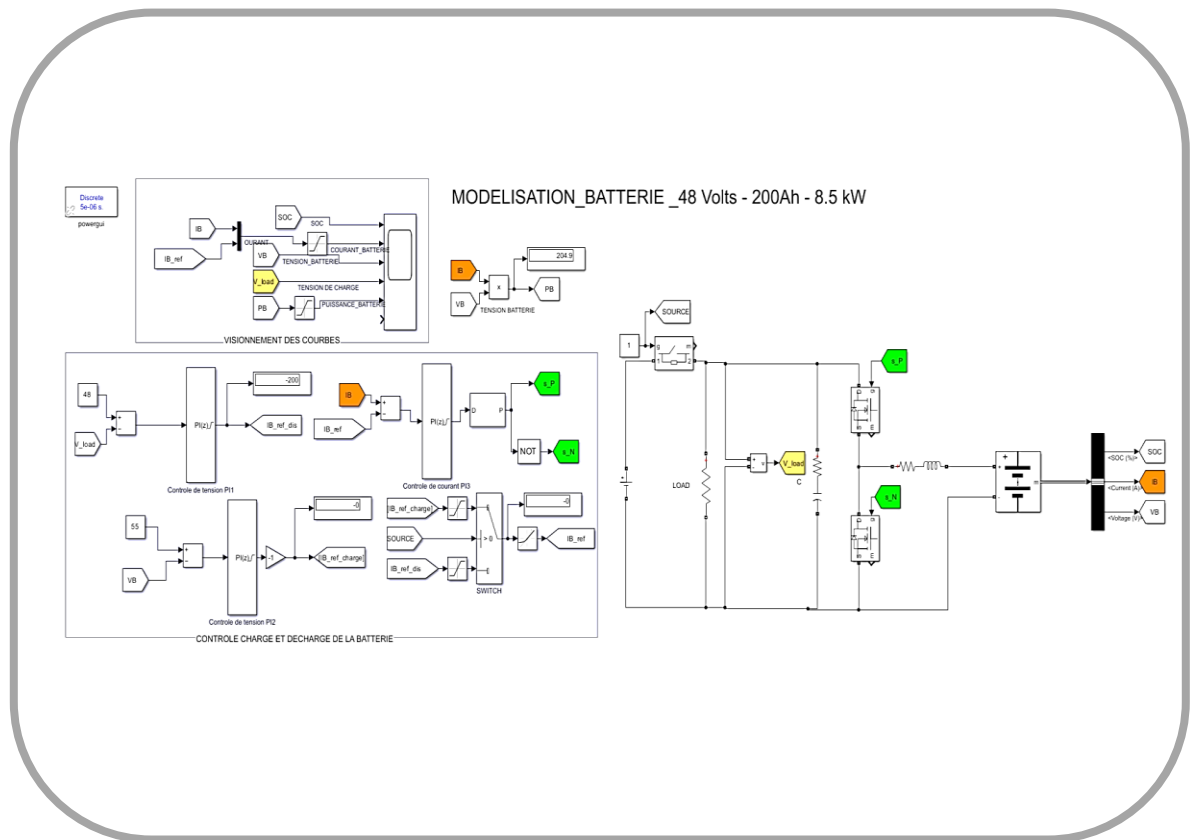


Schéma Simulink du système de stockage par batteries (BDC Control et batterie intégrée au bus continu de 600 V

Annexe B.4- Modèle Simulink de l'onduleur triphasé commandé par modulation de largeur d'impulsion (PWM)

