

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN ABITIBI
TÉMISCAMINGUE

**CONCEPTION ET ANALYSE DES PERFORMANCES D'UN
CONTRÔLEUR FLOU POUR UN SYSTÈME DE RÉGLAGE
DE TENSION AUTOMATIQUE**

MÉMOIRE
PRÉSENTÉ

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAITRISE EN INGÉNIERIE

PAR
HAITAM ALILOUCH

Mars 2020



BIBLIOTHÈQUE

CÉGEP DE L'ABITIBI-TÉMISCAMINGUE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN ABITIBI-TÉMISCAMINGUE

Mise en garde

La bibliothèque du Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue et de l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue (UQAT) a obtenu l'autorisation de l'auteur de ce document afin de diffuser, dans un but non lucratif, une copie de son œuvre dans [Depositum](#), site d'archives numériques, gratuit et accessible à tous. L'auteur conserve néanmoins ses droits de propriété intellectuelle, dont son droit d'auteur, sur cette œuvre. Il est donc interdit de reproduire ou de publier en totalité ou en partie ce document sans l'autorisation de l'auteur.

Warning

The library of the Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue and the Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue (UQAT) obtained the permission of the author to use a copy of this document for nonprofit purposes in order to put it in the open archives [Depositum](#), which is free and accessible to all. The author retains ownership of the copyright on this document. Neither the whole document, nor substantial extracts from it, may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

Résumé

Ce mémoire porte sur le contrôle de la tension lors de l'insertion des systèmes de Générations d'Énergie Renouvelable (GER) spécifiquement sur les éoliennes et les panneaux solaires (PV). Le contrôle des GER est nécessaire quand ils sont connectés aux réseaux de distribution (Basse Tension BT) ou dans des réseaux isolés dans le but de garder la stabilité et la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. L'objectif d'insertion de ces GERs est de compenser la puissance manquante quand l'installation principale ne peut pas fournir cette énergie.

Une pénétration trop élevée de puissance entraîne des problèmes de surtension, selon la situation de charge de réseau. Cette pénétration peut conduire au non-respect des normes autorisées par le code électrique. Dans un premier temps, une étude faite sur les deux types de GERs éolienne-PV, ainsi leur schéma de commande correspondants aux flux de puissance active et réactive. Ensuite, une nouvelle méthode de contrôle est développée pour la régulation auto-adaptative basée sur l'accouplement du bloc d'adaptation de consigne et les réglages en mode P/Q et P/V. La conception du bloc d'adaptation est basée sur la logique floue.

Quatre scénarios seront étudiés et simulés :

- Deux éoliennes raccordées au réseau BT à deux emplacements différents.
- Deux panneaux solaires raccordés au réseau BT à deux emplacements différents.
- Le combiné des deux GERs raccordés au réseau de distribution.
- Le combiné des deux GERs raccordés au réseau autonome.

De nombreuses simulations sont présentées et montrent bien l'efficacité du contrôleur.

Mots clés : smart grid, éolienne, panneau solaire, réseau basse tension, logique floue.

Abstract

This work focuses on voltage control when connecting Renewable Energy Generation (REG) systems specifically on wind turbines and solar panels (PV). The control of REG is necessary when they are connected to distribution networks (Low Voltage LV) or in isolated networks to maintain the stability and quality of the energy supplied to the consumers. The purpose of inserting these GERs is to compensate for the missing power when the main installation cannot supply this energy.

Too high-power penetration leads to overvoltage problems, depending on the grid load situation. This penetration can lead to a violation of the standards permitted by the electrical code. As a first step, a study was made on the two types of wind-PV GERs, as well as their control scheme corresponding to the active and reactive power flows. Then, a new control method is developed for self-adaptive control based on the coupling of the setpoint adaptation block and the P/Q and P/V mode settings. The design of the adaptation block is based on fuzzy logic.

Four scenarios will be studied and simulated:

- Two wind turbines connected to the LV grid at two different locations.
- Two solar panels connected to the LV grid at two different locations.
- The combination of the two GERs connected to the distribution network.
- The combination of the two GERs connected to the autonomous network.

Many simulations are presented and show the efficiency of the controller.

Keywords: smart grid, wind, solar panel, low voltage grid, fuzzy logic.

Remerciement

Je tiens à remercier en premier lieu mon Directeur de Recherche le Pr Fouad Slaoui Hasnaoui (Ing. Ph.D), professeur titulaire à l'UQAT de m'avoir orienté dans mes travaux, pour le temps qu'il m'a consacré tout au long de cette période et l'aide qu'il m'a apportée lors des différents suivis, et de répondre à toutes mes interrogations.

Je remercie très chaleureusement l'ensemble du personnel du département de l'école de génie de l'UQAT: professeurs, techniciens et secrétaires et pour m'avoir bien encadré et documenté pour atteindre mes objectifs.

Je dédie ce travail aussi à ma famille, dont ma mère et mon père qui ont tant sacrifié pour que je réussisse, mon frère et ma sœur et aussi mes amis qui m'ont soutenu de près ou de loin afin que ce projet puisse voir le jour.

TABLE DES MATIÈRES

Résumé	i
Abstract	
iii	
Remerciement	iv
TABLE DES MATIERES	v
LISTE DES FIGURES.....	viii
LISTE DES TABLEAUX	xi
LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES.....	xii
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
REVENUE DE LA LITTÉRATURE	3
PROBLÉMATIQUE	7
Objectif générale et spécifiques.....	9
MÉTHODOLOGIE DÉTAILLÉE	10
CHAPITRE 1 : LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	12
1.1. Généralités sur les réseaux électriques.....	12
1.2. La production d'énergie électrique	12
1.2.1 Types de production d'énergie.....	13
1.2.2 Les sources d'énergie non renouvelables.....	13
1.2.3 Les sources d'énergie renouvelables.....	16
1.2.4 La cogénération.....	25
1.3 Impacts de l'énergie sur l'environnement.....	26
1.4 Développement de la production d'énergie	27
1.5 Adoption des sources d'énergie renouvelable au Canada	27
1.6 Conclusion	29
CHAPITRE 2 : OUTILS DE MODÉLISATION DES GÉNÉRATEURS	
D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DU RÉGULATEUR DE	
CONTRÔLE.....	30
2.1 Introduction.....	30
2.2 Générateur d'énergie de type panneau solaire	30
2.2.1. Module et système de cellule photovoltaïque.....	32
2.2.2. Type d'utilisation d'un générateur d'énergie PV.....	33
2.2.3. Modèle mathématique.....	34
2.2.4. Modèle simplifier.....	35
2.2.5. Modèle photovoltaïque avec une seule diode et une résistance en série.....	36
2.2.6. Modèle photovoltaïque avec résistances en série et en parallèle	37
2.2.7. Maximum de puissance.....	39
2.2.7.1. Méthode Hill Climbing/Perturb&Observe.	40
2.2.8. Configuration et raccordement dans le réseau électrique	42
2.2.8.1. Onduleur central	43
2.2.8.2. L'onduleur « rangée »	43
2.2.8.3. Le hacheur « rangée ».....	44
2.2.8.4. L'onduleur modulaire	44
2.3 Générateur d'énergie de type éolien.....	45
2.3.1. Différents types d'aérogénérateurs	46

2.3.1.1.	Éoliennes à axe horizontal.....	46
2.3.1.2.	Éolienne à axe vertical.....	47
2.3.2.	Puissance récupérable par une éolienne.....	48
2.3.3.	Régulation de la puissance d'une éolienne.....	50
2.3.3.1.	Topologies pour convertisseur d'énergie éolienne.....	52
2.4	La théorie de la logique floue.....	54
2.4.1.	Théorie des ensembles flous.....	54
2.4.2.	La logique floue.....	56
2.4.3.	Fuzzification.....	61
2.4.4.	L'inférence.....	62
2.4.5.	Défuzzification.....	64
2.5	Conclusion.....	66
CHAPITRE 3 : DESCRIPTION DE DIFFÉRENTS TYPE DE RÉGULATEUR DE TENSION.....		67
3.1	Introduction.....	67
3.2	Importance de réglage de la tension et de la fréquence dans les réseaux électriques.....	67
3.2.1.	La tenue de la tension.....	67
3.2.2.	La tenue de la fréquence.....	68
3.3	Différents types de réglage.....	68
3.3.1.	Régulateur automatique de tension « Automatic Voltage Regulator (AVR) ».....	68
3.3.2.	Régulateur de facteur de puissance « Power factor (PF) ».....	71
3.3.3.	Régulateur de puissance réactive (VAR).....	72
3.3.4	Types de réglage de tension par onduleur.....	73
3.3.4.1	Le réglage en tension et en puissance active ou mode P/V.....	74
3.3.4.2	Le réglage en puissance active et réactive ou mode P/Q.....	75
3.4.	Mode de réglage P/Q pour GER de type PV.....	75
3.4.1	Dynamique et limitations.....	75
3.4.2	Régulateur en mode P/Q.....	76
3.5.	Mode de réglage P/V pour GER de type PV.....	79
3.6.	Mode de réglage P/Q pour GER de type éolien.....	81
3.6.1	Dynamique et limitations.....	81
3.7	Régulateur en mode P/V pour GER de type éolien.....	83
CHAPITRE 4 : DÉVELOPPEMENT DES BLOCS D'ADAPTATION DE CONSIGNE		85
4.1	Développement des blocs d'adaptation de consigne.....	85
4.1.1.	Bloc d'adaptation pour le régulateur P/Q.....	85
4.1.1.1	Fuzzification des entrées (V, Q).....	85
4.1.1.2	L'inférence du bloc d'adaptation.....	87
4.1.1.3	Défuzzification.....	88
4.1.2	Bloc d'adaptation pour le régulateur P/V.....	88
4.1.2.1	Fuzzification des entrées (V, Q).....	89
4.1.2.2	L'inférence du bloc d'adaptation.....	89
4.1.3	Contrôleur logique floue (CLF) pour un onduleur.....	90
4.1.3.1	Fuzzification des entrées.....	90
4.1.3.2	L'inférence du CLF.....	91
4.1.3.3	Défuzzification.....	92

4.2	Conclusion	92
CHAPITRE 5 : SIMULATIONS ET DISCUSSIONS		93
5.1	Introduction.....	93
5.2	Simulations des scénarios	93
5.2.1.	Scénario 1	93
5.2.2.	Scénario 2	95
5.2.3.	Scénario 3	98
5.2.4.	Scénario 4	99
5.3	Conclusion	101
CONCLUSION.....		102
BIBLIOGRAPHIE		103
Annexe A		108
Annexe B		109
Annexe C		109
Annexe D		110
Annexe E		111

LISTE DES FIGURES

Figure 1	: Définition des zones d'action.	8
Figure 1-1	: Schéma du réseau de transport.	12
Figure 1-2	: Centrales thermiques à flamme [71].	14
Figure 1-3	: Centrale à turbine à combustion [71].	15
Figure 1-4	: Centrale à cycles combinés [71].	15
Figure 1-5	: Centrale nucléaire [71].	16
Figure 1-6	: Centrale de type lac [71].	18
Figure 1-7	: La géométrie.	19
Figure 1-8	: Centrale marémotrice [71].	20
Figure 1-9	: fermes hydroliennes [71].	21
Figure 1-10	: Système solaire photovoltaïque [71].	21
Figure 1-11	: Systèmes solaires thermiques [71].	22
Figure 1-12	: Fermes éoliennes terrestres [71].	23
Figure 1-13	: fermes éoliennes marines [71].	24
Figure 1-14	: La cogénération.	25
Figure 1-15	: Ordres de grandeur des émissions directes et indirectes de CO ₂ par kW/h d'électricité produit selon les différentes technologies.	26
Figure 2-1	: L'effet PV convertit l'énergie photonique en tension à travers la jonction P-N.	31
Figure 2-2	: Construction de base d'une cellule photovoltaïque avec des caractéristiques d'amélioration des performances.	32
Figure 2-3	: Un module est constitué de plusieurs cellules photovoltaïques et plusieurs modules forment un système.	33
Figure 2-4	: Installation d'un système PV autonome [43].	33
Figure 2-5	: Installation d'un système PV raccordé au réseau [43].	34
Figure 2-6	: Différents schémas équivalents d'une cellule PV.	34
Figure 2-7	: Cellule PV idéale avec une seule diode.	35
Figure 2-8	: Modèle de circuit avec une seule diode et une résistance en série.	36
Figure 2-9	: Modèle de circuit PV mono-diode avec des résistances séries et parallèles.	38
Figure 2-10	: Modèle de circuit PV double diodes avec des résistances séries et parallèles.	38
Figure 2-11	: Caractéristique de la courbe de puissance d'un générateur PV.	40
Figure 2-12	: Algorithme de la Perturbation et Observation.	42
Figure 2-13	: Configuration centrale.	43
Figure 2-14	: Configuration Onduleur « rangée ».	44
Figure 2-15	: Configuration hacheur « rangé ».	44
Figure 2-16	: Configuration « Onduleur modulaire ».	45
Figure 2-17	: type d'éolienne.	45
Figure 2-18	: Composition d'une éolienne à axe horizontal.	46
Figure 2-19	: Vue intérieure d'une nacelle.	47
Figure 2-20	: Éolienne à axe vertical.	47
Figure 2-21	: Type d'éolienne à axe vertical.	48
Figure 2-22	: Le tube d'extraction d'énergie d'une éolienne [23].	48

Figure 2-23 : le coefficient de puissance du rotor.	49
Figure 2-24 : coefficient pour différent type d'éoliennes- graphique [40].	50
Figure 2-25 : Configuration commune pour la production d'énergie éolienne [57].	51
Figure 2-26 : Topologies électroniques de puissance communes pour un convertisseur d'énergie éolienne.	53
Figure 2-27 : Fonction d'appartenance floue triangulaire.	58
Figure 2-28 : Fonction d'appartenance floue trapézoïdale.	59
Figure 2-29 : Structure de base d'un contrôleur logique floue.	60
Figure 2-30 : Ensembles flous ou fonctions d'appartenances.	62
Figure 2-31 : Définition d'une table d'inférence.	63
Figure 2-32 : méthode d'inférence SOM-PROD.	64
Figure 2-33 : Fonctionnement de la méthode SOM-PROD.	64
Figure 2-34 : Fonctionnement de la méthode SOM-PROD.	65
Figure 2-35 : Fonctionnement de la méthode barycentre des maxims.	65
Figure 2-36 : Fonctionnement de la méthode du centre de gravité.	66
Figure 3-1 : Modèle du système AVR.	70
Figure 3-2 : Schéma bloc de la fonction de transfert de l'AVR.	70
Figure 3-3 : Schéma bloc de la fonction de transfert d'un système AVR avec PID.	71
Figure 3-4 : Modèle de régulation de facteur de puissance (PF).	72
Figure 3-5 : Modèle de régulateur du facteur de puissance (VAR).	72
Figure 3-6 : Bilan de puissance.	73
Figure 3-7 : Schéma de base d'un système de génération connecté par onduleur.	74
Figure 3-8 : Plage normalisée ($\pm 5\%$) de la tension phase-phase (V) [63].	75
Figure 3-9 : Schéma global du contrôle en mode P/Q pour un panneau solaire [44].	76
Figure 3-10 : Schéma de fonctionnement du PLL avec le régulateur P/Q [63].	77
Figure 3-11 : Schéma de fonctionnement du PLL avec le régulateur P/Q [63].	78
Figure 3-12 : Schéma global du contrôle en mode P/V pour un panneau solaire [44].	80
Figure 3-13 : Boucle de régulation de la tension.	80
Figure 3-14 : Représentation de l'inductance X intervenant dans l'expression de $G3$ [63].	80
Figure 3-15 : schéma global d'un producteur d'énergie de type éolien [44].	82
Figure 3-16 : Modèle d'un générateur de type éolien contrôlé en puissance [44].	83
Figure 3-17 : Modèle d'un générateur de type éolien contrôlé en puissance et en tension [44].	83
Figure 4-1 : bloc d'adaptation de la consigne de la puissance réactive.	85
Figure 4-2 : Régime de fonctionnement du bloc d'adaptation.	86
Figure 4-3 : Ensembles flous utilisés lors de l'étape de fuzzification pour la puissance réactive.	86
Figure 4-4 : Ensembles flous utilisés lors de l'étape de fuzzification pour la tension.	87
Figure 4-5 : Représentation tridimensionnelle de l'évolution de la consigne Q en fonction des entrées.	88
Figure 4-6 : bloc d'adaptation de la consigne de la tension.	89
Figure 4-7 : Représentation tridimensionnelle de l'évolution de la consigne V en fonction des entrées.	90
Figure 4-8 : Schéma global de fonctionnement du CLF.	90
Figure 4-9 : Ensembles flous utilisés lors de l'étape de fuzzification.	91

Figure 4-10 : Représentation tridimensionnelle de l'évolution de la sortie en fonction des entrées.	92
Figure 5-1 : réseau BT simulé avec une éolienne raccordée au nœud 9 et 11.	93
Figure 5-2 : Tensions obtenues dans la zone B en utilisant le bloc d'adaptation en amont de réglage en mode P/Q.	94
Figure 5-3 : Tensions obtenues pour la zone A en utilisant le bloc d'adaptation en amont de réglage en mode P/Q.	94
Figure 5-4 : Profil de puissance active et réactive au nœud 11 après et avant la régulation.	95
Figure 5-5 : Profil de puissance active et réactive au nœud 10 après et avant la régulation.	95
Figure 5-6 : Raccordement de deux panneaux solaires au nœud 4 et 11 dans un réseau BT.	96
Figure 5-7 : Tensions obtenues pour la zone A en utilisant le bloc d'adaptation en amont du réglage en mode P/V.	96
Figure 5-8 : Tensions obtenues pour la zone B par la simulation du bloc d'adaptation en amont du réglage en mode P/V.	96
Figure 5-9 : Profil de puissance active et réactive au nœud 11 après et avant la régulation.	97
Figure 5-10 : Profil de puissance active et réactive au nœud 5 après et avant la régulation.	97
Figure 5-11 : Profil de tension après la régulation au nœud 5.	98
Figure 5-12 : Raccordement d'un panneau solaire et une éolienne via un onduleur dans le réseau de distribution BT.	98
Figure 5-13 : Tensions obtenues pour la zone B après insertion d'un panneau solaire et une éolienne raccordée au nœud 11 via un onduleur contrôlé par CLF (Contrôleur logique floue).	99
Figure 5-14 : Réseau autonome hybride avec un panneau solaire et une éolienne raccordée au nœud 6 et 11.	100
Figure 5-15 : Les tensions obtenues dans la première zone du réseau autonome par la simulation d'un panneau solaire et une éolienne au nœud 6 et 11.	100
Figure 5-16 : Les tensions obtenues dans la deuxième zone du réseau autonome par la simulation d'un panneau solaire et une éolienne au nœud 6 et 11.	101

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Résumé de l'algorithme Hill Climbing et P&Q.	41
Tableau 3.1 : Fonction de transfert et limites des paramètres du système AVR.	71
Tableau 3.2 : Caractéristiques de la tension dans le réseau nord-américain.	75
Tableau 4.1 : Tableau d'inférence du bloc d'adaptation.	87
Tableau 4.2 : Tableau d'inférence du régulateur.	91
Tableau 5.1 : Paramètres du transformateur HT/BT.	108
Tableau 5.2 : Paramètres des lignes du réseau.	108
Tableau 5.3 : Paramètres des charges.	109

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

- ρ : la densité de l'air (kg/m^3).
- v : la vitesse du vent (m/s).
- φ_1 : Déphasage sans compensation.
- φ_2 : Déphasage avec compensation.
- ε : la différence entre la puissance de consigne et la puissance mesurée.
- a : la surface de balayage des pâles (m^2).
- A : le facteur d'idéalité.
- BNEF : Bloomberg New Énergie Finance
- BT : Basse Tension
- CCG : Cycle Combiné Gaz
- CLF : Contrôleur Logique Floue.
- GER : Générateur d'Énergie Renouvelable.
- HT : Haute Tension
- I_0 : Le courant de saturation de polarisation inverse de la diode (A).
- I_{01} : le courant de saturation inverse dû à la diffusion.
- I_{02} : le courant de saturation inverse dû à la recombinaison dans la couche de charge locale.
- I_{CC} : le courant de court-circuit (A).
- I_d et I_q : Composantes directe et quadratique du courant produit par le producteur (A).
- I_{PV} : Le courant généré par l'incidence de la lumière (A).
- K : la constante de BOLTZMANN (JK^{-1}).
- K_i : le coefficient intégral.
- K_p : le coefficient proportionnel.
- LFC : Lit Fluidisé Circulant
- MPPT : Maximum Power Point Tracking
- MT : Moyenne Tension
- N_s : nombre de cellules connectées en série d'un module.
- OST : Onduleur de Source de Tension
- P : La puissance active transitant dans le poste source (W).

- P_v : la puissance disponible dans le vent (W).
- P&O : Perturbe & Observe
- PPM : Point de Puissance maximal
- P_r : puissance réelle extraire par les pâles (W).
- PV : Photovoltaïque
- q : la charge d'un électron (Kg).
- Q : La puissance réactive transitant dans le poste source (VAR).
- $R\Omega$: La vitesse linéaire périphérique en bout de pôle (Tours/minute).
- S_1 : Puissance apparente avant compensation d'énergie réactive (VA).
- S_2 : Puissance apparente après compensation d'énergie réactive (VA).
- STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage
- T : la température de la jonction P-N (C°).
- T_a : la constante de temps du système amplificateur (S).
- TAC : Turbines À Combustion
- T_e : la constante de temps de l'excitatrice (S).
- T_g : la constante de temps du générateur (S).
- T_s : la constante de temps du capteur (S).
- V_{CO} : la tension de circuit ouvert (V).
- V_T : la tension thermique d'un module PV (V).
- V_d et V_q : Composantes directe et quadratique de la tension mesurée au point de raccordement, dans le référentiel de Park (V).

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La tendance actuelle de la fourniture de l'énergie électrique favorise les sources d'énergie décentralisées et renouvelables. Ainsi, que les coûts des combustibles et les réglementations environnementales plus strictes. De plus, la construction de grandes centrales électriques est économiquement irréalisable dans de nombreuses régions. En outre, dans certaines régions, comme les zones rurales, il pourrait y avoir une insuffisance de la capacité des sous-stations et/ou des lignes de distribution. Ainsi, l'intérêt pour les Générateurs d'Énergies Renouvelables (GER) tels que les micro-turbines, le photovoltaïque et les piles à combustible d'une capacité comprise entre 1 kW et 10 MW a connu une forte croissance et la structure de l'alimentation électrique est soumise à des changements radicaux. En outre, certaines lois d'incitation à l'utilisation des énergies renouvelables ont également encouragé une approche plus décentralisée de la fourniture d'électricité.

Les GERs peuvent aider à améliorer la qualité de l'électricité et la flexibilité et l'extensibilité de l'alimentation électrique, maintenir la stabilité du système, optimiser le système de distribution, réduire les coûts de transport et de distribution qui sont tous d'un grand intérêt pour les compagnies d'électricité. L'intérêt pour les GERs ne se limite pas aux services publics d'électricité, il est également intéressant pour les clients, car il peut être utilisé pour alimenter en cas d'interruption de la ligne ou du poste primaire ou en cas d'interruptions programmées. Du point de vue de la réduction des émissions par rapport aux centrales électriques traditionnelles, GERs est également intéressant pour les entreprises.

Les différentes sources de production sont :

- Technologies conventionnelles : telles que les moteurs diesel;
- Technologies émergentes : comme les micro-turbines ou les piles à combustible;
- Technologies renouvelables : telles que les petites éoliennes, le photovoltaïque ou les petites Hydro-turbines.

La formulation des objectifs de ce mémoire s'inscrit dans le contexte d'une méthode de contrôle de la production d'énergie électrique pour les réseaux de distribution composés d'une centrale et plusieurs GERs. Comme on constate que la nouvelle tendance est de

construire de petites stations de distribution combinées avec plusieurs GERS au lieu de grandes centrales électriques, cette question particulière est posée : comment la production d'électricité peut-elle être contrôlée dans un système de distribution électrique ? Ce qui rend ce sujet un peu compliqué, comme le fait d'avoir une réponse lente et leurs caractéristiques distinctives,

Une perturbation typique d'un petit système peut être le passage en mode îlot ou la commutation d'une charge en mode îlot. Dans cette situation, un régulateur de la puissance est nécessaire, l'objectif ultime serait le contrôle des différents GERS du système, de manière que ce régulateur assure la stabilité du réseau.

L'objectif principal de cette étude est de proposer une méthode de réglage de la tension et de la puissance ou en d'autres termes, une méthode permettant d'exploiter la capacité des producteurs d'énergie renouvelable.

Ce mémoire est synthétisé de manière explicite par les points suivants :

- Étudie les différentes méthodes de contrôle pour la tension, la puissance active et réactive;
- Analyse de l'impact de l'insertion des GERS sur la stabilité du réseau de distribution et les installations isolées ou bien les réseaux autonomes;
- Proposer une méthode de contrôle pour les GERS afin de respecter les normes de la tension du code électrique.

Les travaux seront donc développés en cinq chapitres :

Le premier chapitre présente les différents types de producteurs d'énergie électrique. Ainsi, leur impact environnemental et le développement des énergies renouvelable dans les dernières années.

Le deuxième chapitre présente en détail les deux sources d'énergie utilisée dans ce mémoire qui sont producteur d'énergie de type éolien et panneau solaire. Par la suite, une présentation de la logique floue, ces étapes et le fonctionnement.

Troisième chapitre consiste a présenté les différents types de réglage de tension et de puissance pour les producteurs d'énergie de type éolien et panneau solaire.

Quatrième chapitre est dédié pour le développement et la conception des blocs d'adaptation de consigne en amont des régulateurs P/Q ou P/V.

Cinquième chapitre présent les résultats des simulations de différent scénarios d'insertion des GERS au réseau de distribution.

Pour terminer, une conclusion clôture ce mémoire.

REVENUE DE LA LITTÉRATURE

Au cours des dernières décennies, plusieurs pays se sont concentrés sur la recherche et le développement de la production d'énergies renouvelables dans le but de remplacer partiellement les sources énergétiques.

D'importants projets d'intégration de la production d'énergie ont été lancés dans le monde entier. Cependant, ces nouveaux producteurs ont des effets non négligeables sur les réseaux de distribution auxquels ils sont raccordés et qui n'ont pas été conçus à cette fin. Dans de nombreux pays, la déréglementation des systèmes électriques n'en est actuellement qu'à un stade intermédiaire avant d'arriver à une déréglementation plus poussée.

Le raccordement de certains systèmes de production (panneau solaire, piles à combustible) exige un dispositif d'électronique de puissance (onduleur). Cet appareil peut dégrader la qualité de l'énergie en injectant des harmoniques. Cette dégradation doit être prise en compte et étudiée afin de quantifier les problèmes éventuels des utilisateurs et de trouver des solutions appropriées (filtres passifs et/ou actifs).

La problématique de la régulation de la tension dans les réseaux électriques en présence de production d'énergie est un phénomène relativement nouveau. Les ouvrages scientifiques sur le sujet sont assez peu nombreux par rapport à d'autres questions concernant les réseaux. En 1978, Mr K. Rogger a étudié les problèmes liés à la rupture de l'énergie électrique depuis la mise en service des lignes à haute tension [2].

Quelques années plus tard, de nombreuses études ont été menées sur la construction des réseaux BT et MT. De plus, en 1991, A. Croguennec et C. Corroyer ont étudié les défauts qui perturbent ces réseaux et le système de leur protection (coordination) [3], [4], [5].

En 1993, des études étaient faites sur la régulation (tension, puissance et fréquence) et l'exploitation des réseaux et de transport par P. Bornard et M. Pavard [7].

En 1996, Irshad Nainar a présenté un système de contrôle basé sur la logique floue pour réguler le flux du trafic d'un ensemble d'intersections. Un contrôleur de circulation à logique floue adaptative est proposé pour ajuster la répartition des feux de circulation réelle des intersections [13].

En 1997, M. Reza Emami, présente une approche systématique de modélisation et du contrôle des systèmes complexes par logique floue. Dans cette méthodologie proposée, un

contrôle d'un système robotisé à partir des données d'entrées-sorties sans avoir besoin d'informations de départ [14].

En 1999, D. Cortinas et Juston ont expliqué que le raccordement de générateurs d'énergie aux réseaux a pour effet de modifier les flux énergétiques (puissance) et donc les profils de tension. En revanche, ils ont suggéré un positionnement optimal des générateurs dans un réseau qui conduit à une amélioration du profil de tension [16].

À partir des années 2000, l'organisme de GIE IDEA (Groupement d'intérêts Économique Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir) ils ont mis l'œil sur la problématique du raccordement des générateurs d'énergie aux réseaux électriques, dans le cadre des réglages des tensions et l'optimisation des flux de puissance réactive.

En 2000 J.F. Canard, P.P. Barker et R.W. DE Mello ont étudié l'impact d'un producteur d'énergie dispersée dans les réseaux. Ainsi, ils ont proposé une optimisation des gains existants dans la réglementation pour une meilleure stabilité et l'optimisation du régime de tension en présence d'un générateur [18] et [20].

En 2002, R. Cairo a développé un algorithme qui a pour but une optimisation hybride (continue et discrète) de coordination et de réduire l'impact de l'insertion d'un producteur sur la tension. De plus, l'algorithme permet aussi d'avoir une gestion optimale des flux de puissance tout en minimisant les pertes Joule dans les lignes [25].

En 2003, A.E. Kiprakis et A. Robin Wallace ont développé un algorithme de contrôle hybride qui régule automatiquement la tension et le facteur de puissance [28].

En 2005, C.D. Pham a développé un algorithme génétique pour trouver l'emplacement optimal des indicateurs de passage de défaut (IPD) dans les réseaux haute tension (HT), ces IPD permettent de détecter et localiser les défauts dans le réseau [33]. La même année, V. Galdi, A. Piccolo, P. Siano, examine le contrôle et les performances dynamiques des petits groupes électrogènes interconnectés avec des onduleurs, y compris les systèmes photovoltaïques, les éoliennes et les petites turbines qui peuvent fournir de l'énergie électrique sur un site plus proche du client et réduire les coûts de transport et de distribution [37].

En 2006, O. Richardot propose une transposition des principes de transmission CST (Contrôle Secondaire de Tension) et CTC (Contrôle de Tension Coordonné) au réseau de distribution afin de gérer efficacement la gestion de la puissance réactive dans le cadre des

contrôles primaires et secondaires de tension des réseaux de transport [36]. Ainsi, Daniel J. Sullivan applique la compensation VAR statique pour résoudre les problèmes de réglage de tension et de la performance dynamique dans un réseau électrique [38].

En 2009, Thanh Luong Le propose une méthode de réduction hybride, qui permet au Gestionnaire de réseau de distribution (GRD) de diminuer le nombre d'éléments connectés et par conséquent, le temps de simulation du réseau de distribution. Cette méthode permet l'analyse critique et d'urgence en temps réel du réseau de distribution [51].

En 2010, une étude faite par V. D Tran Khanh sur le calcul du déséquilibre de tension dans les réseaux triphasés interconnectés avec des générateurs décentralisés monophasés. Cette méthode est basée sur l'approche de réduction de l'ordre d'impédance et l'identification de la direction de flux de la puissance [55].

En 2012, Chia-Hung Lin, propose une méthode de contrôle de la tension basé sur une stratégie de réduction de la puissance active pour réduire l'injection d'énergie du panneau solaire (PV) pendant l'irradiation solaire de pointe afin de prévenir les dépassements de tension et d'augmenter le niveau de pénétration de PV dans une ligne de distribution [57].

Dans la même année, S. Panda et all ont conçu et analyse les performances du contrôleur PID (Proportionnel Intégral Dérivé) pour un système de régulation automatique de tension (AVR) utilisant l'algorithme PSO (Particle Swarm Optimization) aussi appelé MOL (Many Optimizing Liaisons) [59].

En 2013, C. Hsu et all applique une analyse de flux de charge pour déterminer la capacité d'installation maximale des systèmes photovoltaïques. Cette méthode est basée sur le contrôle de puissance active et réactive pour augmenter la pénétration dans les réseaux de distribution [61].

En 2014, A. Chauhan et R. Saini présentent une étude détaillée de diverses questions liées à la production d'électricité à partir d'un système intégré d'énergie renouvelable. Ces questions sont liées aux configurations d'intégration, aux options de stockage, aux méthodes de dimensionnement et au contrôle des systèmes pour la gestion des flux de puissance [62].

En 2015, A. Ganesh, propose une nouvelle méthode qui combine le MARS et le contrôle logique floue avec la planification du gain en prenant le courant comme paramétré de retour dans le but de réaliser le partage et la gestion d'énergie [64].

En 2017, une nouvelle technique de contrôle a été proposée par Raghu Thumu. Cette méthode basée sur le contrôle logique floue et l'algorithme génétique pour contrôler le flux d'énergie et traiter les problèmes de qualité de l'énergie qui se produisent lorsqu'un producteur de types panneau solaire est intégré au réseau électrique [68].

PROBLÉMATIQUE

Actuellement, les opinions publiques commencent à se soucier de la question du changement climatique et les gouvernements se mobilisent pour protéger l'environnement. En outre, le protocole de Kyoto, qui a pour objet de diminuer les émissions mondiales de gaz à effet de serre, favorise une augmentation significative des sources d'énergie renouvelable.

Ces évolutions récentes majeures affectant l'industrie énergétique se traduisent aujourd'hui par une décentralisation croissante de la production qui s'intègre dans les réseaux de distribution. Ces productions sont le fait d'une multitude de producteurs autonomes.

La présence des producteurs d'énergie n'était pas aussi importante pour impacter l'équilibre et la stabilité des réseaux électriques.

Actuellement, le nombre de producteurs d'énergie renouvelable augmente année après année, alors que les investissements dans les réseaux électriques sont en baisse. Cependant, en dehors d'une certaine masse critique, les GER ont des effets négatifs sur le bon fonctionnement des réseaux. Les principaux points négatifs sont :

- Des impacts sur le fonctionnement des protections dus à la modification des transits de puissance et des courants de court-circuit;
- Déstabilisation du système électrique;
- Apparition des flux d'énergie réactive;
- Risque de congestion;
- Des impacts sur les niveaux de tension;
- Fermeture des grandes centrales;
- Chute de tension ou surtension non permise par le code électrique;
- Des impacts sur la stabilité des réseaux et sur les temps critiques d'élimination de défauts.

Parmi les problèmes cités, on va se concentrer sur la régulation de la chute et la surtension non permise par le code électrique. Ainsi, les GERs disposés sur une partie du réseau peuvent participer au réglage de tension, cependant certaines questions se posent :

- Qui décide de changer les valeurs de consigne de ces GERs ?
- De combien? (La quantité nécessaire pour ramener la tension dans les limites admissibles).

- Quand et combien de temps ? (Le moment et la durée de changement).

Notre approche du contrôle de tension sera donc locale, autrement dit n'utilisant aucune communication pour une coordination entre les GERs. Ainsi, nous nous sommes focalisés, dans un premier temps, sur le problème de la chute et surtension vu de la GER, c'est-à-dire au nœud de connexion de la production. En effet, s'il est possible de contrôler la GER efficacement, il peut être possible d'effacer le problème de tension engendré par celle-ci.

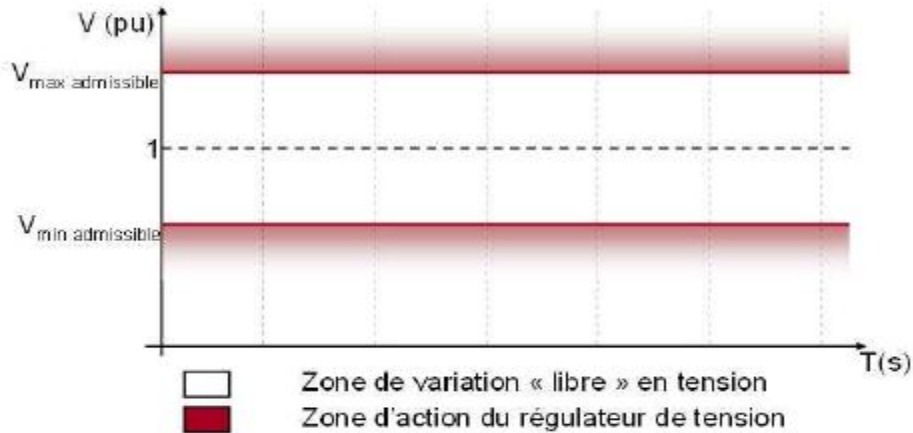


Figure 1 : Définition des zones d'action.

La figure 1 présente le principe de fonctionnement de la première approche du contrôle. Sur les réseaux de distribution, des limites contractuelles sont fixées ($\pm 10\%$ en HTA, $\pm 5\%$ en BT), le gestionnaire s'engage à maintenir en moyenne la tension du réseau dans cette fenêtre. Pour cela, la stratégie de régulation adoptée est de produire des puissances de consigne tant que la tension mesurée au nœud de connexion de la GER ne sort pas de la fenêtre contractuelle, et de réguler la tension pour la conserver au niveau des limites admissibles. De plus, les contrôles développés en puissance et en tension vont nous servir de base pour réaliser ce type de régulateur. La prise de décision des consignes de puissance et de tension va être modélisée par la logique floue sous la forme d'un bloc d'adaptation de consigne.

Objectif générale et spécifiques

- **Objectif général**

L'objectif principal de cette étude est de régulariser la tension lors du raccordement d'un GER aux réseaux de distribution.

- **Objectifs spécifiques**

Dans le but de régulariser la tension du réseau, on va fixer certains objectifs pour le développement du régulateur auto-adaptatif :

- ✓ Étudie les deux GER (éolienne et panneau solaire) leur raccordement, le comportement et les différents réglages de tension, puissance ;
- ✓ Concevoir un système de réflexion de prise de décision à l'aide de la logique floue afin de changer la consigne des régulateurs de tension et de puissance réactive pour les deux modes de réglage en puissance active/réactive et en tension et puissance active ;
- ✓ Simulation d'un réseau de distribution et un réseau autonome avec la présence des sources d'énergie (éolienne, panneau solaire et le combiné des deux).

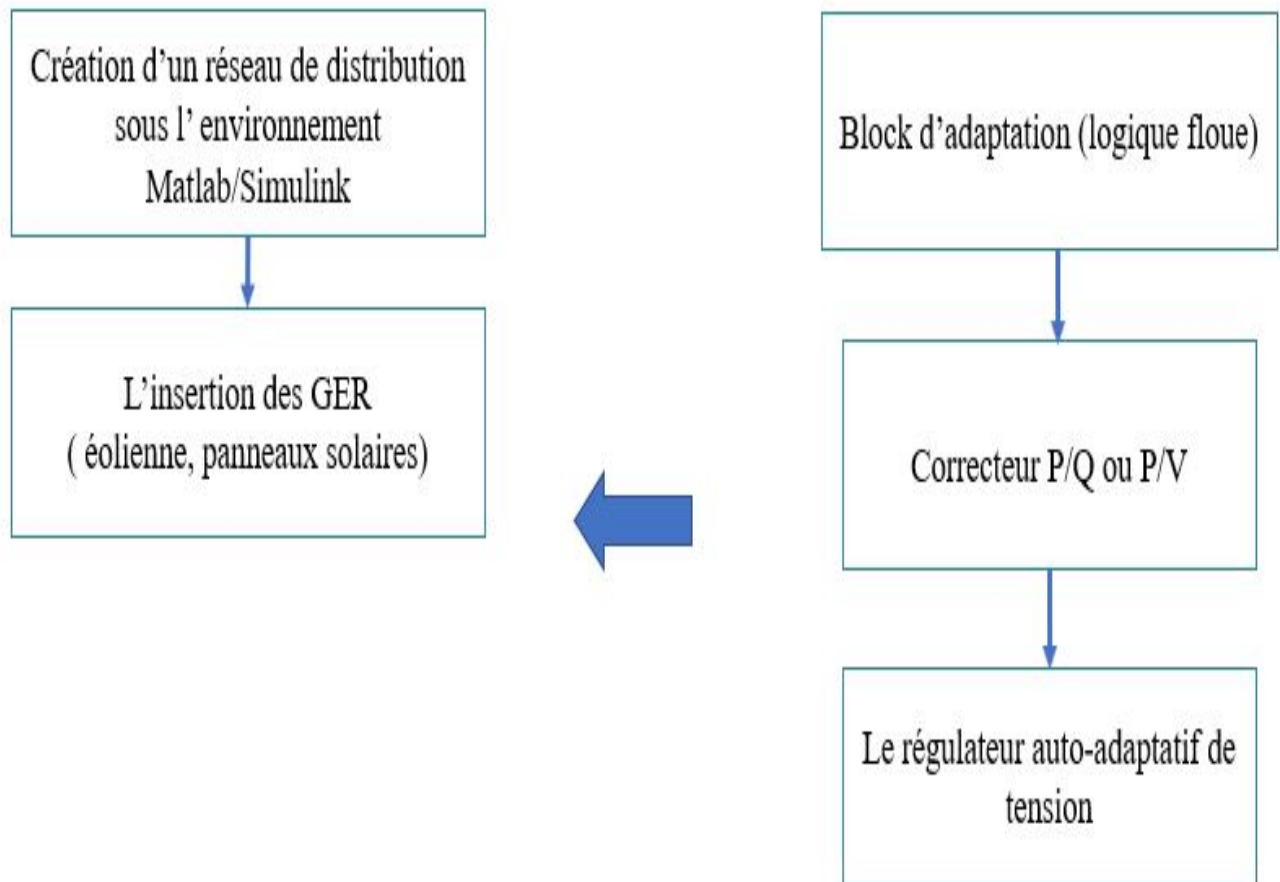
MÉTHODOLOGIE DÉTAILLÉE

- **L'approche scientifique**

Ce projet de recherche, il s'agit d'une étude sur la régulation de tension quand des sources énergies renouvelables entres dans la production de l'énergie électrique. Dans un second temps, nous nous sommes concentrés sur le contrôle de tension perturbé, en appliquant la logique floue dans la conception du régulateur auto-adaptative. Ce dernier doit être capable de s'adapter à tous les scénarios possibles

- **Démarche suivie.**

Le diagramme schématique suivant montre en quelque sorte les voies et la démarche qui seront empruntées afin d'atteindre les objectifs du projet :



Pour finaliser ce travail, nous avons imposé plusieurs scénarios pour avoir un système qui s'adapte aux pointes de fonctionnement critiques.

- **Le matériel**

Dans ce projet, nous avons utilisé des simulations sur le logiciel Matlab/Simulink pour présenter l'impact des GERS sur le réseau de distribution et les résultats de la régulation auto-adaptatif.

- **Les résultats attendus**

À la fin du projet, nous serons en mesure de fournir les résultats basés sur les simulations, selon des scénarios qu'on va adopter (éolienne, panneau solaire, le combiné des deux et leur positionnement) au niveau de la charge et de la production d'énergie électrique.

- **Retombées**

L'objectif principal du projet c'est d'introduire l'énergie éolienne et l'énergie solaire en fonction dans les réseaux électriques de distribution en diminuant la production des énergies combustibles fossiles et l'énergie nucléaire afin de protéger l'environnement.

CHAPITRE 1 : LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1.1 Généralités sur les réseaux électriques

Le réseau électrique peut se définir comme l'infrastructure permettant la mise en relation entre la production d'électricité et les usages finaux. Il permet d'acheminer l'énergie électrique, en étant la structure clé des systèmes électriques, c'est-à-dire des ensembles interconnectés production – transport/distribution – consommation. Ce réseau est principalement constitué des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble de la production, transport et consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

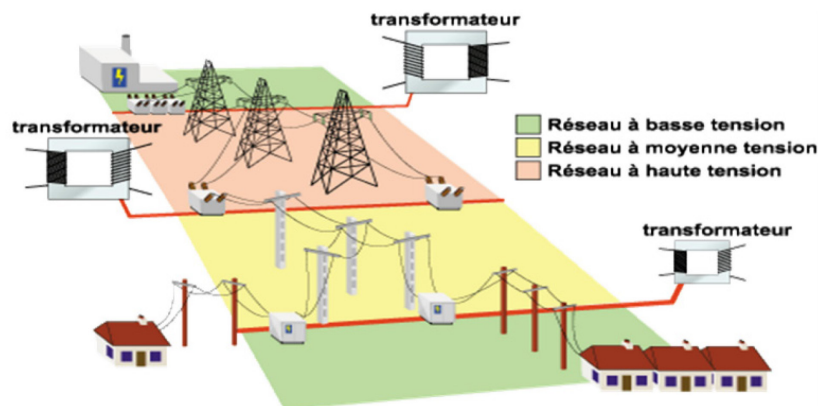


Figure 1-1 : Schéma du réseau de transport.

1.2 La production d'énergie électrique

La production d'électricité permet de mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique, à tout moment. La production d'électricité se fait depuis la fin du 19^{ème} siècle à partir de différentes sources d'énergie primaires. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydraulique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse, généralement grâce à des générateurs électriques entraînés soit par une machine thermique. L'électricité est difficilement stockable en grande quantité, la production de l'énergie électrique est directement liée à la consommation.

À long terme, la production d'électricité a tendance à augmenter légèrement chaque année pour répondre graduellement à l'accroissement de la demande. Les producteurs canadiens augmenteront leur capacité de production. Les sources de ces nouvelles capacités d'approvisionnement dépendront des décisions politiques et opérationnelles des gouvernements et des producteurs d'énergie. Dernièrement les états insistent au déploiement des énergies renouvelables dans la production de l'électricité. Il s'agit d'intégrer des actifs de production d'énergie renouvelable en autoconsommation (solaire thermique et/ou photovoltaïque, production de chaleur à partir de biomasse ou de biogaz, géothermie ...), pour permettre aux industriels de réduire leur empreinte carbone, de diversifier leur mix énergétique et de réduire leur dépendance par rapport aux énergies fossiles, ce qui doit permettre une meilleure maîtrise des budgets liés à l'énergie sur le long terme.

1.2.1 Types de production d'énergie

Il existe trois différentes technologies de production d'énergie :

- Les sources d'énergie non renouvelables ;
- Les sources d'énergie renouvelables ;
- Cogénération.

1.2.2 Les sources d'énergie non renouvelables

Les énergies non renouvelables sont issues de sources dont les stocks s'épuisent, car ils se renouvellent moins vite qu'on ne les consomme. Actuellement, pratiquement 80 % de l'énergie totale consommée dans le monde est d'origine non renouvelable.

Il existe deux types de sources d'énergie non renouvelables (ou épuisables):

- **Les sources d'énergie conventionnelles non renouvelables** : Il s'agit des combustibles fossiles: le charbon, le pétrole et le gaz naturel et les réactions chimiques entre certains matériaux (les batteries). Certes ils présentent l'avantage de pouvoir être facilement stockés et transportés, mais elles restent polluantes. Ce type d'énergie est intégré dans des centrales de type différent :
 - Centrales thermiques à flamme : La chaleur de combustion dégagée dans une chaudière permet de générer de la vapeur qui, en circulant dans une turbine reliée à un alternateur, produit de l'électricité. Diverses technologies existent, en fonction du combustible (charbon, fioul, gaz) ou du type de chaudière. Les

chaudières à charbon pulvérisé sont les plus nombreuses ; de meilleures performances peuvent encore être atteintes à des niveaux de température et de pression plus élevés. Les chaudières à lit fluidisé circulant (LFC), flexible sur les combustibles utilisés sont également en développement. Les efforts actuels visent à réduire l'impact environnemental des installations (réduction des émissions polluantes, captage du CO₂, etc.). Le fonctionnement en cogénération est possible, accroissant ainsi l'efficacité énergétique globale.

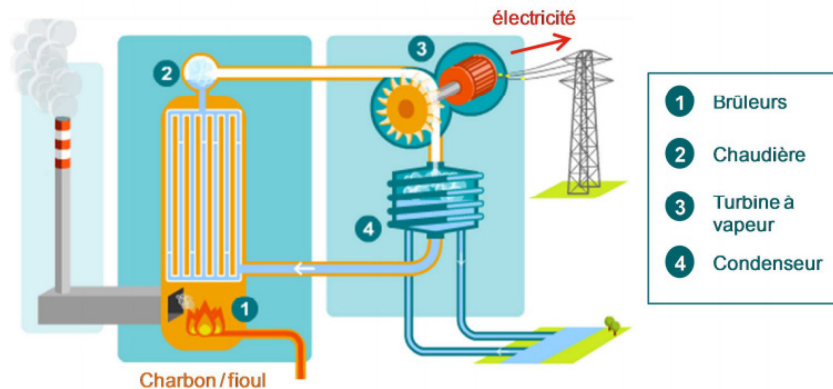


Figure 1-2 : Centrales thermiques à flamme [71].

- Turbines à combustion (TAC) : L'électricité est générée grâce à la circulation de gaz d'échappement issus d'une chambre de combustion et traversant directement la turbine. La chambre de combustion est le plus souvent interne à la turbine, elle génère de la chaleur à partir d'un combustible (gaz ou fioul) et d'air initialement comprimé. Alors que le fioul apporte une sécurité de fourniture, le développement des TAC gaz est aujourd'hui privilégié, notamment pour des raisons environnementales (émissions de gaz à effet de serre et d'éléments polluants moindres). Sur le réseau électrique, la réactivité des TAC est souvent mise à profit pour fournir la pointe électrique. Les TAC sont également répandues pour la production décentralisée dans l'industrie ou le tertiaire, notamment pour un fonctionnement en cogénération. L'intérêt de la cogénération sur les TAC réside dans la haute température des fumées de combustion, dont la chaleur peut être récupérée et valorisée sans affecter la production électrique.

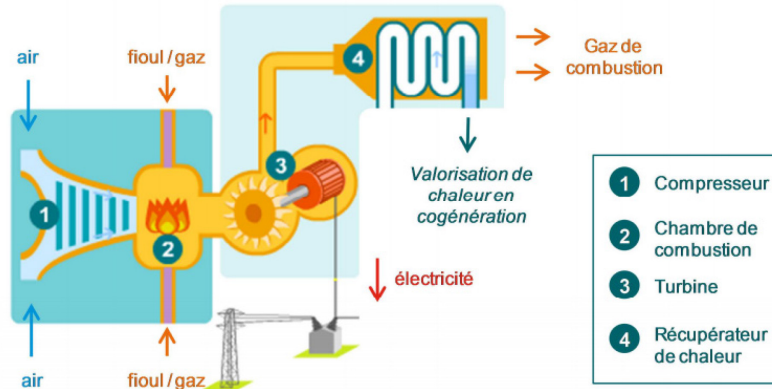


Figure 1-3 : Centrale à turbine à combustion [71].

- Centrales à cycles combinés : Un cycle combiné consiste à produire de l'électricité sur 2 cycles successifs. Le premier cycle est semblable à celui d'une TAC : le gaz brûlé en présence d'air comprimé actionne la rotation de la turbine reliée à l'alternateur. Dans le second cycle, la chaleur récupérée en sortie de la TAC alimente un circuit vapeur qui produit également de l'électricité avec une turbine dédiée. Les centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG) présentent l'avantage d'atteindre des rendements élevés, par rapport aux TAC en cycle simple, et de fournir une alternative aux centrales thermiques à flamme avec un moindre impact environnemental. La cogénération sur les CCG est possible en valorisant la chaleur résiduelle, mais elle demeure peu répandue.

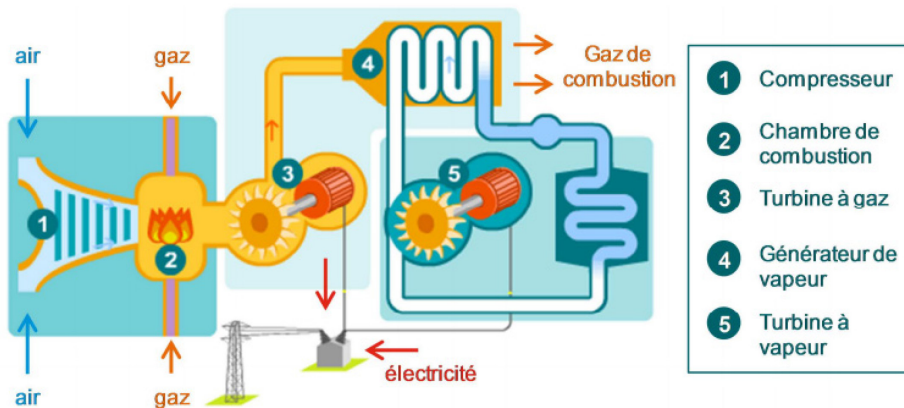


Figure 1-4 : Centrale à cycles combinés [71].

- **Les sources d'énergie non conventionnelles non renouvelables** : Ces sources d'énergie proviennent des agrocultures, des biocarburants ou des carburants

cultivés, ainsi que des combustibles nucléaires (l'uranium et le plutonium) utilisés dans les centrales nucléaires, par exemple :

- Centrales nucléaires à fission : Ce type de centrale génère de l'électricité grâce à l'énergie dégagée par une réaction contrôlée de fission nucléaire, principalement des isotopes de l'Uranium et du Plutonium. Les principales technologies en service utilisent le réacteur de fission comme une chaudière alimentant en chaleur un circuit vapeur qui génère de l'électricité. L'eau fait à la fois office de caloporteur et de modérateur (réacteurs à eau légère).

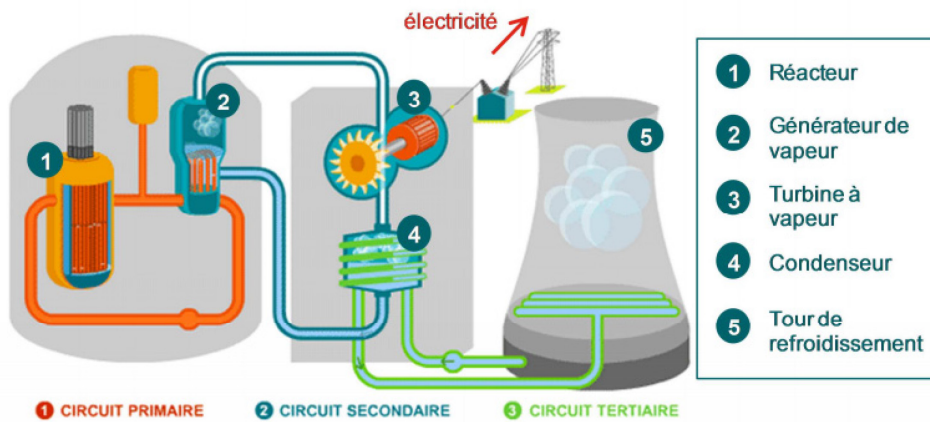


Figure 1-5 : Centrale nucléaire [71].

1.2.3 Les sources d'énergie renouvelables

Les énergies renouvelables sont celles qui se produisent de manière continue, et qui sont inépuisables, à une échelle humaine : solaire, éolien, hydraulique, biomasse et géothermique. Elles sont respectueuses de l'environnement, leurs effets sont infiniment mineurs par rapport à ceux des énergies conventionnelles. Elles contribuent de plus en plus à la production de l'énergie électrique, mais elles ne permettent une production électrique que de faible puissance.

Une vaste gamme de technologies et d'équipements de production d'énergie ont été créés au fil du temps pour tirer profit des ressources naturelles.

Par sa vaste superficie et sa géographie diversifiée, le Canada possède une abondance de ressources renouvelables qui peuvent être utilisées pour produire de l'énergie. Le Canada est un leader mondial dans la production et l'utilisation de l'énergie tirée de ressources renouvelables. Les ressources d'énergie renouvelable représentent à l'heure actuelle 18,9 % de l'approvisionnement total en énergie primaire au Canada.

L'hydroélectricité est de loin la forme la plus importante d'énergie renouvelable produite au Canada. L'énergie éolienne et la bioénergie représentent également une importante proportion de l'énergie produite au Canada. L'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque connaissent les taux de croissance les plus élevés.

Les principales sources d'énergie renouvelable les plus connues sont:

➤ **L'énergie hydraulique**

Les centrales hydroélectriques exploitent l'énergie potentielle gravitaire de l'eau pour produire de l'électricité. La chute de l'eau, guidée par un réseau de conduites, entraîne des turbines reliées à un alternateur. On distingue les ouvrages hydroélectriques disposant d'un stock d'énergie (ouvrages lac avec retenue d'eau) à ceux produisant au "fil de l'eau". Les ouvrages éclusés sont mixtes, avec une capacité de stockage limitée. La taille des ouvrages est extrêmement variable, de l'ordre du kW pour la "pico-hydro" jusqu'à plusieurs dizaines de GW, pour des hauteurs de chutes de quelques mètres à plusieurs centaines de mètres. Les centrales de taille restreinte, souvent au "fil de l'eau", produisent une électricité considérée comme fatale. À l'inverse, les ouvrages disposant d'un stock hydraulique sont des outils de flexibilité pour le réseau. Certains ouvrages, les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), disposent en plus d'une capacité de pompage qui offre un degré de flexibilité supplémentaire, en remontant l'eau dans un bassin supérieur pendant les périodes creuses de consommation électrique et en produisant de l'électricité durant les périodes de plus forte consommation.

Au Canada, on trouve de nombreuses rivières qui prennent source dans des régions montagneuses et se jettent dans les trois océans qui le bordent. En 2014, le Canada comptait 542 centrales hydroélectriques ayant une capacité installée de 78 359 mégawatts. Parmi celles-ci, on trouvait 390 petites centrales hydroélectriques ayant une capacité de 50 mégawatts ou moins, dont la production totale était de 3,6 gigawatts, soit environ 4,6% de la capacité électrique totale du Canada.

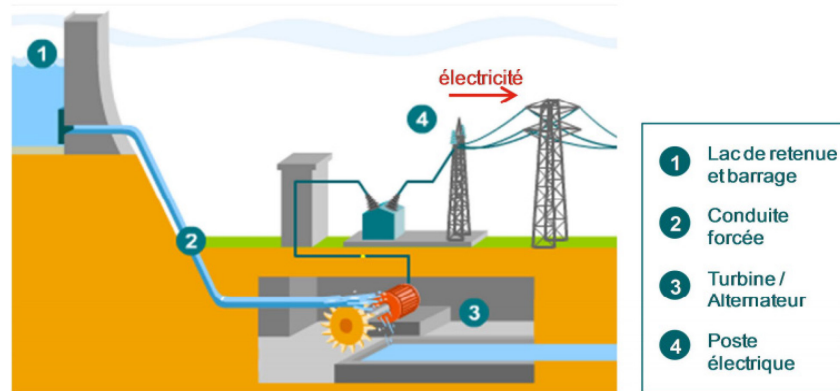


Figure 1-6 : Centrale de type lac [71].

➤ Énergie géothermique

Il s'agit d'une source d'énergie qui dépend de la chaleur de la terre. Elle provient principalement de la désintégration des éléments radioactifs naturellement présents dans les roches du sous-sol, dans certaines roches et à certaines profondeurs circule sous forme de vapeur et d'eaux chaudes. La température des roches augmente en moyenne de (1°C) tous les (30m) de profondeur. En certains points du globe, en particulier dans les régions volcaniques, qui correspondent à des intrusions de magma dans la croûte terrestre, cela peut aller jusqu'à 100 °C par 100m, A la surface de la terre, cette énergie est en moyenne (10000) fois plus faible que l'énergie fournie par le soleil. L'énergie géothermique n'est donc utilisable que dans des zones particulières où elle s'est accumulée.

Les techniques se sont sophistiquées dans les pompes à chaleur géothermiques, qui absorbent la chaleur du sol via un réseau de capteurs horizontaux ou verticaux, puis la transmettent à des réseaux de chaleur qui la restituent à l'intérieur du logement.

Les ressources géothermiques avec les températures les plus élevées se trouvent en Colombie-Britannique, dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et en Alberta; des projets pour la production de chaleur et d'électricité sont à l'étude avec quelques projets pilotes en cours. Le projet South Meager en Colombie-Britannique est le plus avancé des projets de production d'électricité à partir des sources géothermiques au Canada.

De plus, en 2010, il y avait plus de 95 000 pompes à chaleur géothermiques qui représentaient une capacité installée d'environ 1 045 mégawatts d'énergie thermique (MW) qui produit environ 1 420 gigawattheures annuellement.

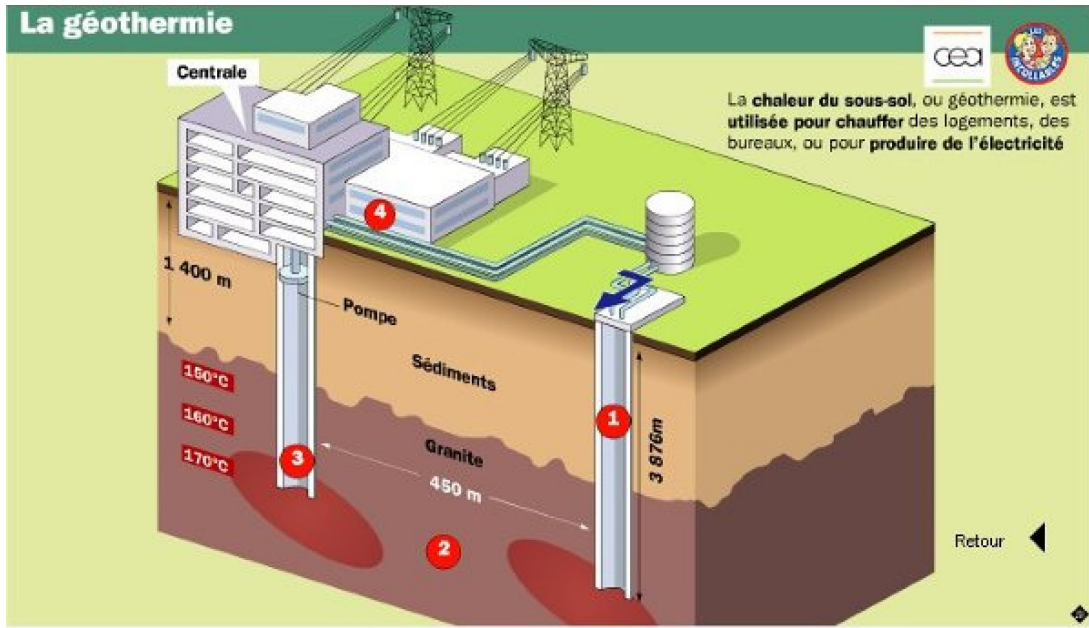


Figure 1-7 : La géométrie.

➤ Marémotrice

Les usines marémotrices exploitent l'énergie potentielle gravitaire liée à la différence de hauteur d'eau entre pleine mer et basse mer (marnage). Dans une baie ou un estuaire, la construction d'un barrage équipé de turbines permet de produire de l'électricité grâce au flux et reflux de marée entre le large et la retenue d'eau. Le potentiel énergétique dépend du niveau de marnage, dont un minimum de 5 mètres est requis et qui peut aller jusqu'à 20 mètres dans certaines régions du monde. Dans certains cas, le stockage naturel dans la retenue d'eau peut être complété grâce un système de pompage, similaire aux STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) en montagne. L'usine marémotrice dispose alors d'un levier de flexibilité pour stocker de l'électricité lorsque cela est nécessaire, durant les périodes creuses. Bien que la filière soit mature et bien maîtrisée techniquement, son développement reste limité en raison notamment de l'impact environnemental des infrastructures.

Le Canada, dont la seule frontière terrestre est au sud, est entouré d'océans, ce qui signifie qu'il a accès à un potentiel énergétique important. À l'heure actuelle, le Canada compte une centrale marémotrice en Nouvelle-Écosse dont la capacité installée est de 20 mégawatts. Des projets pilotes pour la démonstration des technologies des vagues et de la marée sont en cours en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Écosse. Au cours des prochaines années,

près de 13 mégawatts de capacité d'énergie marémotrice seront installés dans la Baie de Fundy en Nouvelle-Écosse. Avec une envergure verticale de 16 mètres, la Baie de Fundy a les marées les plus hautes au monde, ce qui fait de ce lieu un site prometteur pour le développement futur des ressources marémotrices au Canada.

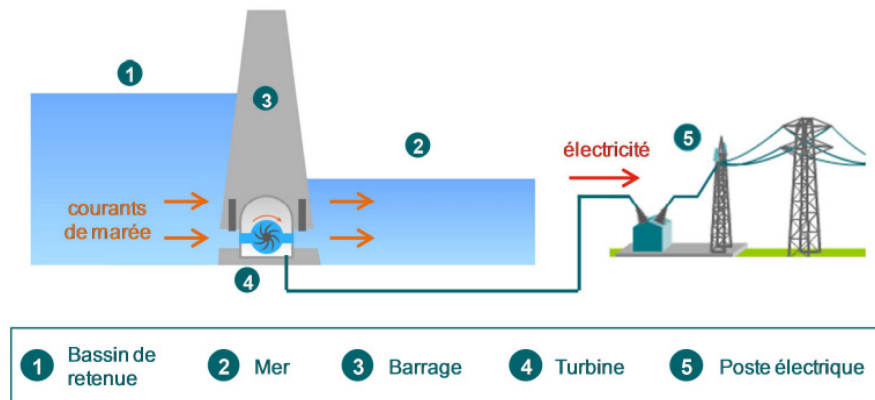


Figure 1-8 : Centrale marémotrice [71].

➤ Fermes hydroliennes

Flottantes ou installées sur les fonds marins, les hydroliennes permettent de récupérer l'énergie des courants de marée, des courants océaniques ou des courants fluviaux pour produire de l'électricité. Équivalents sous-marins des éoliennes, les hydroliennes sont constituées de pâles liés à un rotor, transmettant un couple à un alternateur. Un des avantages principaux de la technologie est de s'appuyer sur une ressource continue dans le cas des courants océaniques et fluviaux et fortement prédictibles dans le cas des courants de marée. Les sites éligibles sont très spécifiques : ils doivent disposer d'une vitesse de courant minimale de 2,5 m/s. Certaines zones sont particulièrement propices (estuaires, singularités bathymétriques, etc.). L'émergence de la filière hydrolienne est encore récente. Ainsi, différents types de technologies sont aujourd'hui développées (turbines à axe vertical, profils oscillants, etc.). Comme pour l'éolien, les hydroliennes sont destinées à être regroupées en fermes à l'échelle commerciale.

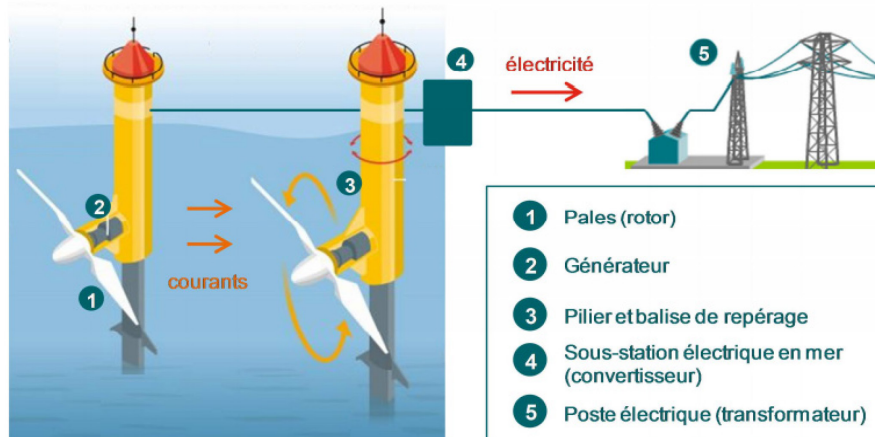


Figure 1-9 : fermes hydroliennes [71].

➤ Systèmes solaires photovoltaïques

Les systèmes solaires photovoltaïques (PV) convertissent l'énergie du rayonnement solaire en électricité grâce à un matériau semi-conducteur qui, sous l'excitation des photons de la lumière, crée un déplacement d'électrons. Les matériaux semi-conducteurs peuvent être cristallins (silicium monocristallin et polycristallin), sous forme de couche mince (silicium amorphe, tellure de cadmium), ou encore faite de matière organique. Les systèmes se présentent sous forme de panneaux disposés au sol ou sur des toitures, dans un nombre variant d'un à plusieurs centaines de panneaux. Le courant délivré étant continu, l'installation d'un onduleur est nécessaire pour délivrer un courant alternatif, notamment dans le cas d'une injection de l'électricité sur le réseau. Les panneaux PV captent les rayonnements solaires directs et diffus. Certains systèmes comme les « trackers », qui suivent la course du soleil, ou les concentrateurs permettent de maximiser les rendements en zones de fort ensoleillement direct.

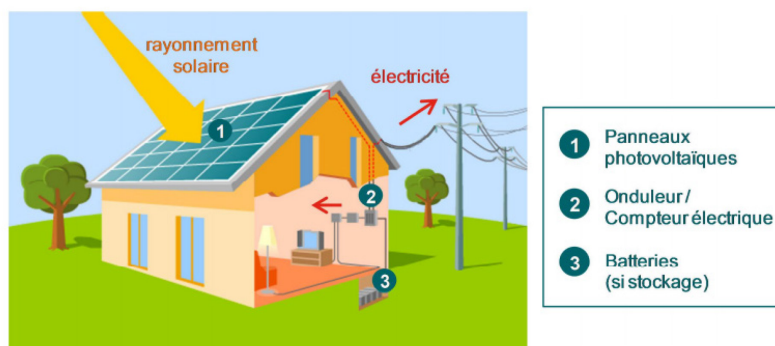


Figure 1-10 : Système solaire photovoltaïque [71].

➤ Systèmes solaires thermiques

Les systèmes solaires thermiques convertissent l'énergie contenue dans les rayons du soleil en chaleur. Ils se présentent sous forme de panneaux exposés au soleil (le plus souvent installés sur des toitures), et dans lesquels des tubes remplis d'un liquide caloporteur captent la chaleur des rayonnements. Le liquide (eau simple ou mélangée à de l'antigel sous pression) est chauffé dans les tubes puis distribué aux équipements utilisant de la chaleur. La technologie classique de capteurs plans permet de générer de l'eau chaude entre 20 et 40°C sans vitrage isolant et entre 70 et 120°C si la présence d'une vitre réduit les déperditions thermiques. La présence d'une couche de vide entre deux vitres permet d'augmenter encore l'isolation thermique du système et d'atteindre des températures élevées jusqu'à 300°C dans les cas les plus favorables. Les panneaux ou tubes solaires thermiques ont un usage domestique, tertiaire ou industriel pour couvrir des besoins en eau chaude sanitaire, chauffage, voire eau chaude de procédés industriels.

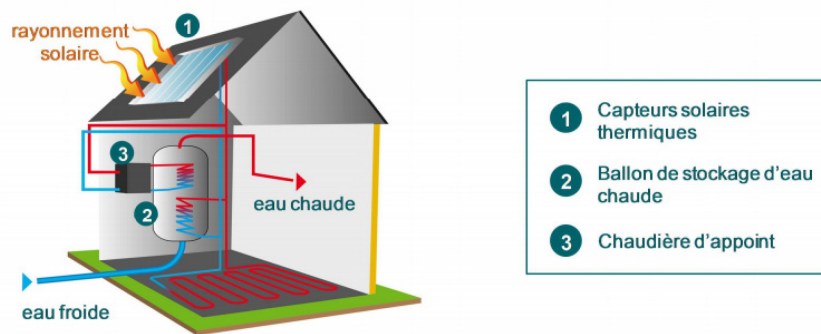


Figure 1-11 : Systèmes solaires thermiques [71].

➤ Fermes éoliennes terrestres

Une éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en électricité via un rotor, lié aux pales, ainsi qu'un dispositif électromécanique. La puissance fournie étant proportionnelle au cube de la vitesse du vent, la performance de l'éolienne dépend de l'emplacement ainsi que de la présence éventuelle d'obstacles. L'énergie du vent peut être captée à partir d'une vitesse de 3 m/s, pour une performance maximale atteinte à partir de 12 m/s à 15 m/s. Les éoliennes sont mises à l'arrêt au-delà d'une vitesse de vent seuil (variable selon les modèles). Les modèles les plus répandus sont les éoliennes à axe horizontal à 3 pales, avec rotors à vitesse variable. Alors que les modèles initiaux étaient conçus avec des rotors à vitesse fixe, les exigences des opérateurs de réseaux pour une électricité de meilleure qualité ont fait

évoluer les technologies vers une variabilité croissante de la vitesse des rotors. Une évolution majeure concerne également le passage des électroaimants à des aimants permanents, plus fiables et efficaces à charge partielle.

Le Canada comprend des vastes zones dans lesquelles les ressources éoliennes sont excellentes ce qui présente donc un potentiel important d'expansion pour l'énergie éolienne. Les zones les plus propices sont au large et le long des côtes. Aucun parc éolien au large des côtes n'a encore été construit au Canada, et l'aménagement de parcs éoliens côtiers est limité, parce que la plupart des côtes du Canada sont en régions éloignées, à l'écart du réseau électrique existant. Il existe aussi des zones très propices en divers endroits du Canada, notamment dans le sud des Prairies et le long du golfe du Saint-Laurent.

La capacité de production d'énergie éolienne au Canada a rapidement augmenté au cours des dernières années et devrait continuer de croître à un rythme rapide en raison des initiatives gouvernementales et de l'intérêt croissant des producteurs d'électricité. En date du 31 décembre 2014, le Canada comptait plus de 5 130 éoliennes réparties dans 225 parcs éoliens, ayant une capacité installée de 9 694 mégawatts, comparativement à seulement 60 éoliennes, huit parcs éoliens et 27 mégawatts en 1998. Les provinces où l'on produit le plus d'énergie éolienne sont, l'Ontario, le Québec et l'Alberta.

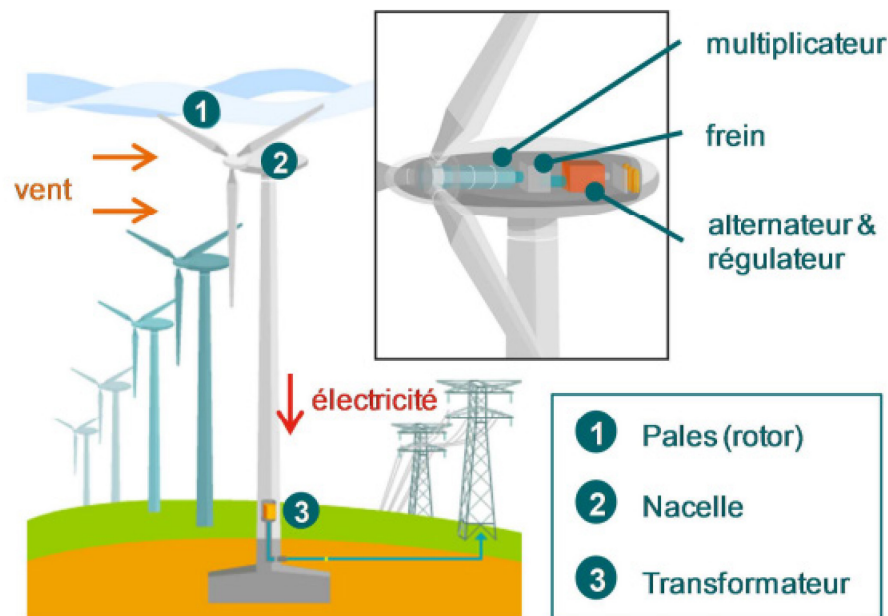


Figure 1-12 : Fermes éoliennes terrestres [71].

➤ Fermes éoliennes marines

Le principe de fonctionnement des éoliennes marines est similaire à celui des technologies terrestres : l'énergie du vent est convertie en électricité via la rotation d'un rotor relié à un dispositif électromécanique. Le milieu marin présente cependant des spécificités, avec une ressource en vent plus stable, mais aussi de fortes contraintes sur la conception des infrastructures ou la conduite opérationnelle. Les éoliennes posées, disposant de fondations fixées sur les fonds marins (20% à 25% de l'investissement), sont les technologies les plus développées. Le diamètre des rotors et la puissance des éoliennes n'a cessé de croître, atteignant plus de 150 m pour 8 MW.

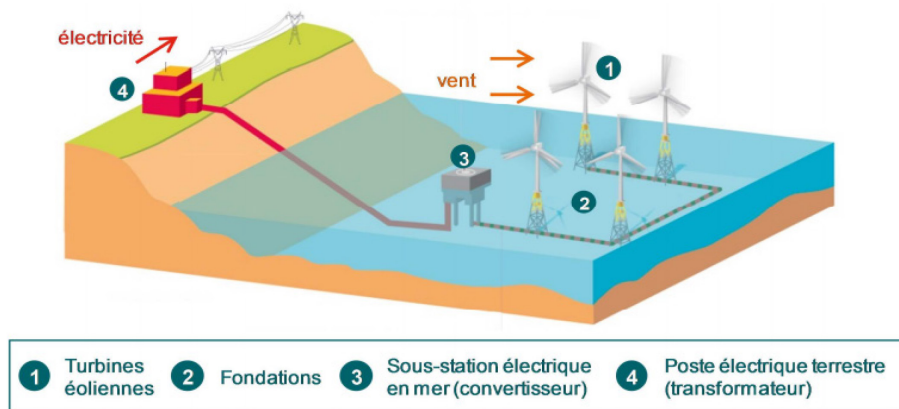


Figure 1-13 : fermes éoliennes marines [71].

➤ Biomasse

L'énergie de la biomasse est produite par combustion de matières biologiques comme le bois, par conversion en biocarburants, ou par extraction de biométhane de déchets organiques dans des méthanisés.

Même si la combustion produit des gaz à effet de serre, la biomasse reste une énergie renouvelable : la croissance des arbres absorbe autant de CO₂ que leur combustion n'en libère dans l'atmosphère.

Le type de biomasse le plus utilisé au Canada est constitué des déchets de bois industriels, tout particulièrement les déchets de l'industrie des pâtes et papiers, qui sont utilisés pour produire de l'électricité et de la vapeur. Chaque année, près de 400 méga joules de bioénergie sont consommés dans le secteur industriel. L'industrie des pâtes et papiers est de loin le plus grand utilisateur industriel de bioénergie, celle-ci représentant plus de la moitié de l'énergie consommée dans cette industrie.

À la fin de 2014, le Canada comptait 70 centrales fonctionnant à la bioénergie, ayant une capacité de production d'électricité totale de 2 043 mégawatts, dont la majorité était axée sur l'utilisation de biomasse de bois et de liqueur résiduaire, ainsi que de gaz d'enfouissement. En 2014, 8,7 gigawattheures d'électricité ont été générés avec des résidus de bois, de la liqueur résiduaire, du gaz d'enfouissement et de déchets solides municipaux. La majorité de la capacité produite par la combustion de la biomasse est située dans les provinces dont les activités forestières sont importantes : Colombie-Britannique, Ontario, Québec, Alberta et Nouveau-Brunswick.

1.2.4 La cogénération

Le principe de base de la cogénération est de produire deux formes d'énergie différentes simultanément. Le processus doit avoir lieu au sein de la même installation et dans la plupart des cas, il est question de chaleur et d'électricité.

Le mécanisme de la cogénération utilise une partie de la chaleur produite pour activer un moteur (à combustion externe ou interne), une turbine ou une pile à combustible pour produire de l'électricité. Celle-ci est soit consommée directement par l'installation, soit réinjectée sur le réseau électrique public pour alimenter les ménages et industries. L'autre partie de la chaleur restante est valorisée pour chauffer un circuit d'eau grâce à un échangeur thermique. Ensuite, cette eau est destinée au chauffage des entreprises et bâtiments publics, à des systèmes industriels, mais aussi à l'eau chaude sanitaire.

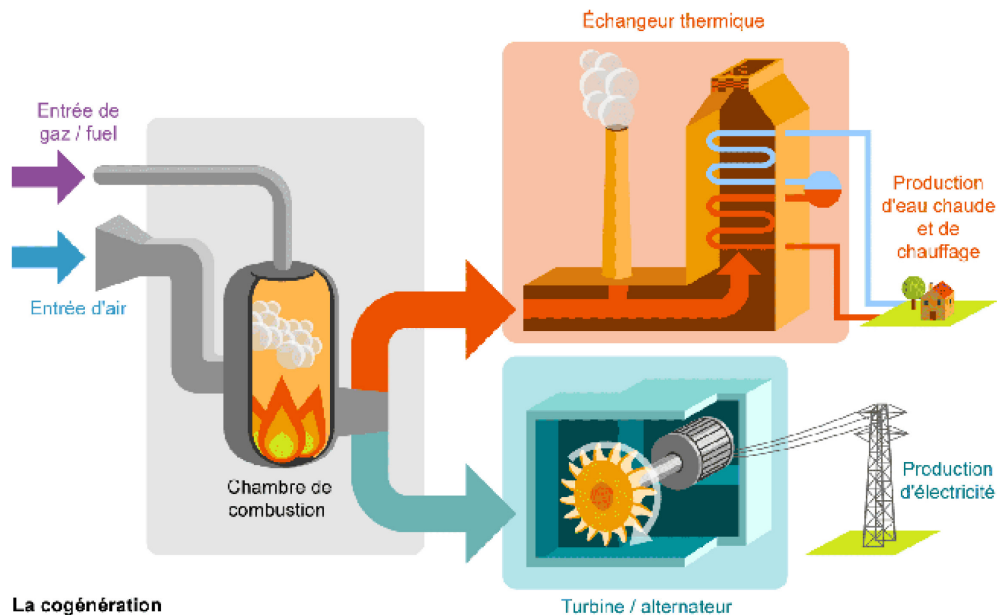


Figure 1-14 : La cogénération.

1.3 Impacts de l'énergie sur l'environnement

La contribution des combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz naturel) est égale à 81,4 %. En 1973, c'est-à-dire quarante ans plus tôt, cette contribution était de 86,7 %. Une réduction de l'utilisation des combustibles fossiles d'environ 5 % en quarante ans montre à quel point le monde a besoin de ceux-ci malgré tous les efforts qui sont faits pour s'en passer. Les autres sources d'énergie englobent l'éolien, le photovoltaïque, la géothermie, etc. Bien que cette contribution soit passée de 0,1 % en 1973 à 1,2 % en 2013, leur contribution au bilan global est encore très faible. Parmi les énergies renouvelables, la biomasse, les déchets et l'hydraulique sont encore largement dominants. La prédominance des combustibles fossiles, qui sont aussi les sources d'énergie qui ont l'impact le plus important sur l'environnement, implique que ce sont eux qui vont avoir quantitativement les effets négatifs les plus importants sur la planète.

Environ 85 % des émissions de gaz à effet de serre anthropiques proviennent du secteur de l'énergie. Parmi ces gaz, le CO_2 a la plus importante contribution avec 95 % des émissions. La production d'électricité est responsable de près de 40 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Pour les émissions issues du secteur énergétique, le charbon est la source la plus émettrice avec 44 % des émissions de CO_2 . Le pétrole contribue à hauteur de 36 % et le gaz naturel pour 20 %. Ces émissions proviennent de la production et de l'utilisation de l'énergie dans les secteurs de l'industrie, des services, du transport et de l'habitat.

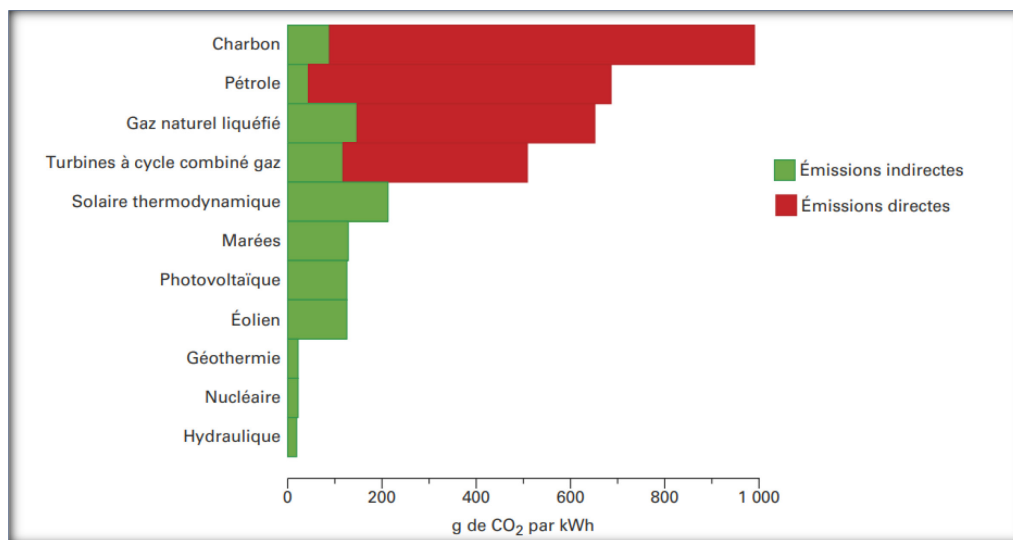


Figure 1-15 : Ordres de grandeur des émissions directes et indirectes de CO₂ par kW/h d'électricité produit selon les différentes technologies.

1.4 Développement de la production d'énergie

Partout dans le monde, le secteur de l'électricité tend de plus en plus vers la production d'énergie renouvelable, notamment l'hydroélectricité, la biomasse, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

La capacité électrique installée dans le monde va presque doubler d'ici 2030 selon le rapport « 2030 Market Outlook » de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), passant de 5,5 TW en 2012 à 10.5 TW en 2030. 60% des nouvelles capacités ajoutées sur la période seront renouvelables.

Les deux principaux moteurs de ce changement global seront le solaire PV et l'éolien terrestre. La puissance photovoltaïque cumulée en 2030 sera de 1,9 TW (0,14 TW en 2013), soit davantage que celle de l'éolien qui atteindra 1,3 TW. La puissance installée des autres GER (dont l'hydroélectricité) sera de 2 TW.

La part combinée du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre dans le mix électrique mondial passera de 3% en 2013 à 17% en 2030 (entre 16 et 18% selon les hypothèses retenues). Le troisième élément majeur sera l'hydroélectricité. En revanche, les contributions de la bioélectricité et de l'éolien offshore seront relativement modestes, tandis que celles du solaire thermodynamique et de la géothermie seront faibles.

Le monde se dirige ainsi progressivement vers un mix électrique « Wind Water Sun », formule de Mark Jacobson, spécialiste des questions énergie-atmosphère de l'université Stanford.

1.5 Adoption des sources d'énergie renouvelable au Canada

Comparativement aux autres pays, le Canada produit une grande partie de son électricité au moyen de sources d'énergie renouvelable, y compris l'hydroélectricité. En 2015, 66 % de son électricité provenait des énergies renouvelables, tandis que ce chiffre ne représentait que 60 % en 2005.

En 2015, le Canada se classait au deuxième rang mondial des producteurs d'hydroélectricité, tout juste derrière la Chine. Le Canada est aussi un important producteur d'énergie éolienne, mais a recours plus modestement à l'énergie solaire et à la biomasse. Ce sont la Chine, les États-Unis et l'Allemagne qui enregistrent la plus grande production totale d'énergie à partir du vent, du soleil et de la biomasse.

Toujours en 2015, presque 60 % de l'électricité du Canada provenait de centrales hydroélectriques, généralement de grandes installations dotées de réservoirs. Ce type de production est un atout précieux du portefeuille énergétique du Canada, puisqu'il permet de stocker l'énergie de manière économique et d'amortir les fluctuations des sources d'énergie renouvelable intermittentes. Les projets au fil de l'eau ne nécessitent pas de réservoir et perturbent moins l'écoulement naturel de l'eau, mais fonctionnent à une échelle beaucoup plus réduite.

La capacité éolienne du Canada a été multipliée par 20 sur la période de 2005 à 2015. Toutefois, l'intermittence de la production éolienne demeure un obstacle à l'adoption généralisée de cette source d'énergie. Une façon de surmonter cette difficulté serait de vendre l'électricité aux pays voisins pour mieux gérer les fluctuations dans la production. Cette stratégie a notamment permis au Danemark de produire 50 % de son électricité à partir de sources éoliennes.

L'énergie solaire occupe une place relativement modeste dans le portefeuille énergétique du Canada. Environ 98 % de la capacité solaire du pays est installée en Ontario, où elle représentait 5 % de la capacité énergétique totale en 2015. Les principaux obstacles à l'adoption massive de l'énergie solaire sont l'intermittence et les coûts relativement élevés. La capacité solaire augmente plus rapidement dans les régions qui offrent des mesures incitatives, comme les programmes de tarifs de rachat garantis en Ontario et en Allemagne. Les autres sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne en mer, l'énergie marémotrice et l'énergie géothermique, ne suscitent pas beaucoup d'intérêt au Canada, mais offrent encore un bon potentiel. Par exemple, des projets d'énergie éolienne en mer ont été proposés sur la côte Ouest et la côte Est du Canada, et une centrale d'énergie marémotrice de 20 MW existe déjà en Nouvelle-Écosse. Par ailleurs, des projets d'énergie géothermique de grande envergure pourraient voir le jour sur la côte Ouest du Canada si l'on tire profit de la ceinture de feu qui entoure l'océan Pacifique. Des projets d'énergie géothermique sont aussi à l'étude dans des collectivités isolées du Nord, qui auraient avantage à combiner l'énergie thermique et l'électricité.

De nombreux facteurs influencent l'adoption des différentes sources d'énergie, notamment les coûts d'installation et de production, la fiabilité et l'impact environnemental. Ensemble, les énergies renouvelables comme l'éolien et l'énergie solaire

deviennent de plus en plus concurrentielles. De plus, les faibles émissions de carbone des énergies renouvelables les rendent encore plus intéressantes au regard des priorités politiques du jour. Par conséquent, il y a lieu de croire qu'elles continueront de gagner du terrain, au Canada comme à l'étranger.

1.6 Conclusion

On peut classer les différents moyens de production d'électricité en trois catégories :

- Les générateurs synchrones : la cogénération, les petites hydroélectriques, la géothermie, les éoliennes (très peu fréquent);
- Les générateurs asynchrones : les éoliennes;
- Les dispositifs pour l'électronique de puissance, les captures photovoltaïques, les piles à combustible.

Ces installations de production se distinguent non seulement par leurs sources primaires (les combustibles fossiles traditionnels : diesel, gaz naturel, hydrogène ou les sources d'énergie renouvelables : soleil, vent, etc.), mais aussi par les différentes topologies de branchement sur le réseau. Ce travail traite le générateur d'énergie renouvelable GER de type éolien et panneau solaire.

CHAPITRE 2 : OUTILS DE MODÉLISATION DES GÉNÉRATEURS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DU RÉGULATEUR DE CONTRÔLE

2.1 Introduction

Ce chapitre présente les modèles mathématiques et les différentes configurations de raccordement électrique pour les deux types de producteurs d'énergie, à savoir les panneaux solaires et éoliens. En outre, un schéma simplifié d'une commande de tension pour chaque générateur est élaboré et une étude détaillée de la logique floue.

2.2 Générateur d'énergie de type panneau solaire

La technologie photovoltaïque (PV) utilise des cellules semi-conductrices (plaquettes), généralement de plusieurs centimètres carrés de taille. Du point de vue de la physique de l'état solide, la cellule est essentiellement une diode P-N de grande surface dont la jonction est placée près de la surface supérieure.

L'architecture de la cellule PV est très similaire à celle de la diode classique à jonction P-N (Figure 2.1). Lorsque la jonction absorbe la lumière, l'énergie des photons absorbés est transférée au système électron-proton du matériau, créant par la suite des porteurs de charge qui sont séparés à la jonction. Ces porteurs de charge peuvent être des paires électron-ion dans un électrolyte liquide ou des paires électron-trou dans un matériau semi-conducteur solide. Pour ceux qui sont dans la zone de jonction, créent un gradient de potentiel, sont accélérés sous le champ électrique et circulent sous forme de courant dans un circuit externe. Le carré du courant multiplié par la résistance du circuit est la puissance convertie en électricité. La puissance restante du photon élève la température de l'échantillon et se dissipe dans l'environnement [21].

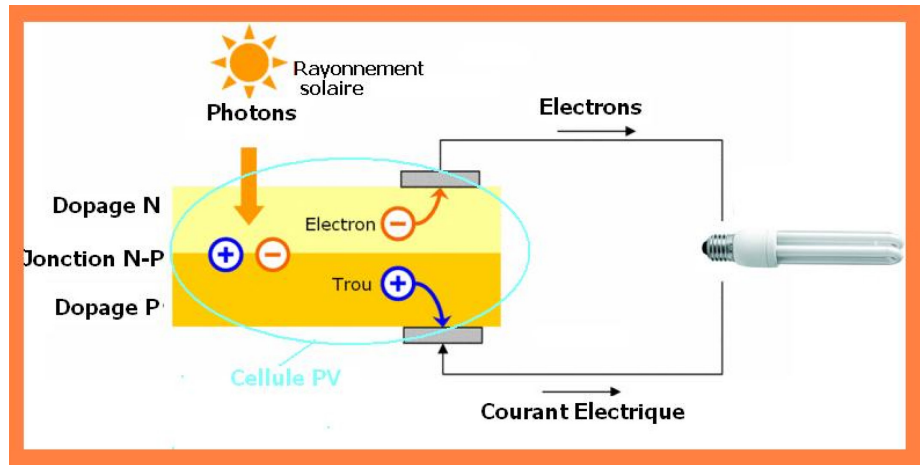


Figure 2-1 : L'effet PV convertit l'énergie photonique en tension à travers la jonction P-N.

L'origine du potentiel PV est la différence de potentiel chimique, "appelée niveau de Fermi" des électrons dans les deux matériaux isolés. Lorsqu'ils sont unis, la jonction s'approche d'un nouvel équilibre thermodynamique. Cet équilibre ne peut être atteint que lorsque le niveau de Fermi est le même dans les deux matériaux.

La figure 2.2 montre la construction de base de la cellule. Des contacts métalliques sont prévus des deux côtés de la jonction pour capter le courant électrique induit par les photons en contact. Une fine maille conductrice de fibres d'argent sur la surface supérieure (éclairée) recueille le courant et laisse passer la lumière. L'espacement des fibres conductrices dans le maillage est une question de compromis entre la maximisation de la conductance électrique et la minimisation du blocage de la lumière. Le contact de la feuille conductrice (soudure) est sur la surface inférieure (sombre) et sur un bord de la surface supérieure.

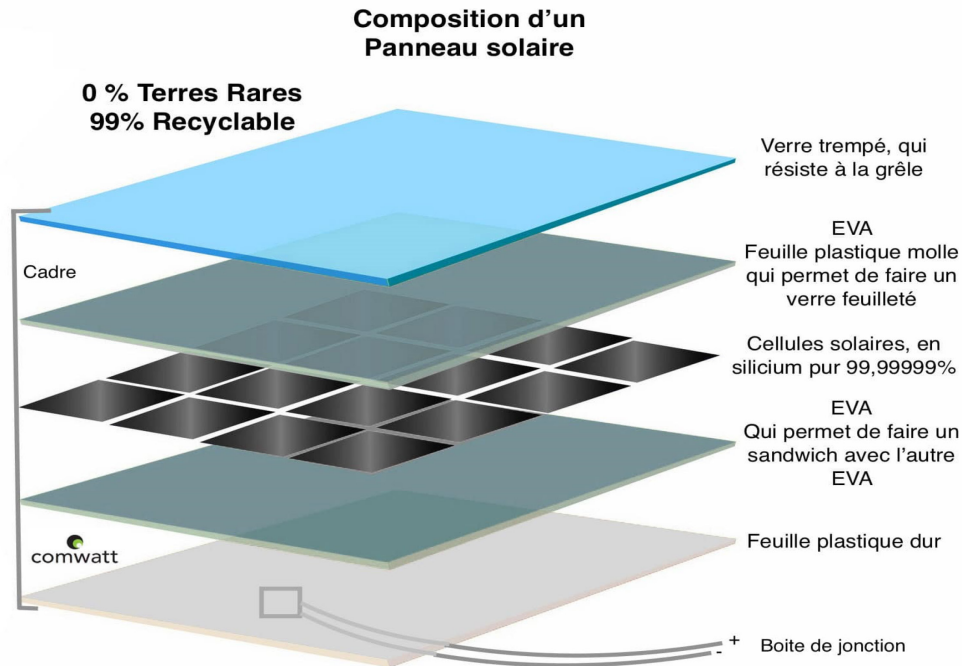


Figure 2-2 : Construction de base d'une cellule photovoltaïque avec des caractéristiques d'amélioration des performances.

En plus des éléments de base, plusieurs éléments d'amélioration sont également inclus dans la construction. Par exemple, la face avant de la cellule est munie d'un revêtement antireflet pour absorber le plus de lumière possible en minimisant la réflexion. La protection mécanique est assurée par un verre de protection appliqué avec un adhésif transparent.

2.2.1. Module et système de cellule photovoltaïque.

La cellule solaire décrite dans le paragraphe précédent est l'élément de base du système photovoltaïque. En général, il mesure quelques pouces carrés et produit environ 1 W de puissance. Pour obtenir une puissance élevée, de nombreuses cellules de ce type sont connectées en série et en parallèle sur un panneau (module) de plusieurs pieds carrés (Figure 2.3). Le panneau solaire est défini comme un groupe de plusieurs modules connectés électriquement en série et en parallèle pour générer le courant et la tension nécessaires [21].

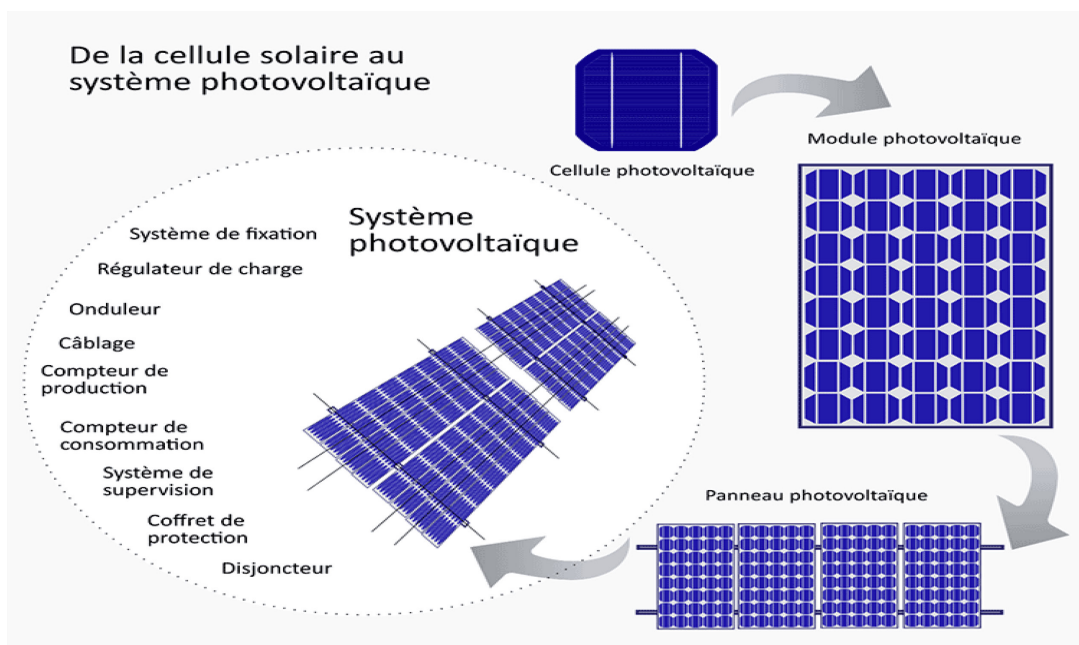


Figure 2-3 : Un module est constitué de plusieurs cellules photovoltaïques et plusieurs modules forment un système.

2.2.2. Type d'utilisation d'un générateur d'énergie PV

On distingue deux principaux types d'installation d'un système PV :

- Installation autonome, où l'énergie produite par le système est utilisée directement pour alimenter une charge (ventilation, pompage, etc.) ou stockée dans des batteries. Le courant continu alimente directement des charges continues comme il peut être transformé via onduleur pour alimenter des charges alternatives.

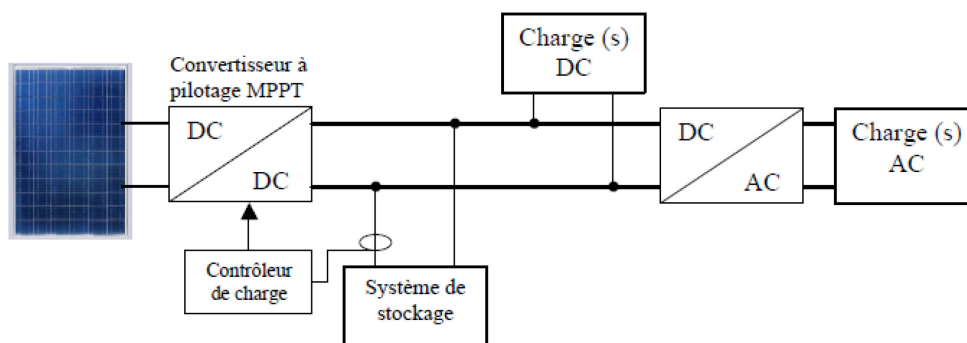


Figure 2-4 : Installation d'un système PV autonome [43].

- Installation connectée au réseau. Dans ce cas un onduleur est nécessairement obligatoire, une panne de ce dernier rend le système de production d'énergie inactif. En cas d'alimentation d'une charge à courant continu, un onduleur réversible est

nécessaire. Lorsqu'il s'agit d'un point de consommation plus éloigné ou isolé, il est préférable d'utiliser une installation décentralisée.

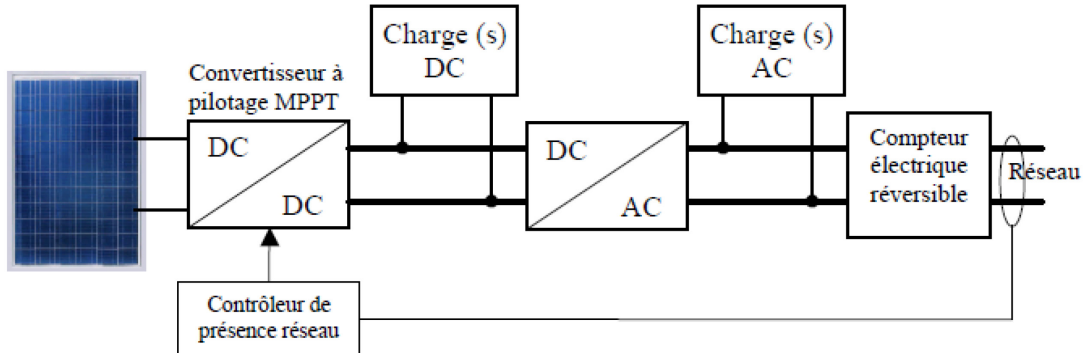


Figure 2-5 : Installation d'un système PV raccordé au réseau [43].

2.2.3. Modèle mathématique

Il existe différents schémas équivalant d'une cellule photovoltaïque. Chaque modèle donnera de différents types d'équations mathématiques selon les composants du circuit équivalent. La figure 2.6 illustre les circuits équivalant des quatre types d'une cellule PV.

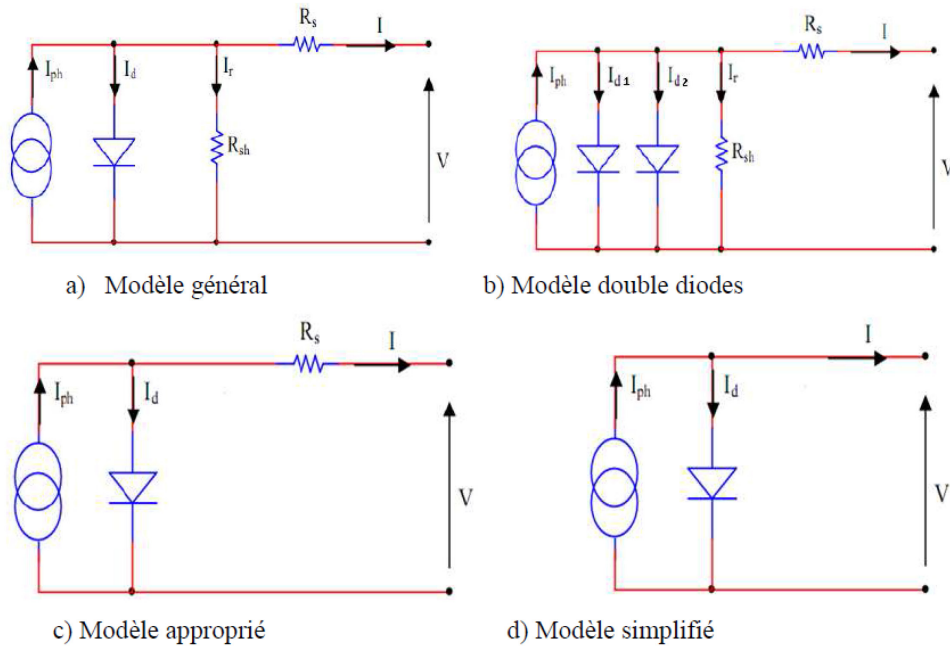


Figure 2-6 : Différents schémas équivalents d'une cellule PV.

Les cellules solaires se composent d'une jonction P-N fabriquée dans une fine tranche ou couche de semi-conducteur. Dans l'obscurité, la caractéristique de sortie I-V d'une cellule solaire a une caractéristique exponentielle similaire à celle d'une diode.

Lorsqu'ils sont exposés à la lumière, les photons dont l'énergie est supérieure à l'énergie de bande interdite du semi-conducteur sont absorbés et créent une paire électron-trou. Ces porteurs sont balayés sous l'influence des champs électriques internes de la jonction p-n et créent un courant proportionnel au rayonnement incident. Lorsque la cellule est en court-circuit, ce courant circule dans le circuit externe, lorsqu'elle est en circuit ouvert, ce courant est shunté à l'intérieur par la diode de jonction p-n intrinsèque. Les caractéristiques de cette diode définissent donc les caractéristiques de tension en circuit ouvert de la cellule [19].

2.2.4. Modèle simplifié

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule ainsi que les caractéristiques électriques de chaque élément. Le circuit équivalent idéal d'une cellule PV est une source de courant en parallèle avec une seule diode. La configuration de la cellule solaire idéale simulée avec une seule diode est représentée sur la figure 2.7 [60].

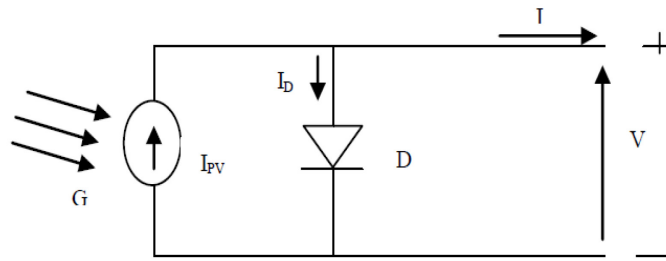


Figure 2-7 : Cellule PV idéale avec une seule diode.

L'équation pour le courant de sortie est donnée par :

$$I = I_{PV} - I_D \quad (2.1)$$

Avec

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{A * V_T}\right) - 1 \right]$$

Donc l'équation (1.1) devient :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{A * V_T}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

I_{PV} : Le courant généré par l'incidence de la lumière.

I_0 : Le courant de saturation de polarisation inverse de la diode.

$V_T = \frac{N_S * k * T}{q}$: est la tension thermique d'un module PV ayant N_S nombre de cellules connectées en série; q la charge d'un électron; K est la constante de BOLTZMANN; T est la température de la jonction P-N.

Une cellule PV peut au moins être caractérisée par le courant de court-circuit (I_{CC}), la tension en circuit ouvert (V_{CO}) et le facteur d'idéalité A . La sortie de la source de courant est directement proportionnelle à la lumière qui tombe sur la cellule. Pour les mêmes conditions d'éclairement énergétique et de température de jonction P-N, I_{CC} est la valeur la plus élevée du courant généré par la cellule.

Le courant court-circuit est donné par :

Pour $V = 0$,

$$I_{CC} = I = I_{PV} \quad (2.3)$$

De même, pour les mêmes conditions d'éclairement énergétique et de température de jonction p-n, V_{CO} est la valeur la plus élevée de la tension aux bornes de la cellule et elle peut s'écrire sous la forme :

Pour $I = 0$,

$$V = V_{CO} = A * V_r * \ln \left[1 + \frac{I_{CC}}{I_0} \right] \quad (2.4)$$

Et dans les mêmes conditions, la puissance de sortie est donnée par :

$$P = V \left\{ I_{CC} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V}{A * V_T} \right) - 1 \right] \right\} \quad (2.5)$$

2.2.5. Modèle photovoltaïque avec une seule diode et une résistance en série

Plus de précision et de complexité peuvent être introduites dans le modèle précédent en ajoutant une résistance en série. Le schéma de circuit de ce modèle est illustré à la figure 2.8.

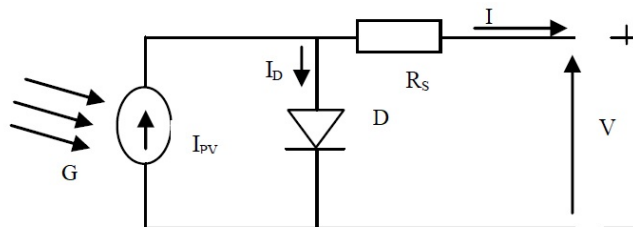


Figure 2-8 : Modèle de circuit avec une seule diode et une résistance en série.

Pour les mêmes conditions d'irradiation et de température, l'inclusion d'une résistance série dans le modèle implique l'utilisation d'une équation récurrente pour déterminer le courant de sortie en fonction de la tension aux bornes. Les caractéristiques I-V de la cellule solaire sont données par :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I * R_s}{A * V_T} \right) - 1 \right] \quad (2.6)$$

Le courant de court-circuit I_{CC} est donné par :

Pour $V = 0$,

$$I_{CC} = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{I_{PV} * R_s}{A * V_T} \right) - 1 \right] \quad (2.7)$$

Normalement, la résistance en série est faible et négligeable en calcul (eq.2.7). Par conséquent, il utilise l'équation (2.2) comme une bonne approximation de l'équation (2.7), la tension de circuit ouvert V_{CO} peut être écrite comme :

Pour $I = 0$,

$$V = V_{CO} = A * V_T * \ln \left[1 + \frac{I_{CC}}{I_0} \right] \quad (2.8)$$

$$P = V \left\{ I_{CC} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I * R_s}{A * V_T} \right) - 1 \right] \right\} \quad (2.9)$$

2.2.6. Modèle photovoltaïque avec résistances en série et en parallèle

Les appareils du modèle PV sont essentiellement représentés en deux modèles différents avec des résistances en série et en parallèle : Modèle mono-diodes avec résistances série et parallèle et modèle double diode avec résistances série et parallèle [60].

- **Modèle photovoltaïque mono-diode avec des résistances séries et parallèles**

Les modèles de cellules photovoltaïques ont longtemps été une source pour la description du comportement des cellules photovoltaïques. Le modèle le plus commun utilisé pour prédire la production d'énergie dans la modélisation des cellules photovoltaïques est le modèle de circuit à une seule diode. Dans le modèle à diode unique, il existe une source de courant parallèle à une diode. La source de courant représente le I_{PV} du courant généré par la lumière qui varie linéairement avec l'irradiation solaire. C'est le modèle le plus simple et le plus utilisé, car il offre un bon compromis entre simplicité et précision. La figure 2.9 montre le modèle de circuit équivalent à une seule diode d'une cellule PV qui est couramment utilisé dans de nombreuses études et fournit une précision suffisante pour la plupart des applications.

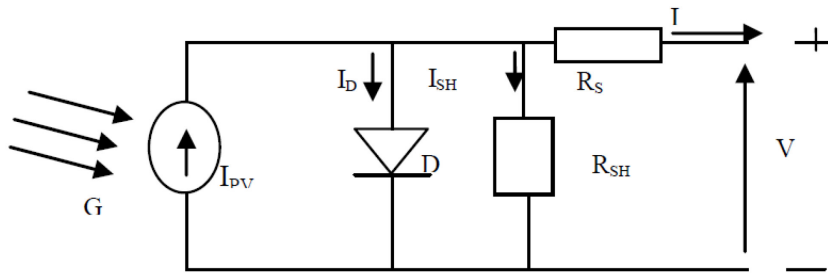


Figure 2-9 : Modèle de circuit PV mono-diode avec des résistances séries et parallèles.

Comme mentionné précédemment, l'équation (2.6) ne représente pas adéquatement le comportement de la cellule lorsqu'elle est soumise à des variations environnementales, particulièrement à basse tension.

Un modèle plus pratique est présenté à la figure 2.9, où R_S représente la résistance série équivalente et R_{SH} la résistance parallèle, son équation caractéristique est déduite :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+I \cdot R_S}{A \cdot V_r} \right) - 1 \right] - \frac{V+I \cdot R_S}{R_{Sh}} \quad (2.10)$$

Ce modèle donne des résultats plus précis que le modèle PV avec des résistances série R_S , mais au détriment d'un temps de calcul plus long.

- **Modèle photovoltaïque à double diodes avec des résistances série et parallèle**

Dans ce modèle, une diode supplémentaire est fixée en parallèle au circuit du modèle mono-diodes (figure 2.9) Cette diode est incluse pour fournir une courbe caractéristique I-V plus précise qui prend en compte la différence de débit du circuit à faible courant dû à la combinaison de charges dans l'épuisement du semi-conducteur [60].

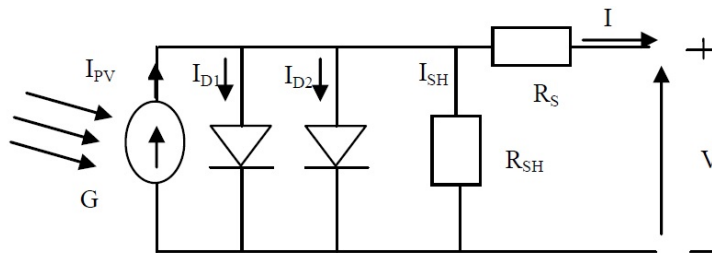


Figure 2-10 : Modèle de circuit PV double diodes avec des résistances séries et parallèles.

La précision de ces modèles est plus grande que celle du modèle mono-diode, mais il y a quelques difficultés à résoudre l'équation. Pour des raisons de simplicité, le modèle mono-

diode de la figure 2.9 est préféré et utilisé dans ce travail. L'équation de base du modèle à deux diodes de la cellule PV est donnée par l'équation suivante :

$$I = I_{PV} - I_{D1} - I_{D2} \quad (2.11)$$

Avec

$$I_{D1} = I_{01} * \left[\exp\left(\frac{V}{A_1 * V_T}\right) - 1 \right] \quad (2.12)$$

$$I_{D2} = I_{02} * \left[\exp\left(\frac{V}{A_2 * V_T}\right) - 1 \right] \quad (2.13)$$

Après la combinaison des équations (2.12) et (2.13) et l'inclusion des paramètres supplémentaires R_S et R_{SH} , l'équation (2.11) devient :

$$I = I_{PV} - I_{01} * \left[\exp\left(\frac{V + I * R_S}{A_1 * V_T}\right) - 1 \right] - I_{02} * \left[\exp\left(\frac{V + I * R_S}{A_2 * V_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + I * R_S}{R_{sh}}\right) \quad (2.14)$$

I_{01} : est le courant de saturation inverse dû à la diffusion.

I_{02} : est le courant de saturation inverse dû à la recombinaison dans la couche de charge locale.

$A_1=1$, est le facteur d'idéalité de la diode D1.

$A_2 \geq 1.2$, est le facteur d'idéalité de la diode D2.

Tous les autres paramètres sont expliqués précédemment.

2.2.7. Maximum de puissance

Les algorithmes MPPT (**Maximum Power Point Tracking**) sont nécessaires dans les applications photovoltaïques, car le point de puissance maximal (PPM) d'un panneau solaire varie en fonction de l'irradiation et de la température. De plus, l'utilisation des algorithmes MPPT est nécessaire afin d'obtenir la puissance maximale d'une installation solaire.

Au cours des dernières décennies, de nombreuses méthodes ont été développées et publiées pour trouver la PPM. Ces techniques diffèrent sur de nombreux aspects tels que les capteurs requis, la complexité, le coût, la plage d'efficacité, la vitesse de convergence, le suivi correct lors de l'irradiation et/ou du changement de température, le matériel nécessaire pour la mise en œuvre ou la popularité.

Parmi ces techniques, les algorithmes P&O (**Perturb&Observe**) et InCond (**Incremental conductance**) sont les plus courants. Ces techniques ont l'avantage d'une mise en œuvre facile, mais elles ont aussi des inconvénients, comme nous le verrons plus loin. D'autres techniques basées sur des principes différents sont le contrôle par logique floue, les réseaux de neurones, la tension fractionnelle en circuit ouvert ou le courant de court-circuit, le balayage de courant, etc. La plupart de ces méthodes donnent un maximum local et certaines, comme la tension fractionnaire en circuit ouvert ou le courant de court-circuit, donnent un PPM approximatif, pas le PPM exact. Dans des conditions normales, la courbe V-P n'a qu'un seul maximum, donc ce n'est pas un problème. Cependant, si le générateur PV est partiellement ombragé, il y a plusieurs maxima dans ces courbes. Dans la section suivante, les techniques MPPT les plus populaires sont présentées [53].

2.2.7.1. Méthode Hill Climbing/Perturb&Observe.

Parmi tous les documents que nous avons rassemblés, nous avons mis l'accent sur les méthodes **Hill Climbing** et **Perturb&Observe** (P&O). La méthode **Hill Climbing** cause une perturbation du rapport cyclique du convertisseur de puissance et une perturbation de la tension de fonctionnement du réseau PV. Dans le cas d'un générateur PV connecté à un convertisseur de puissance, le fait de perturber le rapport cyclique du convertisseur de puissance perturbe le courant du générateur PV et par conséquent la tension du générateur PV. Les méthodes **Hill Climbing** et **Perturb&Observe** sont des façons différentes d'envisager la même méthode fondamentale [43].

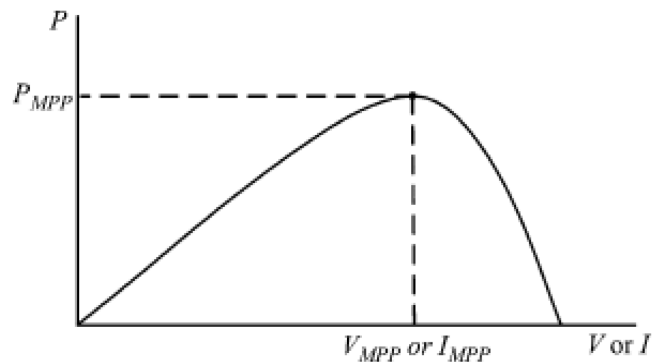


Figure 2-11 : Caractéristique de la courbe de puissance d'un générateur PV.

Perturbation	Changement de puissance	Prochaine perturbation
Positif	Positif	Positif
Positif	Négatif	Négatif
Négatif	Positif	Négatif
Négatif	Négatif	Positif

Tableau 2-1 : résumé de l'algorithme Hill Climbing et P&Q

À partir de la Figure 2.11, on peut voir que l'augmentation de la tension augmente la puissance lorsque l'on travaille à gauche du PPM et diminue la puissance lorsque l'on travaille à droite du PPM. Par conséquent, s'il y a une augmentation de la puissance, la perturbation subséquente doit être maintenue au même niveau pour atteindre le PPM et s'il y a une diminution de la puissance la perturbation devrait être inversée. Cet algorithme est résumé dans Tableau 1. Dans [34], il est montré que l'algorithme fonctionne également lorsque la tension et le courant instantanés (au lieu de la moyenne) du générateur PV sont utilisés, dans la mesure où l'échantillonnage n'a lieu qu'une seule fois à chaque commutation de cycle.

Le processus est répété périodiquement jusqu'à ce que le PPM soit atteint. Le système oscille alors autour du PPM. L'oscillation peut être minimisée en réduisant la taille du pas de perturbation. Cependant, une perturbation de plus petite taille ralentit le MPPT [43].

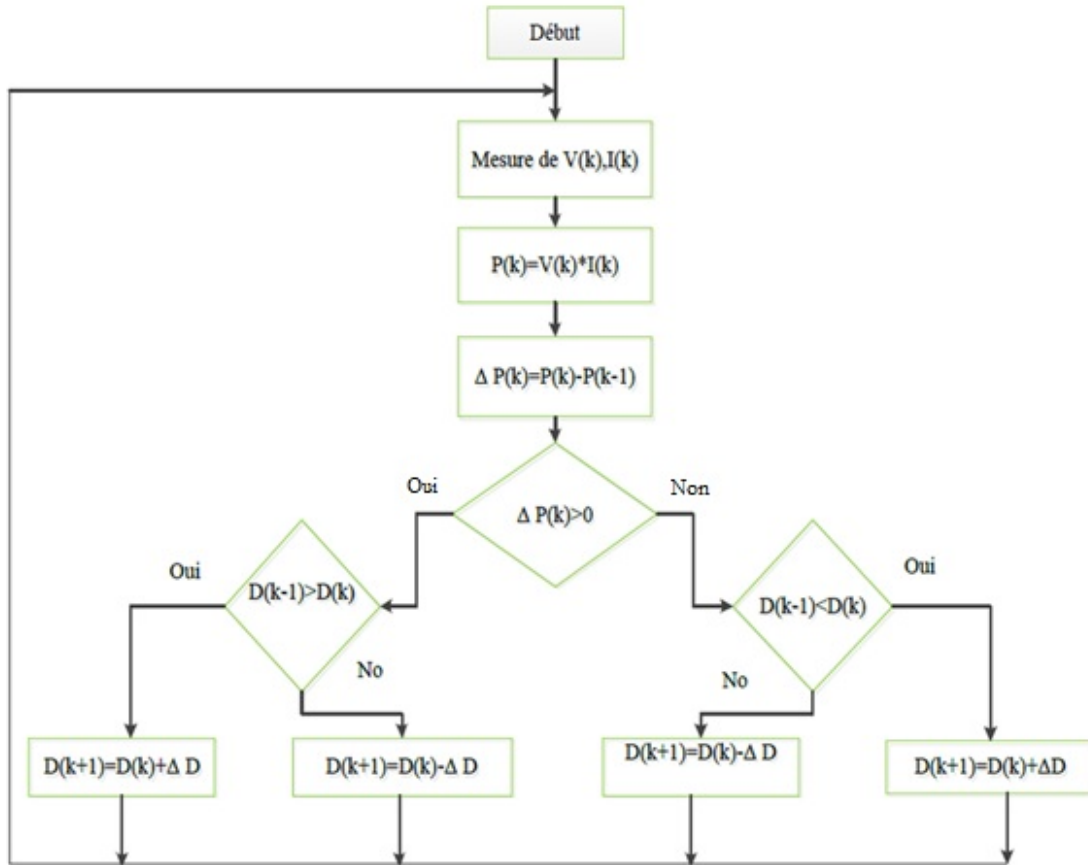


Figure 2-12 : Algorithme de la Perturbation et Observation.

2.2.8. Configuration et raccordement dans le réseau électrique

Les modules PV génèrent du courant et de la tension continue. Cependant, pour alimenter le réseau en électricité, il faut du courant et de la tension alternative. Les onduleurs sont utilisés pour convertir le courant continu en courant alternatif. De plus, ils peuvent être chargés de maintenir le point de fonctionnement de l'installation PV au MPP. Cela se fait généralement avec des algorithmes de suivi PPM computationnel.

Il existe différentes configurations d'onduleurs en fonction de la configuration des modules PV connectés à l'onduleur. Le choix de la configuration à utiliser doit être fait au cas par cas en fonction des exigences environnementales et financières. Si les modules ne sont pas identiques ou ne fonctionnent pas dans les mêmes conditions, le PPM est différent dans chaque panneau et la caractéristique tension-puissance résultante a plusieurs maxima, ce qui constitue un problème, car la plupart des algorithmes MPPT convergent vers un maximum local selon le point initial. Si le point de fonctionnement n'est pas le PPM, toute

la puissance possible n'est pas injectée dans le réseau. Pour ces raisons, chaque cas doit être soigneusement étudié afin d'optimiser l'installation et d'obtenir la performance maximale.

Les différentes configurations sont décrites brièvement dans ce chapitre, car elles ne font pas l'objet de cette thèse. Vous trouverez plus d'informations sur toutes les topologies suivantes dans [43].

2.2.8.1. Onduleur central

C'est la configuration la plus simple : les séries PV (composées de plusieurs panneaux PV connectés en série) sont connectées en parallèle pour obtenir la puissance de sortie souhaitée. Le générateur PV qui en résulte est connecté à un seul onduleur, comme le montre la Figure 2.13. Dans cette configuration, toutes les séries PV fonctionnent à la même tension, qui peut ne pas être la tension de PPM pour chacune d'entre elles.

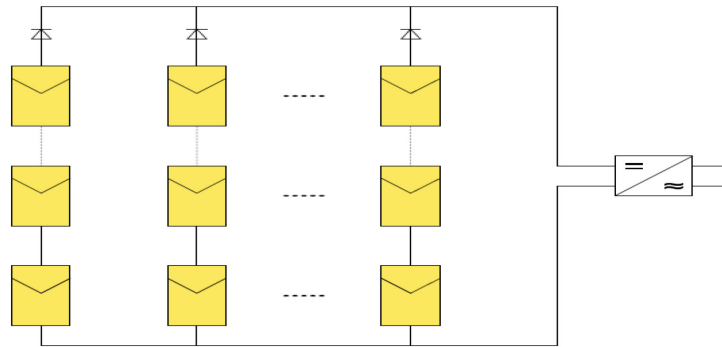


Figure 2-13 : Configuration centrale.

2.2.8.2. L'onduleur « rangé »

Dans cette configuration, chaque série PV est connectée à un onduleur différent, comme le montre la Figure 2.14. Ceci peut améliorer le suivi PPM en cas de décalage ou d'ombrage, car chaque branche peut fonctionner à une PPM différente au besoin, alors que dans l'onduleur central. Il n'existe qu'un point de fonctionnement qui ne peut être le PPM pour chaque branche, entraînant ainsi des pertes de puissance. D'autre part, plus le nombre de composants du système augmente, plus le coût d'installation augmente.

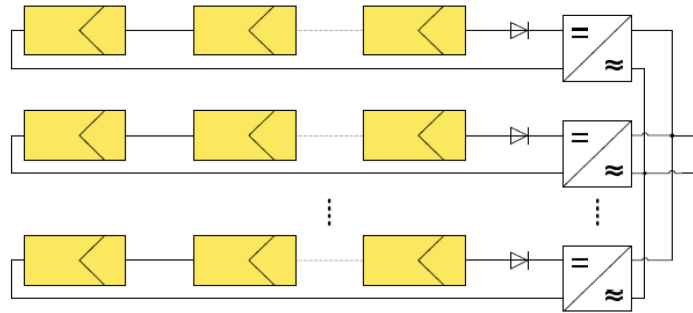


Figure 2-14 : Configuration Onduleur « rangée ».

2.2.8.3. Le hacheur « rangé »

Dans ce cas, chaque branche est connectée à un convertisseur DC-DC différent, qui est chargé du suivi du PPM de la branche. Les convertisseurs sont connectés à un seul onduleur comme illustré à la Figure 2.15. Les avantages liés au suivi du PPM sont les mêmes que dans la configuration des chaînes, chaque chaîne peut avoir un PPM différent. L'inconvénient de cette installation est l'augmentation du prix par rapport à l'onduleur central, car un convertisseur est utilisé pour chaque branche.

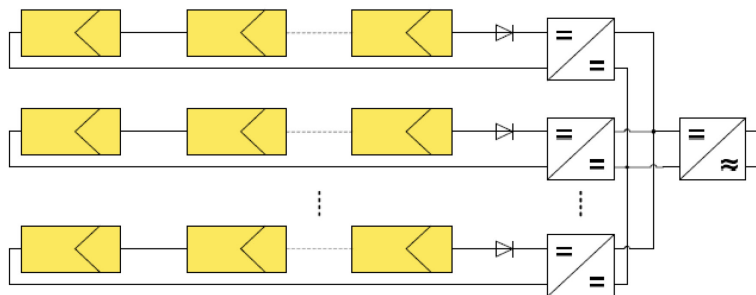


Figure 2-15 : Configuration hacheur « rangé ».

2.2.8.4. L'onduleur modulaire

Dans cette configuration, comme le montre la figure 2.16, chaque module PV est connecté à un onduleur différent. Par conséquent, la puissance maximale est obtenue à partir de chaque panneau lorsque le PPM individuel est suivi par chaque onduleur. Cette configuration peut être utilisée lorsque les différences de point de fonctionnement des différents modules sont importantes. Cependant, il est plus cher parce que chaque panneau a son propre onduleur.

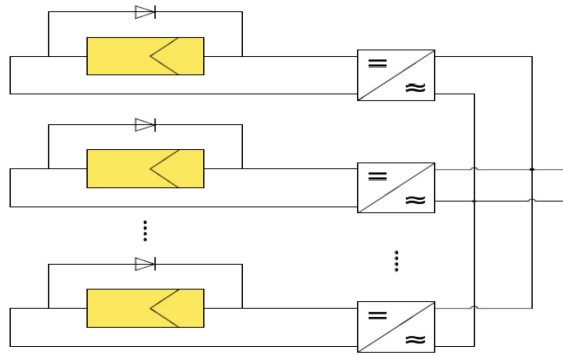


Figure 2-16 : Configuration « Onduleur modulaire ».

2.3 Générateur d'énergie de type éolien

Contrairement aux éoliennes qui sont utilisées directement pour des travaux tels que le pompage de l'eau ou le broyage du grain, les éoliennes sont utilisées pour convertir énergie cinétique du vent en électricité. La première éolienne au monde à commande automatique a été conçue et construite par Charles Brush en 1888. Cette éolienne était équipée de 144 pales de cèdre ayant un diamètre de 17 m. Il a généré une puissance de pointe de 12 kW pour charger des batteries fournissant un courant continu aux lampes et aux moteurs électriques.

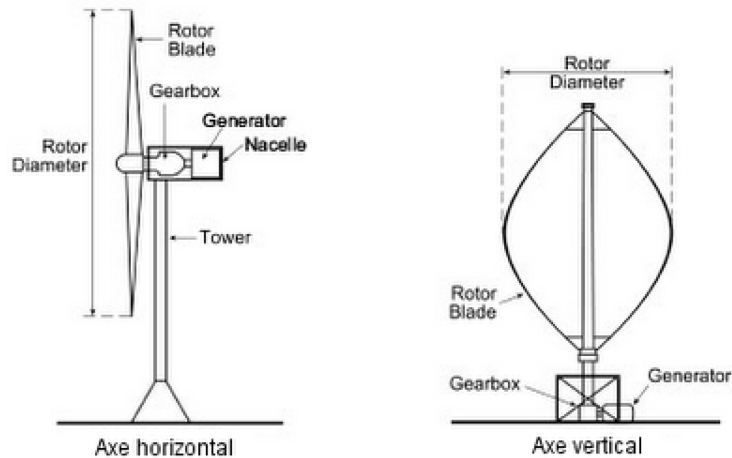


Figure 2-17 : type d'éolienne.

Aujourd'hui, les éoliennes modernes dans les parcs éoliens ont généralement trois pales, fonctionnant à des vitesses de vent relativement élevées pour une puissance pouvant atteindre plusieurs mégawatts.

2.3.1. Différents types d'aérogénérateurs

Les éoliennes sont généralement classées en deux types : les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical.

Une machine à axe horizontal a ses pales tournant sur un axe parallèle au sol, cependant une machine à axe vertical le mouvement des pales est perpendiculaire au sol. Il existe un certain nombre de modèles pour les deux types et chacun présente certains avantages et inconvénients. Cependant, les machines à axe vertical sont moins commercialisées.

2.3.1.1. Éoliennes à axe horizontal

Une éolienne à axe horizontal est la machine la plus utilisée. En plus d'être parallèle au sol, l'axe de rotation des pales est parallèle au vent.

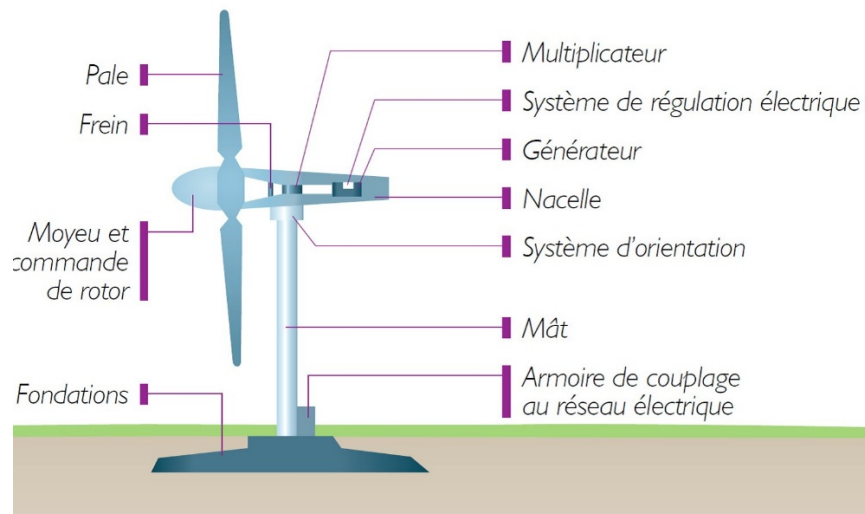


Figure 2-18 : Composition d'une éolienne à axe horizontal.

Une nacelle installée perpendiculaire à la tour et horizontale par rapport au sol, elle contient les dispositifs de la transmission et de la transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique (figure 2.18).

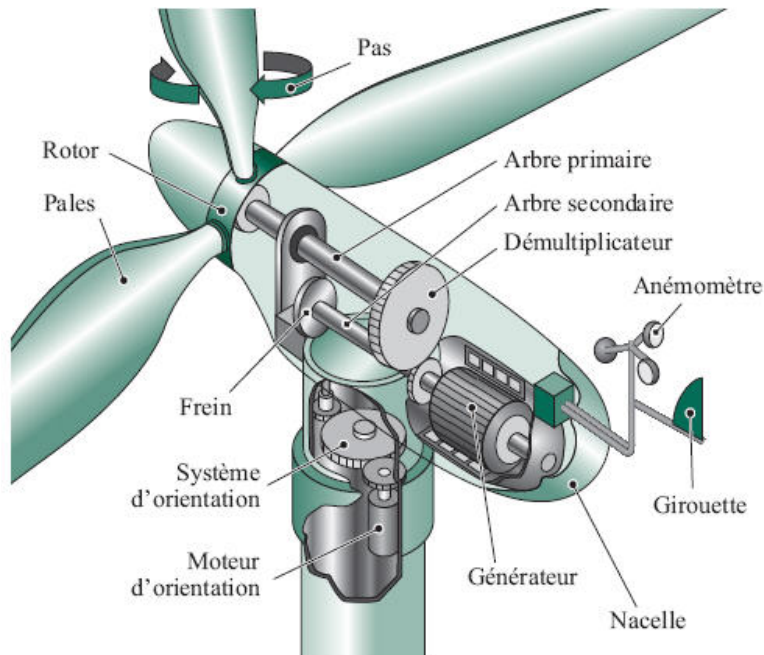


Figure 2-19 : Vue intérieure d'une nacelle.

2.3.1.2. Éolienne à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical sont préconisées comme étant capables de capter le vent de toutes les directions, et n'ont pas besoin de mécanismes d'orientation de gouvernails ou de cônes sous le vent. Leurs génératrices électriques peuvent être placées près du sol, et donc facilement accessibles. L'inconvénient, c'est que les conceptions ne sont pas auto-démarrées.



Figure 2-20 : Éolienne à axe vertical.

Il y a deux types distincts d'éoliennes à axe vertical : les Darrieus et les Savonius. Le rotor Darrieus a fait l'objet de nombreuses recherches et a été largement développé par le laboratoire national de Sandia aux États-Unis dans les années 1980.

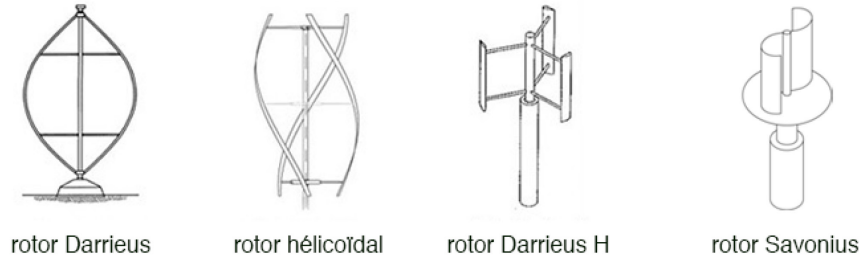


Figure 2-21 : Type d'éolienne à axe vertical.

De nouveaux concepts d'éoliennes à axe vertical sont en cours d'introduction, notamment pour une utilisation en milieu urbain, où elles seraient considérées comme plus sûres en raison de leur faible vitesse de rotation, évitant ainsi le risque d'éjection des pales et pouvant capter le vent dans toutes les directions.

2.3.2. Puissance récupérable par une éolienne

Une éolienne est un dispositif permettant d'extraire l'énergie cinétique du vent. En enlevant une partie de son énergie cinétique, le vent doit ralentir, mais seule la masse d'air qui traverse le disque du rotor est affectée. En supposant que la masse d'air affectée reste séparée de l'air qui ne traverse pas le disque du rotor et ne ralentit pas, on peut tracer une surface limite contenant la masse d'air affectée et qui peut être prolongée en amont et en aval en formant un long tube de courant à section circulaire comme illustré à la figure 2.22.

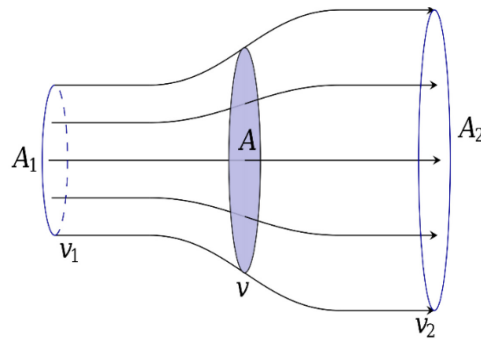


Figure 2-22 : Le tube d'extraction d'énergie d'une éolienne [23].

$$\text{Énergie cinétique} = \frac{1}{2} mV^2 \quad (2.15)$$

La puissance dans l'air en mouvement est le débit d'énergie cinétique par seconde en watts, donc on peut déterminer la puissance dans le vent par la formule suivante [40].

$$P_v = \frac{1}{2} \rho * a * v^3 \quad (2.16)$$

Avec :

P_v : la puissance disponible dans le vent,

ρ : la densité de l'air (kg/m^3),

a : la surface de balayage des pâles (m^2),

v : la vitesse du vent (m/s).

La puissance réelle extraite par les pales du rotor est la différence entre l'énergie éolienne en amont et en aval. Alors le rendement du rotor ou le coefficient de puissance du rotor est donné par la formule suivante :

$$C_p = \frac{P_r}{P_v} \quad (2.17)$$

Avec

P_r : puissance réelle extraite par les pâles.

Selon l'équation (2.16) et (2.17) on peut déduire que :

$$P_r = \frac{1}{2} \rho * a * v^3 C_p \quad (2.18)$$

Avec

$$a = \pi r^2$$

Donc l'équation (2.18) devienne :

$$P_r = \frac{1}{2} \rho * \pi r^2 * v^3 C_p \quad (2.19)$$

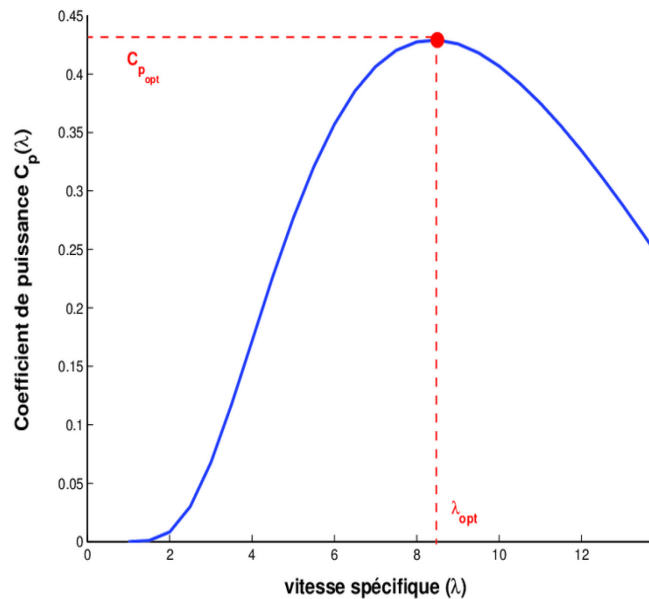


Figure 2-23 : le coefficient de puissance du rotor.

Le coefficient de puissance du rotor peut être exprimé en fonction de la vitesse spécifique :

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (2.20)$$

Avec

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{v} \quad (2.21)$$

$R\Omega$: La vitesse linéaire périphérique en bout de pale.

L'analyse aérodynamique de l'écoulement du vent autour de la pale en mouvement avec un angle d'inclinaison donné établit la relation entre la vitesse de pointe du rotor et la vitesse du vent. Dans la pratique, le C_p maximal réalisable se situe entre 0,4 et 0,5 pour les turbines modernes à deux pales à grande vitesse, et entre 0,2 et 0,4 pour les turbines à basse vitesse à plusieurs pales.

La valeur maximale théorique de C_p est de 0,59. Ce dernier est souvent exprimé en fonction du rapport de la vitesse de rotation en bout de rotor comme le montre la figure 2.24.

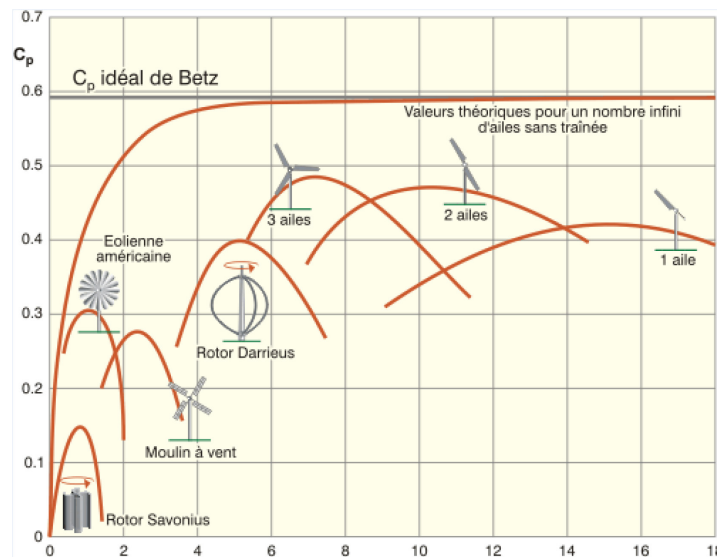
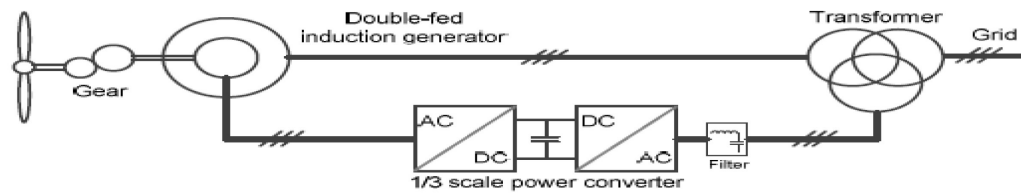


Figure 2-24: coefficient C_p pour différents type d'éoliennes- graphique [40].

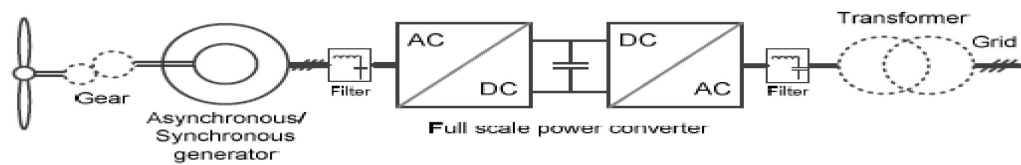
2.3.3. Régulation de la puissance d'une éolienne

Dans les systèmes de production d'énergie éolienne, l'énergie éolienne est convertie en tension/courant alternatif variable par des générateurs, par conséquent la conversion d'énergie AC-DC et DC-AC est dominante dans cette application pour réguler la puissance. En tant que solution la plus moderne et la plus utilisée pour la production d'énergie éolienne, le convertisseur de puissance monocellulaire à échelle partielle est utilisé en conjonction avec le générateur à double alimentation par induction (DFIG), comme le

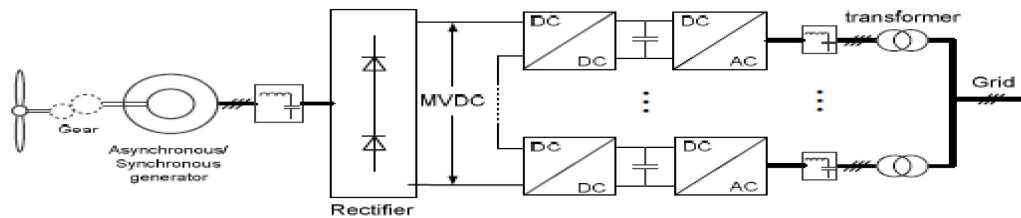
montre la figure 2.25 (a). Le stator de DFIG est directement raccordé au réseau, tandis qu'un convertisseur de puissance à échelle partielle est raccordé au rotor pour contrôler la fréquence du rotor ainsi que le courant, avec une puissance nominale normale de 30 % du générateur. Le convertisseur plus petit rend ce concept attrayant du point de vue économique. Cependant, ses principaux inconvénients sont l'utilisation de bagues collectrices et les dispositifs de protection/contrôle de la puissance en cas de défauts de réseau, et diminuent donc la disponibilité de l'alimentation en électricité de l'unité [29].



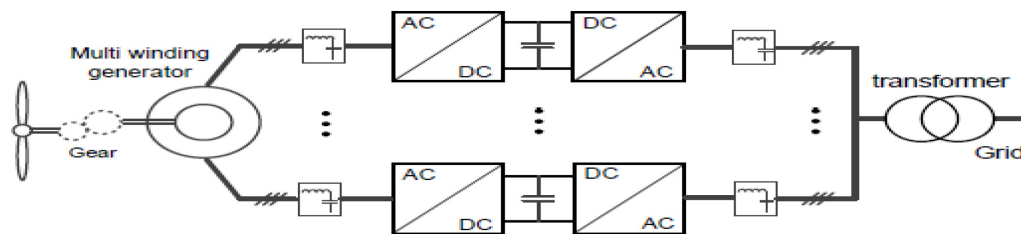
(a) Single-cell converter with partial-scale power.



(b) Single-cell converter with full-scale power.



(c) Multi-cell converters with generator side series and grid side paralleled (Series-Parallel).



(d) Multi-cell converters with both generator side and grid side paralleled (Parallel-Parallel).

Figure 2-25 : Configuration commune pour la production d'énergie éolienne [57].

La figure 2.25 (b) présente une autre configuration qui devient de plus en plus populaire dans le domaine de l'énergie éolienne. Elle présente un convertisseur de puissance pleine échelle à cellule unique qui permet de contrôler toute la puissance et toute la plage de

vitesse du système éolien. Dans cette solution, le générateur peut être asynchrone, synchrone à excitation électrique (WRSG) ou à excitation magnétique permanente (PMSG). L'élimination du collecteur tournant, une boîte de vitesses plus simple ainsi que la contrôlabilité totale en puissance pendant les pannes du faisceau constituent les principaux avantages par rapport aux configurations DFIG. Toutefois, la montée rapide de puissance de l'éolienne, l'augmentation de la charge et le coût élevé de l'électronique de puissance peuvent soulever certaines incertitudes quant à la commercialisation ultérieure de cette solution.

La figure 2.25 (c) montre une approche de convertisseur multi-cellules: les convertisseurs unicellulaires sont connectés en série du côté générateur avec un bus DC moyenne tension (MT), tandis que les convertisseurs côté réseau sont connectés en parallèle avec des transformateurs séparés. Le principal avantage de cette solution réside dans le fait que les semi-conducteurs de puissance basse tension standard peuvent être utilisés pour des conversions de puissance et de tension plus élevées. Les caractéristiques de redondance des cellules multiples augmentent également la disponibilité de cette configuration de convertisseur.

La figure 2.25 (d) montre une autre solution multi-cellules adoptée par Gamesa pour l'éolienne de 4,5 MW [42], dont les convertisseurs unicellulaires sont parallèles du côté générateur et du côté réseau. Siemens introduit également ce type de solution ("parallèlement aux convertisseurs unicellulaires") dans certaines de ses éoliennes multi-MW. Les convertisseurs basse tension monocellulaires standard ayant fait leurs preuves et leur capacité de redondance sont les principaux avantages de cette solution.

2.3.3.1. Topologies pour convertisseur d'énergie éolienne

Pour l'application à une éolienne, le niveau de puissance est normalement élevé afin de réduire le prix par KW/h produit, donc les topologies de convertisseur triphasé sont dominantes pour les systèmes éoliens.

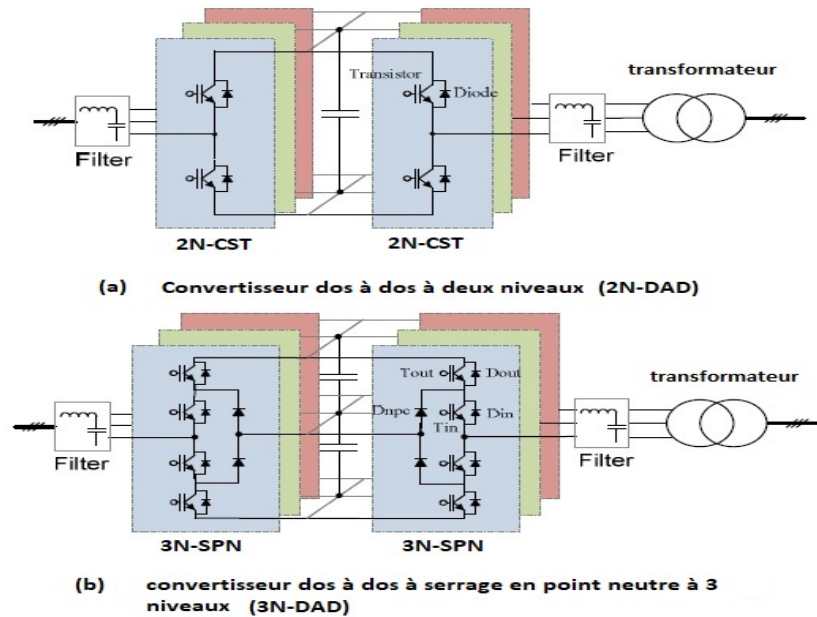


Figure 2-26 : Topologies électroniques de puissance communes pour un convertisseur d'énergie éolienne.

Le convertisseur de source de tension à modulation de largeur d'impulsion avec tension de sortie à deux niveaux (CST-MLI-2N) est la topologie triphasée de convertisseur de puissance la plus fréquemment utilisée dans les réseaux d'énergie éolienne. Pour interfacer le générateur au réseau, CST-MLI-2N se présente en principe comme structure dos à dos avec un transformateur côté réseau, comme indiqué sur la figure 2.26 (a). Un avantage technique de la solution 2N-DAD est qu'elle contribue à une performance robuste et fiable qui a fait ses preuves. Cependant, avec l'augmentation de la puissance et du niveau de tension, le convertisseur 2N-DAD peut subir des pertes de commutation plus importantes, un rendement inférieur et des tensions dv/dt plus élevées pour le générateur et le transformateur [52]. La topologie à serrage en point neutre à trois niveaux est l'une des topologies de convertisseur multi-niveaux les plus commercialisées sur le marché, la topologie est illustrée à la figure 2.26 (b), qui est appelée 3N-SPN DAD pour des raisons pratiques. Elle atteint un niveau de tension de sortie supérieur et moins dv/dt que la topologie 2N-DAD donc la taille du filtre est réduite. La 3N-SPN DAD peut également fournir la double amplitude en tension par rapport à deux niveaux topologies avec les dispositifs de commutation du même voltage nominal. La fluctuation de la tension centrale

du bus CC était un inconvénient du 3N-SPN DAD. Cependant, ce problème a fait l'objet de recherches approfondies et il est considéré comme amélioré par le contrôle de l'état de commutation redondant. Alors, on constate que la répartition des pertes est inégale entre les dispositifs de commutation extérieurs et intérieurs d'un bras de commutation, et ce problème peut conduire à une capacité de puissance inégale lorsqu'il est pratiquement conçu.

2.4 La théorie de la logique floue

Le concept des ensembles flous a été introduit en 1965 par Lotfi Zadeh comme moyen de représenter le flou dans les applications. Il a suggéré une théorie des ensembles modifiée dans laquelle un individu peut avoir une valeur qui varie sur un ensemble de valeurs au lieu d'être 0 ou 1, la théorie des ensembles floue est une extension à la théorie traditionnelle et la logique floue est la logique correspondante à la manipulation des ensembles flous.

Grâce à la logique floue, un système peut non seulement représenter des concepts imprécis tels que Rapide, Grand, etc., mais aussi, grâce à un ensemble de principes mathématiques solides, il peut également utiliser ces concepts pour faire des déductions sur le système. La logique floue vise à modéliser un raisonnement imprécis ou de bon sens pour des processus incertains, mal définis et complexes qui ne nécessitent pas un haut niveau de précision.

Un contrôleur de logique floue (CLF) utilise la logique floue pour déterminer le plan d'action. Il fournit un algorithme qui convertit la stratégie de contrôle linguistique basée sur les connaissances des experts en une stratégie de contrôle automatique. Le processus est contrôlé par des variables linguistiques plutôt que par des variables numériques.

Les CLFs sont une option attrayante lorsque le processus à contrôler est mal défini et nécessite normalement un opérateur humain qualifié. Au cours des dernières années, le contrôle par logique floue a été largement appliqué à une variété de problèmes de contrôle et s'est avéré être une bonne alternative aux méthodes de contrôle conventionnelles. Parmi les applications, mentionnons le contrôle des procédés de fours à ciment, le contrôle des robots, le traitement des images et l'exploitation automatique des trains [13].

2.4.1. Théorie des ensembles flous

- **Les ensembles flous**

La théorie des ensembles flous est une extension de la théorie classique des ensembles. Comme pour les ensembles classiques, les ensembles flous sont définis sur un univers de

discours. Pour un univers donné du discours U , un ensemble flou est déterminé par une fonction d'appartenance qui associe des éléments de U à une plage d'appartenance qui se situe habituellement dans la plage $[0,1]$.

Soit U un ensemble d'objets désignés par $[u]$ où ' u ' représente l'élément générique de U . Un ensemble flou A dans l'univers du discours U est caractérisé par une fonction d'appartenance $\mu_A(u)$ qui associe chaque élément de U à un nombre réel dans l'intervalle $[0,1]$, soit $(\mu_A(u): U \rightarrow [0,1])$. La fonction d'appartenance représente le niveau d'adhésion de u en A .

L'ensemble flou A peut donc être représenté par :

$$A = \{(u, \mu_A(u))/u \in U\} \quad (2.22)$$

Lorsque U est continu, l'ensemble flou A est représenté par :

$$A = \int u \mu_A(u)/u \quad (2.23)$$

Lorsque U est discret, A est représenté par :

$$A = \sum \mu_A(u_i)/u_i \quad (2.24)$$

Un ensemble flou peut être considéré comme une généralisation d'un ensemble classique, de sorte que dans un ensemble classique, un élément aura une fonction d'appartenance $\mu_A=0$ ou 1 . Dans la théorie classique des ensembles, un élément appartient ou n'appartient pas à un ensemble, mais les éléments appartenant à un ensemble flou montrent une transition graduelle de l'adhésion à la non-adhésion. Ainsi, les ensembles flous permettent à un élément de l'ensemble d'avoir un degré d'appartenance de n'importe quelle valeur réelle entre 0 et 1 qui s'appelle le degré d'appartenance. Cette valeur détermine dans quelle mesure un élément appartient à un ensemble.

- **Opération de réglages flous**

Toutes les opérations normales de réglage peuvent être définies sur des réglages flous. Soit A et B deux ensembles flous en U avec les fonctions appartenance μ_A et μ_B . Les opérations traditionnelles de théorie des ensembles d'union, d'intersection et de complément des sous-ensembles classiques de X peuvent être étendues aux ensembles flous par leurs fonctions d'appartenance [13].

- ❖ **Union :**

$$\mu_{A \cup B}(u) = \max\{\mu_A(u), \mu_B(u)\} \text{ pour } u \in U \quad (2.25)$$

❖ **Intersection :**

$$\mu_{A \cap B}(u) = \min\{\mu_A(u), \mu_B(u)\} \text{ pour } u \in U \quad (2.26)$$

❖ **Complément :**

$$\mu_{\bar{A}}(u) = 1 - \mu_A(u) \text{ pour } u \in U \quad (2.27)$$

• **Variables et valeurs linguistiques**

Le terme variable linguistique désigne une variable définie dans un univers de discours et prenant une certaine valeur comme petite, grande, etc. Ces valeurs linguistiques qui sont représentées en langue naturelle sont appelées valeurs linguistiques ou termes primaires. Ces valeurs linguistiques sont modélisées par des ensembles flous. Chaque variable linguistique implique un ensemble fini de termes primaires. Un autre aspect important des ensembles flous est le concept des ensembles linguistiques tels que légèrement, très, plus ou moins.

Par exemple, une variable linguistique 'Pression' peut avoir des valeurs telles que très élevée, élevée, légèrement élevée et pas très élevée. Ainsi, une variable linguistique est définie à la fois par des termes primaires et des couvertures linguistiques. Les couvertures linguistiques ressemblent à l'opération de concentration (très élevée), à l'opération de dilatation (légèrement élevée) et à l'opération de complément (pas très élevée). Il introduit dans le système une nuance de flou qui permet de modéliser le processus de prise de décision humain.

2.4.2. La logique floue

La logique floue est la logique correspondant aux ensembles flous. Dans la logique à deux valeurs classiques, ou la logique booléenne ou binaire, une proposition est soit vraie, soit fausse. Les seules valeurs d'appartenance permises sont 0 ou 1. Chaque élément de l'univers du discours est soit un membre à part entière de l'ensemble, ne soit pas du tout un membre. Deux logiques importantes fonctionnent bien pour les problèmes qui sont linéaires et les systèmes qui peuvent être modélisés avec précision et elle s'est avérée efficace pour résoudre ces problèmes. Dans une logique multi-valeur, une proposition peut être vraie, fausse ou avoir une valeur de vérité intermédiaire. L'ensemble des valeurs de vérité est censé être également réparti sur l'intervalle [0, 1]. En logique floue, la fonction d'appartenance peut avoir des valeurs comprises entre 0 et 1 [13].

- **Règles d'inférence floue**

Une règle d'inférence floue ou une relation floue est souvent exprimée par la structure logique conditionnelle 'Si-alors'. Ils sont de la forme "Si A alors B", où A et B sont des ensembles flous caractérisés par des fonctions d'appartenance appropriées. Ces règles tendent à rendre compte de l'imprécision du raisonnement humain lorsqu'il s'agit de prendre une décision dans un environnement d'incertitude et d'imprécision. Par exemple, une règle floue pour contrôler le courant dans le compresseur à l'intérieur d'un climatiseur pourrait s'écrire comme suit : " Si la température est élevée et que l'humidité est basse, Alors fournissez une quantité modérée de courant ". La condition "Si" s'appelle l'antécédent et "Alors" s'appelle la conséquence. De telles règles sont généralement obtenues à partir des connaissances de système et reflètent l'expérience et le savoir-faire d'experts humains.

Une autre forme de règles floues, proposée par Takagi et Sugeno, montre l'implication des ensembles flous uniquement dans la partie des prémisses. Un exemple de règle floue utilisant la règle d'inférence floue de Takagi et Sugeno peut être donné par :

Si la vitesse est élevée **Alors** force = $k \cdot (\text{vitesse})$

Où une valeur linguistique représentée par une fonction d'appartenance est élevée dans la partie antécédente. Le résultat est une équation non floue, c'est-à-dire que les variables de sortie sont numériques. Pour la mise en œuvre informatique d'une règle floue, les valeurs linguistiques haute, basse et modérée doivent être associées à des valeurs numériques. La théorie des ensembles flous permet de définir ces termes au moyen de fonctions d'appartenance et d'attribuer ces valeurs qualitatives aux ensembles flous.

- **Fonctions d'appartenances**

Chaque valeur linguistique est caractérisée par une fonction d'appartenance. Il y a deux façons pour définir la fonction d'appartenance des ensembles flous : numérique et fonctionnelle. Une définition numérique exprime le degré de fonction d'appartenance d'un ensemble flou comme un vecteur de nombres dont la dimension dépend du nombre d'éléments discrets dans l'univers du discours. Une définition fonctionnelle définit la fonction d'appartenance d'un ensemble flou dans une expression analytique où le degré d'appartenance pour chaque élément est calculé.

Certaines formes standard de fonctions d'appartenance sont couramment utilisées pour représenter les ensembles flous basés sur l'univers du discours. Les fonctions d'appartenance les plus couramment utilisées sont :

(a) fonction S, (b) fonction π , (c) forme triangulaire, (d) forme trapézoïdale, (e) forme exponentielle et la forme gaussienne [13].

La forme triangulaire et la forme trapézoïdale sont les plus utilisées pour déterminer le degré d'appartenance.

- **Fonction appartenance triangulaire**

Les fonctions d'appartenance ont une forme triangulaire dont l'apparence précise est déterminée par les valeurs a, b, c comme le montre la figure 2.27. 'a' et 'c' sont les limites inférieure et supérieure des ensembles flous et 'b' est la moyenne de 'a' et 'c'. Pour un élément x, la fonction d'appartenance est définie comme suit :

$$\mu_A(X) = 0, X < a \quad (2.28)$$

$$\mu_A(X) = (X - a)/(b - a), a \leq X \leq b \quad (2.29)$$

$$\mu_A(X) = (c - X)/(c - b), b \leq X \leq c \quad (2.30)$$

$$\mu_A(X) = 0, X > c \quad (2.31)$$

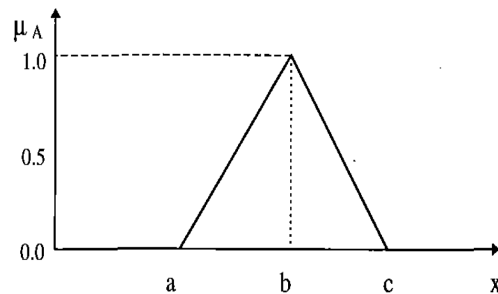


Figure 2-27 : Fonction d'appartenance floue triangulaire.

- **Fonction d'appartenance trapézoïdale**

Une fonction d'appartenance floue trapézoïdale est illustrée à la figure 2.28. 'a' et 'd' sont les limites inférieure et supérieure des ensembles flous et la région comprise entre 'b' et 'c' a toujours une valeur de membre égale à un. La fonction d'adhésion pour un nombre flou trapézoïdal est donnée comme suit :

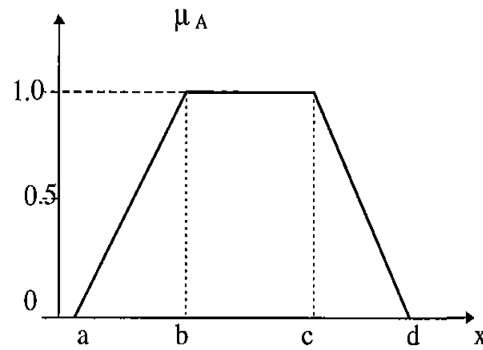


Figure 2-28 : Fonction d'appartenance floue trapézoïdale.

$$\mu_A(X) = 0, X < a \quad (2.32)$$

$$\mu_A(X) = (X - a)/(b - a), a \leq X \leq b \quad (2.33)$$

$$\mu_A(X) = 1, b \leq X \leq c \quad (2.34)$$

$$\mu_A(X) = (d - X)/(d - c), c \leq X \leq d \quad (2.35)$$

$$\mu_A(X) = 0, X > d \quad (2.36)$$

- **Contrôleur logique floue (FLC)**

Les applications intégrant la logique floue ont leurs entrées, sorties et réponse de commande spécifiées dans des termes similaires à ceux qui pourraient être utilisés par les opérateurs humains. Des modèles mathématiques complexes du système ne sont pas nécessaires. La base de connaissances construite, basée sur l'expérience de l'expert humain, se présente sous la forme de règles facilement compréhensibles. De tels systèmes sont appelés systèmes d'inférence floue et ils sont aussi connus sous le nom de modèles flous, Mémoires Associatives Floues (MAF), ou Contrôleur Logique Floue (CLF) lorsqu'ils sont utilisés dans des problèmes de contrôle.

- **Structure de base d'un contrôleur logique floue**

Les principaux éléments d'un contrôleur logique floue sont l'unité de fuzzification, la base de connaissances floue, l'unité d'inférence logique floue et l'unité de défuzzification. La structure de base est illustrée à la figure 2.29.

- ❖ L'unité de fuzzification met en correspondance les entrées mesurées, qui se présentent sous la forme d'entrées numériques, avec les valeurs linguistiques floues utilisées par le mécanisme du raisonnement flou.
- ❖ La base de connaissances floue contient deux types d'informations : (a) une base de données définissant la fonction d'appartenance des ensembles flous

utilisés comme valeurs pour chaque variable du système et (b) une base de règles qui associe les valeurs floues de l'entrée aux valeurs floues de la sortie.

- ❖ L'unité d'inférence de logique floue effectue diverses opérations de logique floue pour déduire l'action de contrôle pour les entrées floues données.
- ❖ L'unité de défuzzification convertit l'action de contrôle floue présumée en la valeur de contrôle numérique requise.

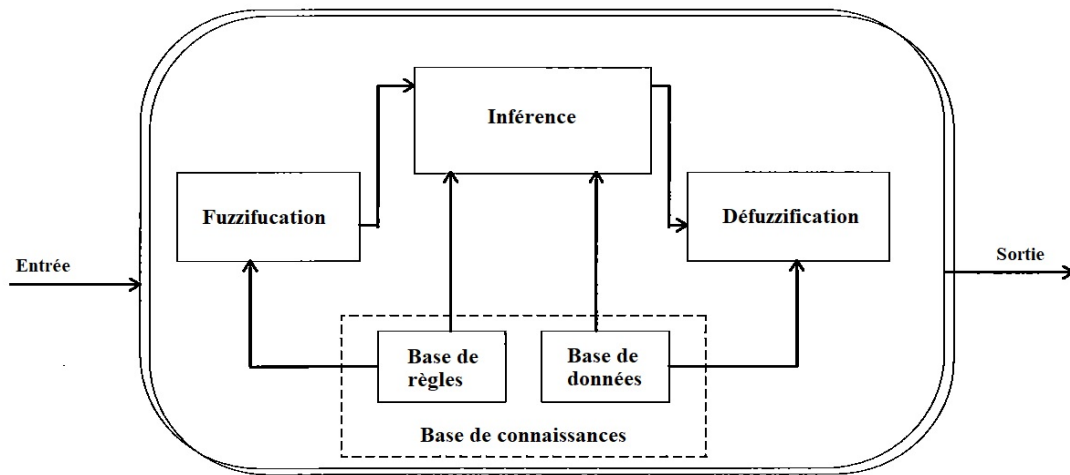


Figure 2-29 : Structure de base d'un contrôleur logique floue.

Les variables système sont de deux types : les variables d'entrée mesurées à partir du processus de contrôle et les variables de sortie utilisées par le CLF pour contrôler le processus. Selon les objectifs de conception, différents types de CLF peuvent être construits. Par exemple, le CLF peut avoir un nombre fixe de règles de contrôle floues ("base de connaissances floue statique") ou il peut avoir une capacité d'apprentissage par modification de la base de connaissances ("base de connaissances floue dynamique").

- **Conception d'un contrôleur logique floue**

Lors de la conception d'un contrôleur logique floue, les facteurs suivants doivent être pris en compte.

- ❖ Identifier les variables d'entrée et de sortie et leur univers de discours. Ces variables déterminent l'état du processus et les actions de contrôle à considérer.

- ❖ Déterminer les facteurs d'échelle des variables d'entrée et de sortie.
- ❖ Définir les fonctions d'appartenance. Ces fonctions sont utilisées pour configurer les ensembles flous des variables d'entrée et de sortie.
- ❖ Construisez la base de règles floue. La base de règles donne la relation entre les ensembles flous d'entrée et de sortie.
- ❖ Concevoir un mécanisme d'inférence qui utilise la base de règles pour obtenir logiquement les instructions de contrôle pour une valeur d'entrée et ainsi déterminer les sorties floues.
- ❖ Une stratégie de défuzzification, pour traduire les sorties floues en sorties numériques qui sont appliquées au processus à contrôler.

- **Variables et paramètres flous**

Les variables de système ou paramètres flous, qui incluent les variables d'entrée et de sortie, sont généralement linguistiques, c'est-à-dire qu'elles sont exprimées en langage naturel et elles prennent des valeurs correspondant à leurs ensembles flous. Ces variables système sont différentes des valeurs d'entrée et de sortie qui sont de nature nette avec de nombreuses valeurs dans une plage autorisée.

La conception des ensembles flous est la partie critique de la conception. Le nombre de variables d'entrée et de sortie varie en fonction de la complexité du système. Un système avec N variables d'entrée et M variables de sortie s'appelle un système à N-entrées M-sortie. Les ensembles flous pour chaque variable système sont définis en termes linguistiques tels que PG (Positive Grand), PP (Positive Petit), ZE (Zero), NP (Negative Petit) et NG (Negative Grand). Le nombre d'ensembles flous pour chaque variable détermine le nombre de fonctions d'appartenance floues pour chaque variable. La fonction d'appartenance de chaque ensemble flou est alors définie sur l'univers du discours de la variable floue. Habituellement, les fonctions d'appartenance triangulaires ou trapézoïdales sont utilisées, car elles nécessitent moins de temps de calcul que les autres fonctions d'appartenance [13].

2.4.3. Fuzzification

La fuzzification est le processus de mise en correspondance des données observées et des ensembles flous dans l'univers du discours. Dans les applications de contrôle flou, les données observées sont habituellement des valeurs numériques. Par conséquent, la

fuzzification est nécessaire pour corrélérer les entrées aux valeurs floues correspondantes pour les variables d'entrée. Les données sont converties en termes linguistiques sous forme d'étiquettes pour les ensembles flous définis pour les variables d'entrée du système. Ainsi, dans l'exemple suivant les entrées du système seront qualifiées de Petite (P), Moyenne (M) et Grande (G). La figure 2.30 illustre la définition floue de X et le degré d'appartenance pour chaque ensemble floue dans l'univers du discours.

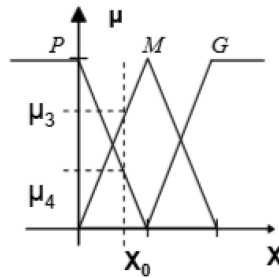


Figure 2-30 : Ensembles flous ou fonctions d'appartenances.

La figure 2.30 montre une fuzzification de 3 ensembles floue, dans notre application nous en utiliserons 5. Les degrés d'appartenance sont les sorties de cette étape.

2.4.4. L'inférence

- **Basse de connaissance floue**

La base de connaissances d'un contrôleur logique floue comprend deux composantes, à savoir une base de données et une base de règles de contrôle flou. La base de données définit les ensembles flous pour les variables du système avec les fonctions d'appartenance définies dans l'univers du discours pour chaque variable. La base de règles contient les règles de contrôle floues destinées à atteindre les objectifs de contrôle.

- **Spécification de la base de règles**

La base de règles comprend les règles de décision floues pour contrôler un processus. La formulation du jeu de règles est comparable à celle d'un système expert, mais les règles floues incorporent des variables linguistiques qui sont semblables à la façon dont un humain exploite le système. Les règles floues sont tirées des connaissances et de l'intuition de l'expert.

Les règles sont dans la forme :

Si [X_1 est A_1 et X_2 est A_2 et ...] Alors [Y_1 est B_1 et Y_2 est B_2 et ...] où A_1 et B_1 sont les ensembles flous d'entrée et de sortie respectivement. L'incorporation de termes flous donne sa force à la logique floue.

Le nombre d'ensembles flous d'une variable d'entrée définit le nombre de règles requises. Habituellement, cinq à sept ensembles flous sont choisis pour une variable d'entrée ou de sortie. Une règle floue est écrite pour chaque combinaison possible qui pourrait exister dans le système à contrôler. Une augmentation du nombre de variables d'entrée entraîne une augmentation exponentielle du nombre de règles floues. Il n'existe pas de norme formelle stricte pour la structure des règles floues [13].

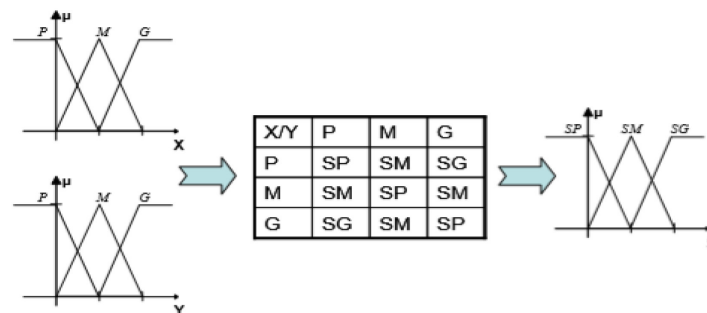


Figure 2-31 : Définition d'une table d'inférence.

La figure 2.31 montre le comportement du contrôle, cette table d'inférence est le noyau de la prise de décision du CLF. Il s'agit d'une base de données qui définit les valeurs de sortie en fonction des valeurs d'entrée. Nous savons maintenant que pour chaque combinaison de valeurs d'entrée, il existe une valeur de sortie floue.

Cependant, il a été vu précédemment que pour chaque valeur d'entrée est définie par deux fonctions floues avec des degrés différents. Ainsi, la sortie sera elle aussi définie par plusieurs fonctions floue, la question étant de savoir avec quels degrés d'appartenance.

Plusieurs types de raisonnement flou ont été proposés dans la littérature pour répondre à cette question. Selon les règles floues - **Si Alors** les règles employées et les types de raisonnement flou, une action de contrôle flou appropriée est prise. Parmi les diverses méthodes d'inférence floue, les plus couramment utilisées sont les suivantes [13].

- ❖ MAX-MIN
- ❖ MAX-PROD
- ❖ SOM-PROD

Toutes ces méthodes donnent des degrés d'appartenance pour chaque combinaison entrée-sortie. Dans la conception de notre contrôleur flou (bloc d'adaptation), la méthode

d'inférence SOM-PROD a été utilisée, elle permet le développement d'une réponse plus linéaire, en outre, cette méthode peut réduire le temps de simulation dans MATLAB

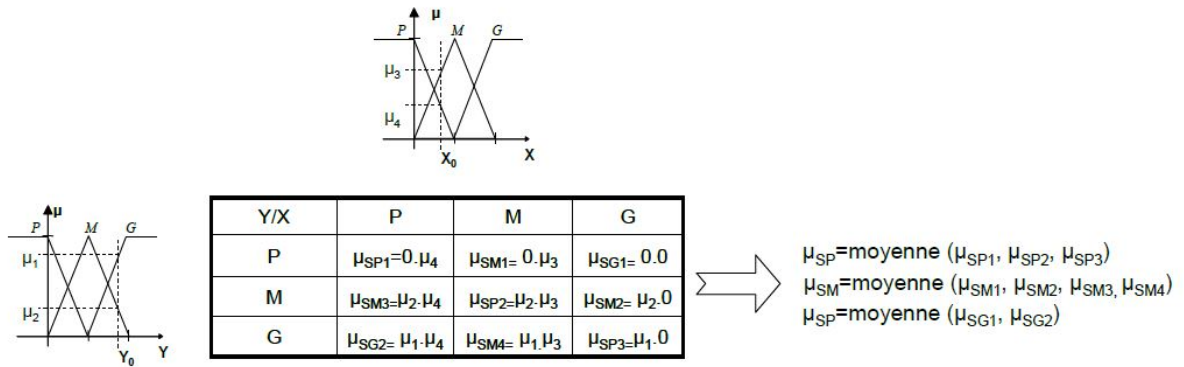


Figure 2-32 : méthode d'inférence SOM-PROD.

L'objectif est de trouver les degrés d'appartenance de chacun des réglés engendrés par les entrées floues. Le processus de calcul de ces degrés est illustré à la figure 2.32. Nous obtenons donc la participation de toutes les règles de sortie pour la décision finale. Cependant, le résultat obtenu est une sortie floue et grâce à l'étape Défuzzification une décision finale de sortie numérique est prise.

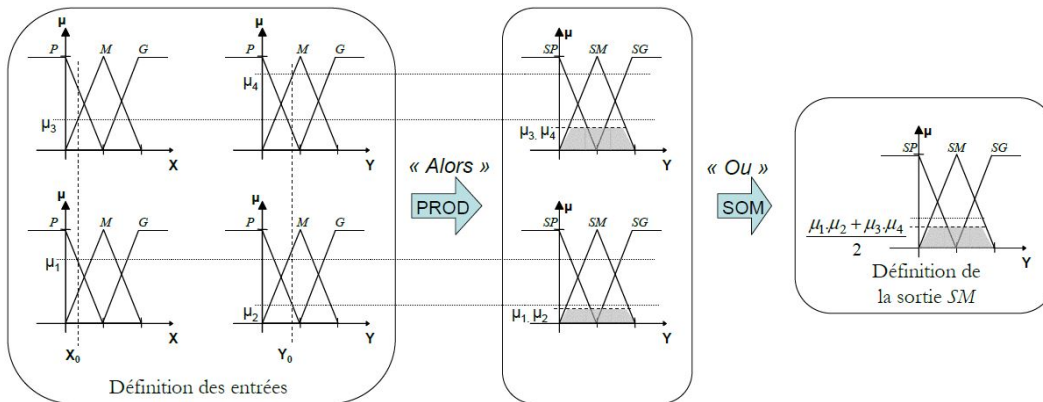


Figure 2-33 : Fonctionnement de la méthode SOM-PROD.

L'opérateur OU est défini par la fonction Somme et l'opérateur ALORS par la fonction Produit.

2.4.5. Défuzzification

La défuzzification est l'étape finale, cette étape effectue l'opération inverse de la fuzzification. En effet, il s'agit ici de calculer une valeur numérique qui puisse être comprise par l'environnement extérieur à partir d'une définition floue. Plusieurs méthodes

existent et permettent de trouver une valeur de sortie : la méthode maximum, la méthode du barycentre de maxima et la méthode du centre de gravité. La méthode utilisée est la méthode du centre de gravité ou méthode "centroïde".

- **La méthode maximum**

La méthode du maximum est la plus simple des trois méthodes proposées. La valeur numérique de la sortie est la valeur de l'abscisse obtenue à partir de la zone grise de la figure 2.34. Cette méthode ne permet pas d'obtenir une solution unique, mais un intervalle dans lequel toutes les valeurs sont possibles. La solution obtenue est imprécise et n'a pas été utilisée.

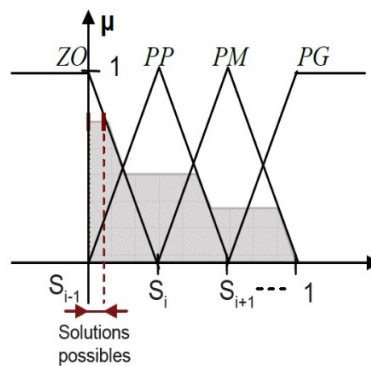


Figure 2-34 : Fonctionnement de la méthode SOM-PROD.

- **La méthode du barycentre des maxima**

La méthode du barycentre de maxima génère une solution qui représente la participation de chaque ensemble flou intervenant à la définition de la sortie. Pour une action de contrôle flou avec une fonction d'appartenance μ_i , la réponse de contrôle est donnée par :

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i \cdot S_i}{\sum_{i=1}^n \mu_i} \quad (2.37)$$

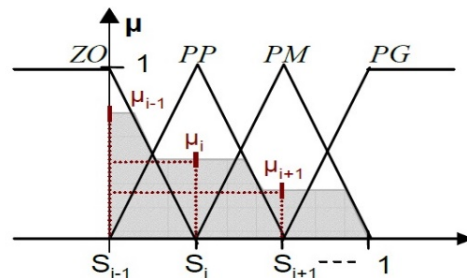


Figure 2-35 : Fonctionnement de la méthode barycentre des maxima.

- **La méthode du centre de gravité (centroïde)**

La méthode centroïde est une simplification de la méthode du barycentre des maxima où la réponse du contrôle est le centre de gravité des règles pondérées. La partie grise sur la figure 2.36 est la sortie floue de l'étape d'inférence.

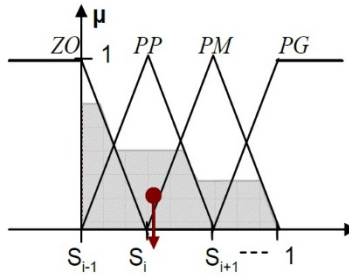


Figure 2-36: Fonctionnement de la méthode du centre de gravité.

$$C = \frac{\int_0^1 \mu \cdot s \cdot ds}{\int_0^1 \mu \cdot ds} \quad (2.38)$$

2.5 Conclusion

Le présent chapitre traite les modèles mathématiques utilisés pour la modélisation de deux générateurs d'énergie étudiés (PV et éolien). Les diverses configurations de ces producteurs dans le réseau électrique ont été développées. En outre, un diagramme simplifié d'une commande typique pour chaque générateur a été expliqué et présenté. Dans un deuxième temps, une présentation détaillée de la logique floue.

Le chapitre suivant traite les différents types de réglages de tension pour les deux types de GER ainsi la conception des blocs d'adaptation de consigne.

CHAPITRE 3 : DESCRIPTION DE DIFFÉRENTS TYPES DE RÉGULATEUR DE TENSION

3.1 Introduction

Les caractéristiques d'un réseau électrique évoluent de manière significative entre des conditions de charges lourdes et légères, avec des nombres variables de groupes électrogènes et de lignes de transport en service à des moments différents. Ces niveaux de tension et l'amortissement du système provoquent un changement continu des modes d'oscillation. De plus, les perturbations de la centrale peuvent varier d'un déséquilibre mineur à un déséquilibre important entre l'énergie mécanique et l'énergie électrique produite. Il en résulte un système très complexe et non linéaire, soumis à des charges et à des calendriers de production variables.

Pour assurer l'équilibre du réseau d'énergie électrique, les réseaux électriques sont imposés à de nombreuses contraintes de fonctionnement de la production jusqu'à la consommation. En effet, cet équilibre se maintient dans certaines situations, mais au préjudice de la stabilité en fréquence et en tension.

Cependant, des systèmes de régulations sont chargés de maintenir en permanence l'équilibre du réseau électrique à plusieurs niveaux (réglage primaire, secondaire). Ainsi, l'absence de régulation conduirait le réseau vers l'instabilité en fréquence et en tension.

Ce chapitre présente les différents types de régulateurs de tension et mis l'emphase sur leurs importances.

3.2 Importance de réglage de la tension et de la fréquence dans les réseaux électriques

Selon les normes d'exploitation du réseau électrique exigées par le fournisseur (Hydro-Québec) qui permettent d'assurer la sécurité, la qualité d'énergie fournie et la stabilité. Pour ce faire, le contrôle de la tension et la fréquence sont nécessaires pour maintenir l'équilibre et respecter les normes [49], [55], [56].

3.2.1 La tenue de la tension

Les équipements alimentés par le réseau sont les plus sensibles à la variation de la tension. Le fournisseur de l'énergie électrique s'engage à respecter une plage de variation de tension autour de la tension nominale pour maintenir un bon fonctionnement de ces équipements. En plus, le maintien de la tension dans les plages désirées est essentiel au niveau des producteurs afin d'éviter le découplage du réseau.

- Les limites supérieures de tension sont obligatoires, car une tension plus grande et qui dépasse la limite supérieure peut diminuer la durée de vie des équipements du consommateur.
- Les limites inférieures de tension doivent être respectées afin d'éviter la surcharge du réseau par l'augmentation du courant des éléments de transport et le découplage de ces producteurs par les protections associées.

3.2.2 La tenue de la fréquence

Comme pour la tension, maintenir la fréquence dans les limites fixées est primordial pour éviter des anomalies comme :

- Rupture de synchronisme des alternateurs.
- Saturation des circuits magnétiques conduise à un fonctionnement détérioré et à des pertes fer dans les transformateurs et les bobines de compensation d'énergie réactive.

3.3 Différents types de réglage

Le réglage des générateurs d'énergie est primordial pour garder la tenue de la tension dans les normes permises de surtension et sous-tension tout en favorisant leurs connexions sur le réseau de distribution. Grâce à des méthodes de réglage optimales, l'insertion des producteurs d'énergie décentralisés sont sollicités dans un réseau dans le but de mieux utiliser et sans avoir un impact sur les équipements de ce dernier. Il existe trois types de régulateurs pour une éolienne (machine synchrone) :

- Régulateur automatique de tension (AVR).
- Régulateur de facteur de puissance (FP).
- Régulateur de la puissance réactive (VAR).

3.3.1. Régulateur automatique de tension « Automatic Voltage Regulator (AVR) »

Le contrôle d'excitation de l'alternateur synchrone est l'un des facteurs les plus importants pour améliorer la stabilité du système électrique et la qualité de l'énergie électrique. La fonction de l'AVR est de maintenir l'amplitude de la tension aux bornes de l'alternateur asynchrone à sa valeur nominale. Un système AVR simple comprend quatre composants principaux à savoir un capteur, un amplificateur, une excitation et un générateur.

La tension aux bornes du générateur est détectée en continu par un capteur de tension. Ce signal est rectifié, lissé et comparé à un signal de référence. L'erreur obtenue du comparateur est amplifiée et utilisée pour contrôler les enroulements de champ du générateur au moyen de l'excitatrice, le système est illustré dans la figure 3.1. Pour la modélisation mathématique, la fonction de transfert des quatre composantes est censée être linéaire, ce qui prend en relation la constante de temps majeure et ignore la saturation ou d'autres non-linéarités. [59].

❖ **Modèle de l'amplificateur**

La fonction de transfert d'un excitateur est modélisée par un gain et une constante de temps donnés par l'équation 3.1 :

$$FT_A = \frac{K_a}{1+sT_a} \quad (3.1)$$

Où K_a est la constante de gain, ça valeur habituelle varie entre 10 et 40. T_a est la constante de temps du système amplificateur, ça valeurs varie entre 0,02s et 0,1s.

❖ **Modèle de l'excitatrice**

La fonction de transfert d'une excitatrice modélisée par un gain de K_e et une constante de temps de T_e est donnée par l'équation 3.2 :

$$FT_E = \frac{K_e}{1+sT_e} \quad (3.2)$$

Les valeurs typiques de K_e sont comprises entre 1 et 10 et la constante de temps T_e est comprise entre 0,4 et 1,0 s.

❖ **Modèle du générateur**

Le générateur est représenté par la fonction de transfert suivante :

$$FT_G = \frac{K_g}{1+sT_g} \quad (3.3)$$

Le gain du générateur K_g et la constante de temps T_g dépendent de la charge. K_g varie entre 0,7 et 1,0, et T_g varie entre 1,0 et 2,0 s de pleine charge à sans charge.

❖ **Modèle du capteur**

Un capteur peut être représenté par une simple fonction de transfert de premier ordre avec un gain K_s et la constante de temps T_s est la suivante :

$$FT_C = \frac{K_s}{1+sT_s} \quad (3.4)$$

Normalement T_s est très petit, allant de 0,001 à 0,06 s et K_s est d'environ 1,0.

Le modèle complet de la fonction de transfert d'un système AVR est illustré dans la Figure 3.2.

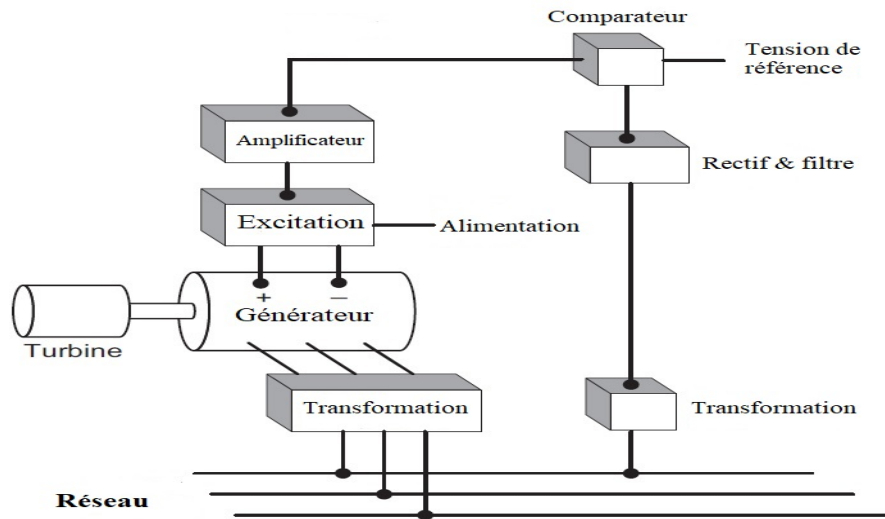


Figure 3-1 : Modèle du système AVR.

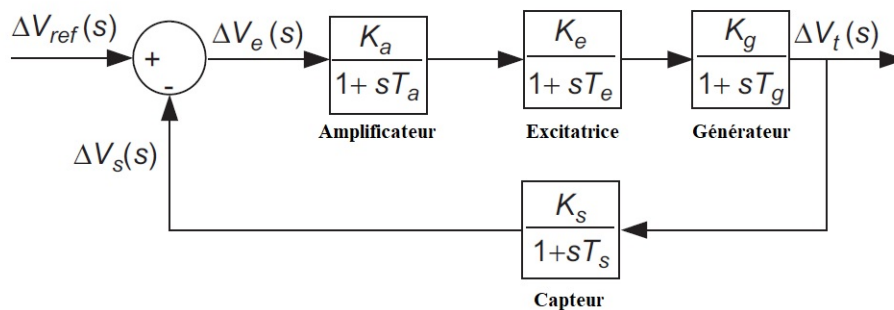


Figure 3-2 : Schéma bloc de la fonction de transfert de l'AVR.

Un régulateur PID a été préféré pour l'obtention du signal de commande $u(s)$ tel que représenté dans l'équation (3.5). Le contrôle PID est encore une méthode de contrôle plus simple, qui est utilisée par les industries en raison de leur mise en œuvre facile. En particulier, lorsque le régulateur PID est appliqué avec des méthodes d'auto-réglage, il gagne en robustesse pour changer les différentes conditions de fonctionnement. Le modèle de ce système est représenté à la Figure 3.3 et les paramètres de ce modèle sont décrits au Tableau 3.1 [59]. Par la suite, le bloc d'adaptation conçu est présenté dans le chapitre

suivant sera en amont du réglage AVR qui va rendre le système de réglage plus robuste et auto-adaptatif.

$$u(s) = \Delta V_e(s) \left(K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s \right) \quad (3.5)$$

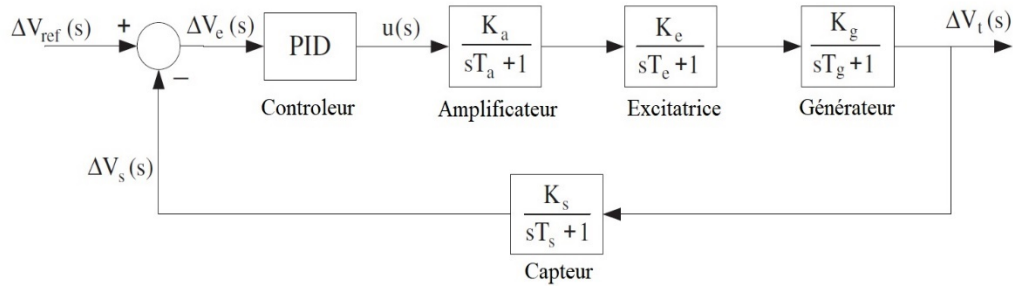


Figure 3-3 : Schéma bloc de la fonction de transfert d'un système AVR avec PID.

Tableau 3-1 : Fonction de transfert et limites des paramètres du système AVR

	Fonction de transfert	Limites des paramètres	Valeur utilisée
PID	$K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s$	$0.2 \leq K_p, K_i, K_d \leq 2.0$	$K_p=1.6524,$ $K_i=0.4083,$ $K_d=0.3654$
Amplificateur	$FT_A = \frac{K_a}{1 + sT_a}$	$10 \leq K_a \leq 40$ $0.02 \leq T_a \leq 0.1$	$K_a = 10, T_a = 0.1$
Excitatrice	$FT_E = \frac{K_e}{1 + sT_e}$	$1 \leq K_e \leq 10$ $0.4 \leq T_e \leq 1.0$	$K_e = 1, T_e = 0.4$
Générateur	$FT_G = \frac{K_g}{1 + sT_g}$	K_g dépend de la charge (0.7 – 1.0) $1.0 \leq T_g \leq 2.0$	$K_g = 1, T_g = 1$
Capteur	$FT_C = \frac{K_s}{1 + sT_c}$	$0.001 \leq T_c \leq 0.06$	$K_s = 1, T_s = 0.01$

3.3.2. Régulateur de facteur de puissance « Power factor (PF) »

Le régulateur de facteur de puissance « *Power factor (PF)* » permet de maintenir la valeur de facteur de puissance constante. Les systèmes d'excitation pour les machines synchrones

sont parfois fournis avec un dispositif de réglage automatique de la puissance réactive (VAR) ou du facteur de puissance (PF) de sortie du générateur à une valeur définie par l'utilisateur. Ce régulateur est adéquat pour de petits générateurs d'énergie allant jusqu'à quelque dizaine de MVA. Le modèle du régulateur (PF) est composé de l'excitation du premier ordre, un amplificateur, un correcteur du premier ordre et une boucle de stabilisation, la figure 3.4 illustre la norme IEEE Type-I [34].

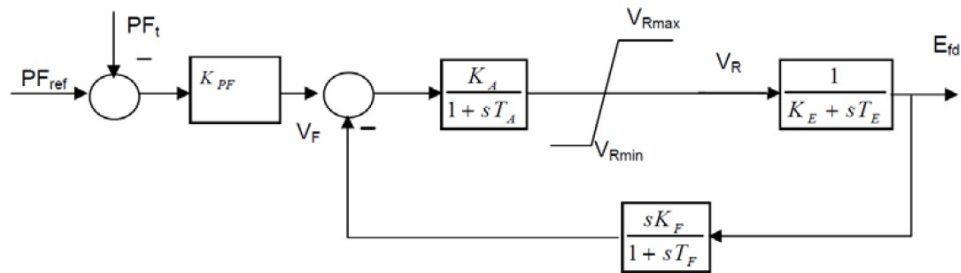


Figure 3-4 : Modèle de régulation de facteur de puissance (PF).

3.3.3. Régulateur de puissance réactive (VAR)

Le régulateur de la puissance réactive (VAR) est similaire au régulateur du facteur de puissance (PF). Il maintient la valeur de puissance réactive constante. La figure 3.5 montre le modèle Type-I constitué de l'excitation de premier ordre, amplificateur, un correcteur du premier ordre et une boucle de stabilisation pour un générateur de petite puissance.

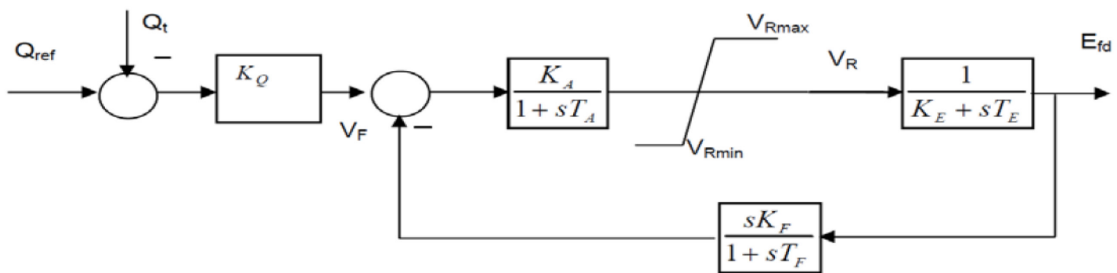


Figure 3-5: Modèle de régulateur du facteur de puissance (VAR).

Les bancs de condensateurs sont souvent utilisés pour diminuer les transits de puissance réactive dans les réseaux haute tension (HT). Ils corrigent le facteur de puissance du poste source. Ce dernier est donné par l'équation 3.6 suivante :

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.6)$$

Avec

P : La puissance active transitant dans le poste source ;

Q : La puissance réactive transitant dans le poste source.

La figure 3.6 montre le bilan de puissance qui permet de savoir la quantité adéquate de puissance réactive à injecter dans le réseau.

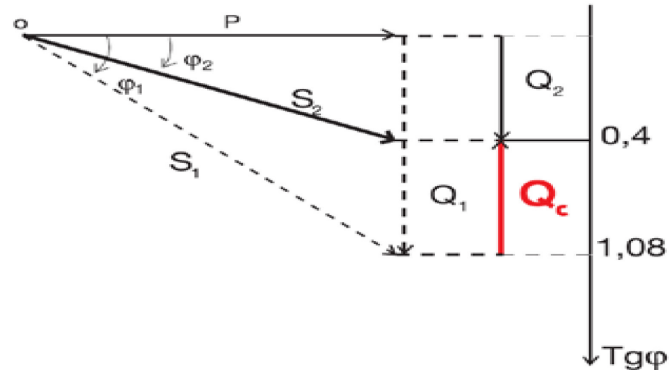


Figure 3-6 : Bilan de puissance.

Avec

S_1 : Puissance apparente avant compensation d'énergie réactive ;

S_2 : Puissance apparente après compensation d'énergie réactive ;

φ_1 : Déphasage sans compensation ;

φ_2 : Déphasage avec compensation.

Pour déterminer la quantité de puissance réactive à injecter ΔQ , il faut passer d'un facteur de puissance ($\cos \varphi_1$) à un facteur de puissance ($\cos \varphi_2$), la formule suivante et utilisée [63]:

$$Q_C = \Delta Q = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (3.7)$$

$$Q_C = \Delta Q = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (3.8)$$

En fonction de la puissance réactive exigée par le réseau, les automates à relais var-métriques (VAR) contrôlent les bancs de condensateurs en pilotant une série de condensateurs qui y sont associés. Ce régulateur (PF/VAR) est particulièrement adapté aux producteurs d'énergie à faible puissance.

3.3.4 Types de réglage de tension par onduleur

Il existe deux classes de base de micro-sources DC et AC. Les micro-sources en courant continu comme les piles à combustible, les cellules photovoltaïques et le stockage sur batterie, ainsi que les micro-sources en courant alternatif comme les micro-turbines qui

produisent du courant à une fréquence de quelques kHz. La tension de sortie de la première catégorie de micro-sources est convertie en courant alternatif à la fréquence souhaitée au moyen d'onduleur de source de tension (OST), tandis que la tension de sortie de la deuxième catégorie doit d'abord être redressée avant d'utiliser OST. Pour les deux classes de micro-sources, les onduleurs de source de tension jouent un rôle vital dans le système de connexion des micro-sources avec le système d'alimentation AC. La configuration de l'onduleur de base du système de génération est illustrée brièvement dans la figure 3.7.

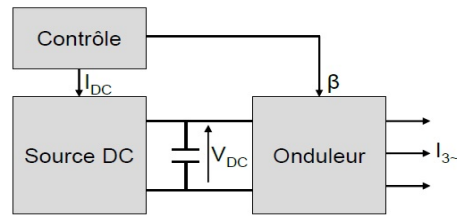


Figure 3-7 : Schéma de base d'un système de génération connecté par onduleur.

3.3.4.1 Le réglage en tension et en puissance active ou mode P/V

Dans ce type de réglage, la commande de l'onduleur créée permet de régler la tension et la puissance active au nœud de raccordement du producteur. La puissance active et la tension sont fixées par les courants produits au moyen d'un contrôle approprié de la tension primaire de la source et de l'onduleur. Ensuite, la tension et la puissance active au point de connexion du générateur sont contrôlées tout en respectant les limites du système tel qu'illustré au Tableau 3.2 et à la Figure 3.8.

Tableau 3-2: Caractéristiques de la tension dans le réseau nord-américain

Type de réseau	Tension nominale	Variation (Plage normale)	Variation (Plage marginale)
Haute tension (≥ 50 kV)	69,120,161,230 Ou 315 kV	$\pm 10\%$	S.O.
Moyenne tension (≥ 1 kV à < 50 kV)	44 ou 49 kV	$\pm 6\%$	$\pm 10\%$
	14.4/25 kV (Étoile)		
	7.2/12 kV (Étoile)		
Basse tension (Monophasé)	120 V	Plage de 110 à 125 V	Plage de 106 à 127 V
Basse tension (Triphasé)	600 V	Plage de 550 à 625 V	Plage de 530 à 635 V



Figure 3-8: Plage normalisée ($\pm 6\%$) de la tension phase-phase (V) [63].

3.3.4.2 Le réglage en puissance active et réactive ou mode P/Q

De la même manière que le réglage en mode P/V, la commande de l'onduleur est produite par une boucle de régulation en courant afin de contrôler la puissance active et réactive qui sont fixées au point de raccordement du producteur tout en respectant les limites du système (tableau 3.2 et la figure 3.8).

3.4 Mode de réglage P/Q pour GER de type PV

3.4.1 Dynamique et limitations

La dynamique des convertisseurs (onduleurs et hacheurs) est considérée comme très rapide par rapport à la dynamique de l'élément de production. Pour le convertisseur, la plage dynamique utilisée est d'environ un dixième de seconde. Au niveau de la dynamique de l'unité de production, elle peut prendre plusieurs secondes, ou même plusieurs minutes,

selon le type de production considéré. En ces circonstances, la seule dynamique à prendre en compte est celle du système le plus lent.

Les limitations envisagées ne concernent que l'élément production et les convertisseurs :

- Le producteur fixe une limite de puissance active de sortie.
- Les convertisseurs exigent une limite en amplitude au transit du courant.

La puissance réactive produite ou absorbée par le système est ainsi limitée uniquement par le courant maximum dans les convertisseurs.

Ce type de régulateur nécessite un calcul dans le plan du Park afin de connaître les courants à injecter selon les mesures effectuées au point de connexion. Cette réflexion a conduit à envisager une simplification de l'ensemble du système. Il s'agit d'ignorer la partie (onduleur - source DC) et d'effectuer une inversion directe de la transformée de Park après avoir calculé les composantes I_d et I_q dans la boucle de régulation, ce qui permet de faire injecter les courants triphasés dans le réseau [44].

3.4.2 Régulateur en mode P/Q

Comme présenté dans la section précédente, le mode de réglage en puissance P/Q permet d'imposer la puissance active et réactive via l'onduleur au point de connexion. La figure 3.9 montre le schéma global pour un producteur de types panneau solaire connecté au réseau via un onduleur.

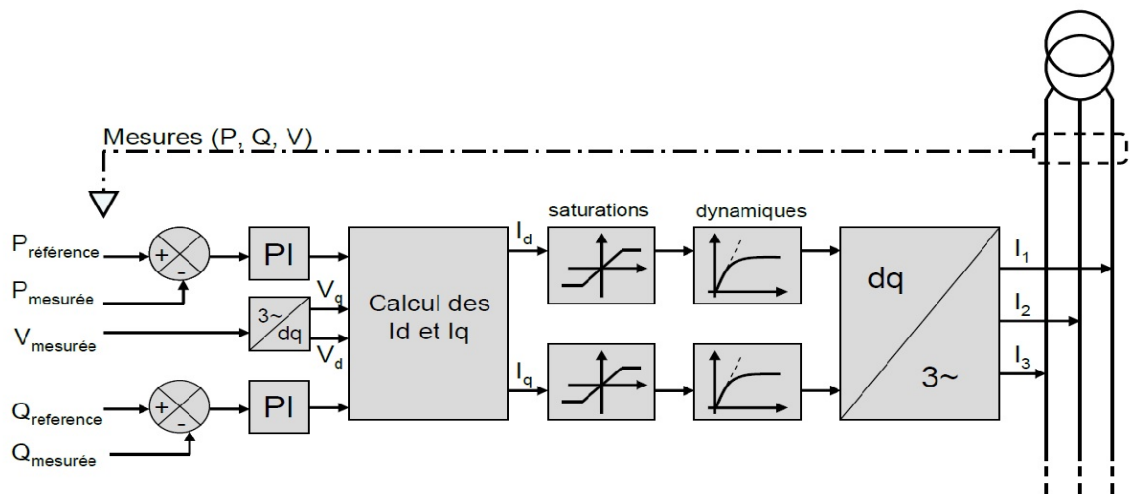


Figure 3-9 : Schéma global du contrôle en mode P/Q pour un panneau solaire [44].

Comme le montre la figure 3.9, une boucle de mesure pour la puissance active, réactive et la tension depuis le réseau. Une correction des puissances par rapport aux puissances de

référence via deux correcteurs (PI). Ainsi, les valeurs P, Q, V_d , V_q sont nécessaires pour le calcul des courants direct I_d et quadratiques I_q . Ces courants dépendent donc de la puissance requise et de la tension mesurée au point de raccordement du producteur.

PLL (Phase Locked Loop) est un système qui permet de synchroniser la transformation de Park avec la pulsation de la tension mesurée à partir du point de raccordement. Ainsi, en régime permanent, la composante directe V_d est une image de la tension mesurée et V_q la composante quadratique est nulle. La figure 3.10 illustre le schéma de fonctionnement du PLL.

Selon l'équation 3.10 on détermine que I_d est l'image de la puissance active et I_q est l'image de la puissance réactive.

Soit :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d * I_d + V_q * I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_d * I_d - V_q * I_q) \end{cases} \quad (3.9)$$

Alors :

$$\begin{cases} I_d = \frac{2(P * V_d + Q * V_q)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \\ I_q = \frac{2(P * V_q - Q * V_d)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \end{cases} \quad (3.10)$$

Où

- P et Q : Puissance active et réactive de référence.
- V_d et V_q : Composantes directe et quadratique de la tension mesurée au point de raccordement, dans le référentiel de Park.
- I_d et I_q : Composantes directe et quadratique du courant produit par le producteur.

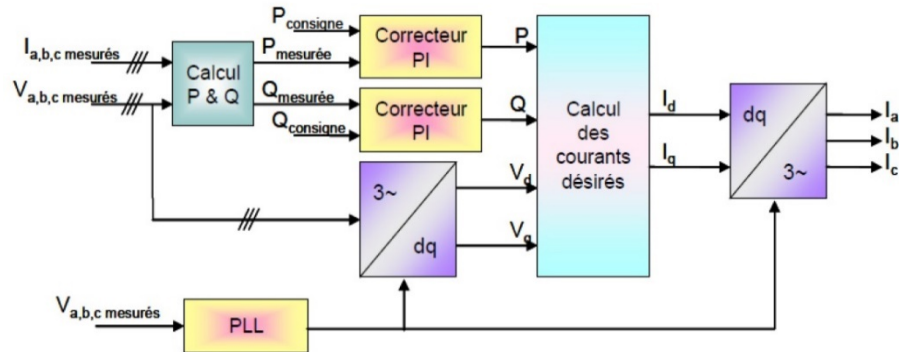


Figure 3-10 : Schéma de fonctionnement du PLL avec le régulateur P/Q [63].

Si l'on considère que le cadre référentiel de Park tourne à la même pulsation de la tension, il est alors possible de définir $V_q=0$ et $V_d=V_{max}$. En outre, étant donné que V_d évolue très peu, il est possible de simplifier la régulation de la puissance active comme suit :

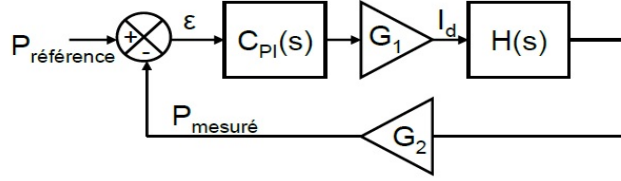


Figure 3-11 : Schéma de fonctionnement du PLL avec le régulateur P/Q [63].

Avec

ε : la différence entre la puissance de consigne et la puissance mesurée.

G_1 : la simplification de l'équation (3.10) en prenant $V_q = 0$ et $V_d = \text{constante}$.

G_2 : la simplification de l'équation (3.9) en prenant $V_q = 0$ et $V_d = \text{constante}$.

Avec $G_1 = \frac{2}{3 \cdot V_d}$ et $G_2 = \frac{1}{G_1} = \frac{3 \cdot V_d}{2}$

$H(s)$: est la modélisation de la dynamique de l'onduleur.

$$H(s) = \frac{1}{1 + \tau \cdot s} \quad (3.11)$$

Le correcteur PI est donné par la formule (3.12)

$$C_{PI} = \frac{K_p \cdot s + K_i}{s} \quad (3.12)$$

K_p : le coefficient proportionnel.

K_i : le coefficient intégral.

Le dimensionnement de K_p et K_i vont être de telle manière que la dynamique du système sera conservée. En boucle fermée le système de la figure 3.11 sera de la forme d'une fonction de transfert de deuxième ordre (Équation 3.13).

$$F_{BF}(s) = \frac{N(s)}{1 + \frac{2\xi}{\omega_n} \cdot s + \frac{1}{\omega_n^2} \cdot s^2}$$

$$F_{BF}(s) = \frac{C_{PI}(s) \cdot G_1 \cdot H(s)}{1 + C_{PI}(s) \cdot G_1 \cdot G_2 \cdot H(s)}$$

$$F_{BF}(s) = \frac{G_1 \cdot (k_P \cdot s + k_i)}{1 + \frac{G_1 \cdot G_2 \cdot k_P + 1}{k_i \cdot G_1 \cdot G_2} \cdot s + \frac{\tau}{k_i \cdot G_1 \cdot G_2} \cdot s^2} \quad (3.13)$$

Avec :

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{k_i \cdot G_1 \cdot G_2}{\tau} \\ \frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{G_1 \cdot G_2 \cdot k_P + 1}{k_i \cdot G_1 \cdot G_2} \end{cases} \quad (3.14)$$

En configurant la pulsation de coupure à $\omega_n = 1/\tau$ pour maintenir la dynamique de l'onduleur et $\xi=1$ pour éviter les dépassements, les paramètres des correcteurs peuvent donc être définis en utilisant les formules suivantes [44].

$$\begin{cases} k_i = \omega_n \\ k_P = 2\xi - 1 \end{cases} \quad (3.15)$$

De la même façon pour la boucle de puissance réactive, les résultats et les conclusions sur les coefficients de correction restant identiques à la boucle de puissance active, ils ne sont pas développés.

3.5 Mode de réglage P/V pour GER de type PV

Pour ce type de réglage, le diagramme de principe est presque identique à celui de la commande (P/Q). L'unique différence se situe au niveau de contrôle du courant I_q .

En mode de réglage (P/Q), la commande de l'onduleur générée est utilisée pour régler les puissances de consigne active et réactive sur le nœud de connexion du GER. Dans ce mode de réglage (P/V), l'objectif n'est plus de contrôler la puissance réactive, mais bien la tension et la puissance active au niveau du nœud de connexion du producteur d'énergie.

L'équation 3.16 est utilisée pour contrôler la tension au point de raccordement.

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (3.16)$$

Il est donc possible de contrôler la tension V en augmentant ou absorbant la puissance réactive jusqu'à atteindre la valeur de consigne.

La figure 3.12 illustre le schéma global du contrôle en puissance et tension.

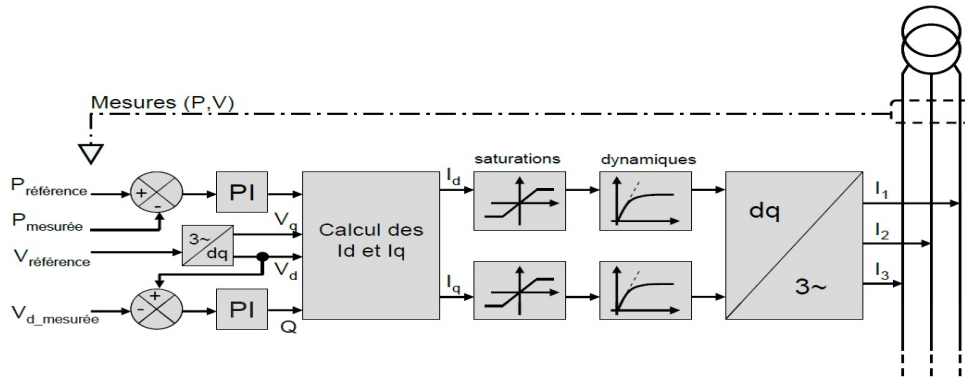


Figure 3-12 : Schéma global du contrôle en mode P/V pour un panneau solaire [44].

La différence entre la tension mesurée sur le réseau et la tension de référence est traduite par le correcteur (PI) en une valeur de puissance réactive à injecter ou à absorber. Autrement dit, si la tension mesurée est inférieure de la consigne de référence, le système produira plus de puissance réactive pour augmenter la tension. Cependant, si la tension mesurée est plus élevée que la consigne, le système absorbera la puissance réactive afin de ramener la tension à la tension de consigne.

Tout comme le réglage en mode (P/Q), la boucle de réglage de la puissance active est distincte de la boucle de tension, la figure 3.13 illustre la boucle de régulation de tension.

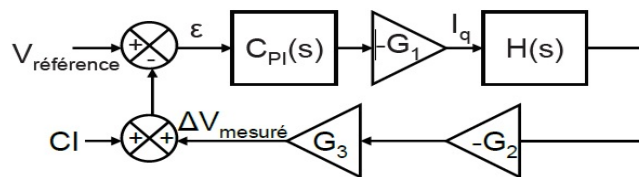


Figure 3-13: Boucle de régulation de la tension.

Le gain G_3 reflète l'impact de la puissance réactive sur la tension, par le biais de l'inductance linéique X . Les gains G_1 et G_2 et les fonctions $C_{PI}(s)$ et $H(s)$ sont identiques à ceux du réglage en mode P/Q.

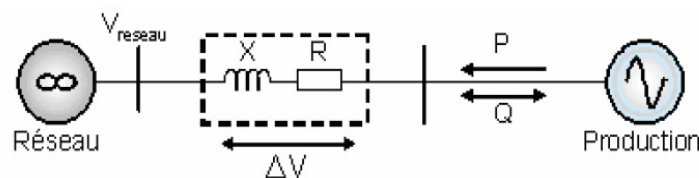


Figure 3-14 : Représentation de l'inductance X intervenant dans l'expression de G_3 [63].

Le gain G_3 est égal à $\frac{V}{X}$ où X désigne la partie inductive de la ligne illustrée à la figure 3.14, de sorte que la variation de tension due à la production ou à l'absorption de puissance réactive est obtenue à la sortie de ce gain.

Les paramètres de la régulation souhaités sont les mêmes que pour la boucle de régulation de puissance. Cependant, les dépassements seront évités tout en maintenant la dynamique du système.

Ainsi, pour caractériser les paramètres K_p et K_i du correcteur représenté à la figure 3.13.

La fonction de transfert de la boucle de régulation est de deuxième ordre.

$$F_{BF}(s) = \frac{N(s)}{1 + \frac{2\xi}{\omega_n} \cdot s + \frac{1}{\omega_n^2}}$$

$$F_{BF}(s) = \frac{G_1 \cdot (k_p \cdot s + k_i)}{1 + \frac{G_1 \cdot G_2 \cdot G_3 \cdot k_p + 1}{k_i \cdot G_1 \cdot G_2 \cdot G_3} \cdot s + \frac{\tau}{k_i \cdot G_1 \cdot G_2 \cdot G_3} \cdot s^2} \quad (3.17)$$

Donc

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{k_i \cdot G_1 \cdot G_2 \cdot G_3}{\tau} \\ \frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{G_1 \cdot G_2 \cdot G_3 \cdot k_p + 1}{k_i \cdot G_1 \cdot G_2 \cdot G_3} \end{cases} \quad (3.18)$$

En configurant la pulsation de coupure à $\omega_n = 1/\tau$ pour maintenir la dynamique de l'onduleur et $\xi=1$ pour éviter les dépassements, les paramètres des correcteurs peuvent donc être définis en utilisant les formules suivantes :

$$\begin{cases} k_i = \frac{1}{G_3 \cdot \tau} = \frac{V_d}{X \cdot \tau} \\ k_p = \frac{2\xi - 1}{G_3} = \frac{(2\xi - 1) V_d}{X} \end{cases} \quad (3.19)$$

3.6 Mode de réglage P/Q pour GER de type éolien

3.6.1 Dynamique et limitations

Plusieurs éléments peuvent être identifiés dans ce type de production. En effet, la figure 3.15 montre la composition de ce type de GER constitué d'un système d'entraînement de type moteur thermique ou à pales d'éolienne et d'un générateur synchrone.

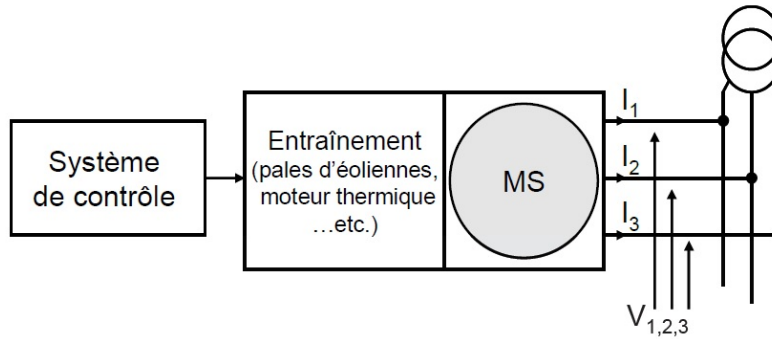


Figure 3-15: schéma global d'un producteur d'énergie de type éolien [44].

De la même façon que le système précédent, nous traduisons le comportement du système de production par ses caractéristiques dynamiques et ses limites.

La dynamique du système choisi est la dynamique la plus lente, celle de la génératrice synchrone au niveau de production de la puissance active. De plus, les constantes de temps de premier ordre reflétant cette dynamique sont insérées dans les boucles de régulation des modèles.

Il est important savoir les limites du système qui se traduiront en puissance.

- La génératrice synchrone fixe une limite en puissance active injectée.
- La génératrice synchrone définit une limite de la puissance réactive via une limitation de la tension d'excitation.

Ainsi, le fait d'agir sur l'excitation de la machine modifie la quantité de puissance réactive échangée avec le réseau. Donc une surexcitation de cette dernière entraînera une injection de puissance réactive et inversement une sous-excitation du générateur induira une absorption de puissance réactive. Une limitation d'excitation est équivalente à une limitation de puissance réactive.

3.6.2 Régulateur en mode P/Q

Le contrôle en production d'énergie (P/Q) permet d'imposer les puissances active et réactive à injecter au nœud de raccordement. Comme décrit dans la section précédente pour le générateur de type éolien, la figure 3.16 illustre le schéma global du système.

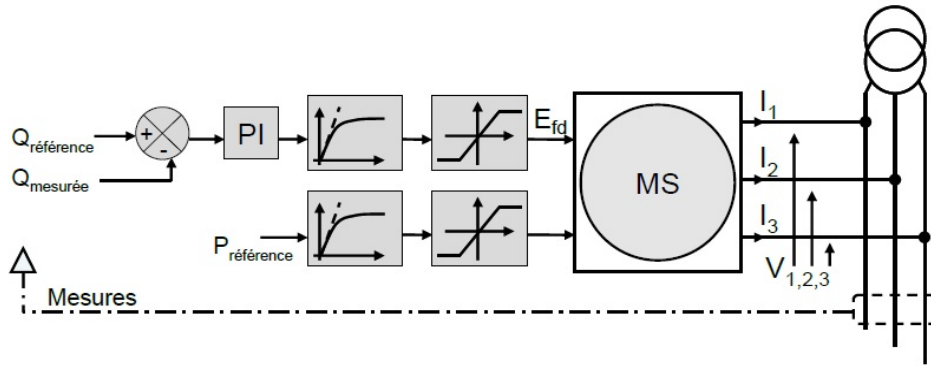


Figure 3-16 : Modèle d'un générateur de type éolien contrôlé en puissance [44].

On constate pour le réglage en mode P/Q pour un générateur de type éolien qui n'a pas besoin d'ajouter une boucle supplémentaire comme pour le modèle P/Q pour un générateur de type PV. Ainsi, la consigne d'entrée de puissance active est fixée directement à la sortie du générateur synchrone. Toutefois, la boucle de régulation de puissance réactive contient les limitations liées au générateur synchrone.

La différence entre la puissance réactive de consigne et la puissance réactive mesurée est convertie en commande via la tension d'excitation par un correcteur PI.

3.7 Régulateur en mode P/V pour GER de type éolien

Cette commande est équivalente à une régulation de tension traditionnelle (type AVR) pour la commande de machines synchrones.

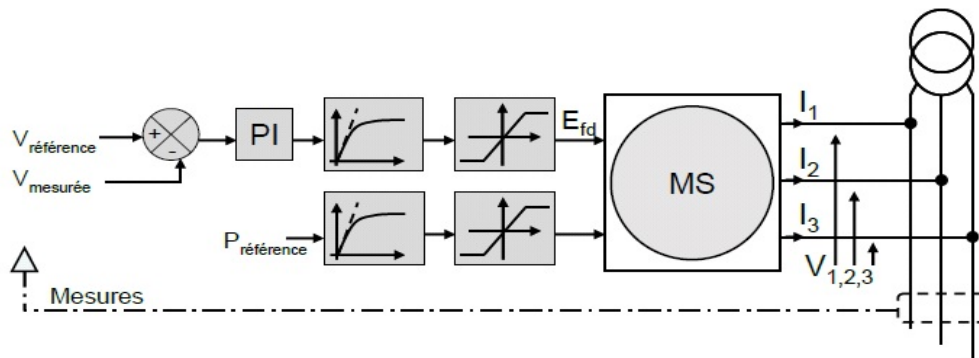


Figure 3-17 : Modèle d'un générateur de type éolien contrôlé en puissance et en tension [44].

Ainsi, la modélisation du système de production est réalisée grâce aux limitations et dynamiques décrites précédemment. Le réglage de la tension s'effectue par la tension d'excitation de la machine. La surexcitation ou la sous-excitation de la génératrice a pour

effet d'augmenter ou de diminuer respectivement la tension au point de raccordement du GER.

3.8. Conclusion

Dans ce chapitre, plusieurs méthodes de réglage de la tension, puissance et fréquence ont été présentées pour les deux types de production (éolienne, panneau solaire).

CHAPITRE 4 : DÉVELOPPEMENT DES BLOCS D'ADAPTATION DE CONSIGNE

4.1 Développement des blocs d'adaptation de consigne

4.1.1. Bloc d'adaptation pour le régulateur P/Q

Grâce à la logique floue, il va être possible d'intégrer de l'intelligence dans le contrôle de tension de chaque GER. En effet, ce type de raisonnement convient ici parfaitement pour adapter à chaque niveau de tension et de puissance réactive mesuré, les consignes de la puissance réactive adaptée au scénario. Le régulateur est capable de changer ces valeurs de consigne, corrélativement au régime de fonctionnement, en respectant les limites de la tension et de puissance réactive de chaque GER.

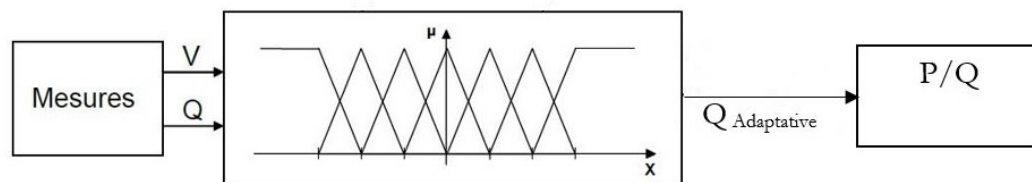


Figure 4-1 : bloc d'adaptation de la consigne de la puissance réactive.

La figure 4.1 illustre le principe de fonctionnement du bloc d'adaptation de la consigne du correcteur P/Q, celui-ci intervient en amont du correcteur, en fonction de mesures locales de tension et de la puissance réactive, le bloc d'adaptation doit être capable de fournir des consignes de puissance réactive d'une manière cohérente.

4.1.1.1 Fuzzification des entrées (V, Q)

Cette première étape nous permet d'exprimer les valeurs numériques des signaux d'entrées en valeurs floues, c'est-à-dire que ces paramètres ne seront plus définis numériquement, mais « linguistiquement ». Il consiste à définir un intervalle de variation maximale autorisée pour les variables d'entrées, dans notre cas, ce sont les limites de production ou d'absorption de puissance réactive ou les limites de tensions.

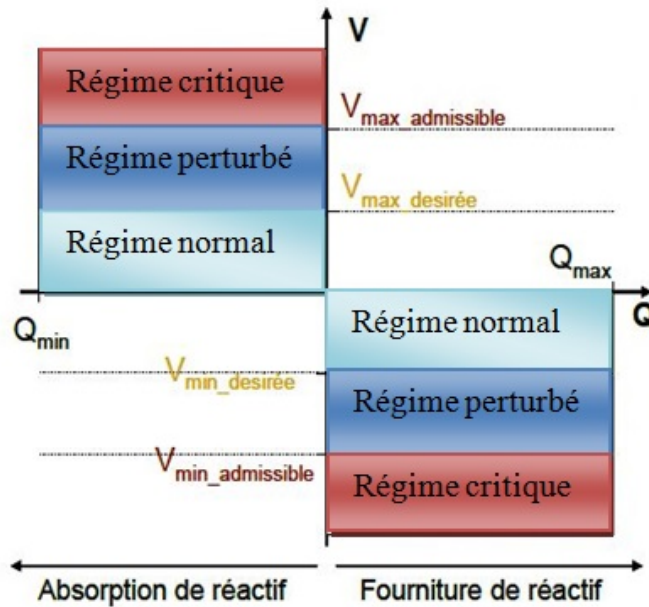


Figure 4-2 : Régime de fonctionnement du bloc d'adaptation.

Pour donner suite aux limitations illustrées sur la figure 4.2, on va choisir les fonctions d'appartenance pour la fuzzification des valeurs de la mesure de puissance réactive et de la tension.

- Cinq fonctions d'appartenances triangulaires sont utilisées pour la puissance réactive. Ces fonctions sont : négative grande (NG), négative petite (NP), envers zéro (EZ), positive petite (PP), positive grande (PG). La figure 4.3 montre la définition floue de la puissance réactive selon ces fonctions.

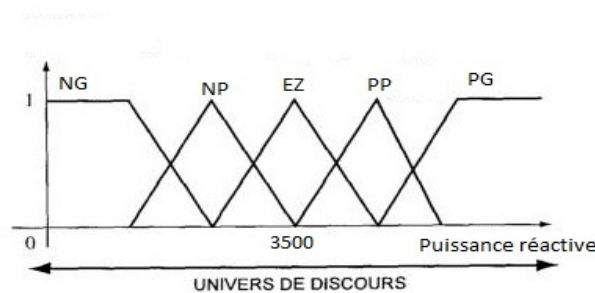


Figure 4-3 : Ensembles flous utilisés lors de l'étape de fuzzification pour la puissance réactive.

- Cinq fonctions d'appartenance sont utilisées pour la tension sont : $V_{\min_admissible}$ (V_{miad}), $V_{\min_desirée}$ (V_{mid}), envers zéro (EZ), $V_{\max_desirée}$ (V_{mxd}), $V_{\max_admissible}$ (V_{mxad}). La figure 4.4 illustre ces fonctions.

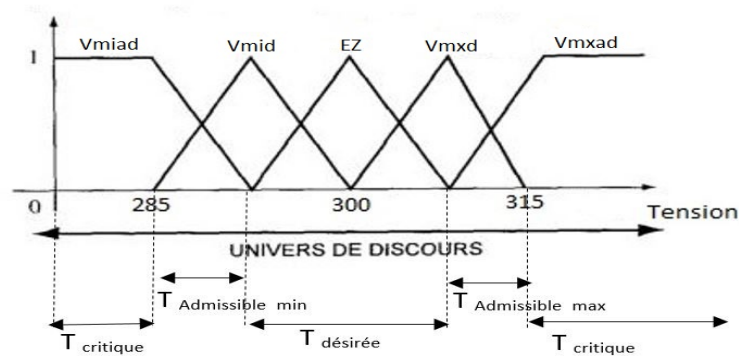


Figure 4-4 : Ensembles flous utilisés lors de l'étape de fuzzification pour la tension.

4.1.1.2 L'inférence du bloc d'adaptation

Comme il a été expliqué dans le chapitre précédent, l'étape d'inférence c'est l'étape de prise de décision de notre bloc d'adaptation en fonction des données d'entrées. De plus, nous avons traité cas par cas les variations des entrées et l'évolution de la consigne de la puissance réactive en fonction de l'état de ces entrées. Ainsi, la logique floue facilite cette prise de décision, puisque les entrées sont qualifiées par des termes quantitatifs.

Pour une tension critique et une puissance réactive très petite, comme cela peut être le cas lors du raccordement du GER au réseau, la consigne de la puissance réactive doit être grande pour ramener la tension du réseau au régime normal ou bien la zone désirée. Le tableau 4.1 résume tous les états possibles du réseau.

Tableau 4-1 : tableau d'inférence du bloc d'adaptation

Q \ V	Q	PG	PP	EZ	NP	NG
Vmiad	PG	PG	PP	PG	PG	
Vmid	PG	PP	EZ	PP	PG	
EZ	PP	EZ	EZ	EZ	NP	
Vmxd	NG	NP	EZ	NP	NG	
Vmxad	NG	NG	NP	NG	NG	

L'étape d'inférence va nous permettre de déterminer la valeur de consigne adéquate pour un état précis du réseau, la sortie de cette étape est exprimée en cinq fonctions d'appartenance pareillement comme la mesure de la puissance réactive, ces fonctions sont :

négative grande (NG), négative petite (NP), envers zéro (EZ), positive petite (PP), positive grande (PG). Pour déterminer le degré d'appartenance de la sortie, la méthode choisie comme on a expliqué précédemment c'est la méthode SOM-PROD.

Grâce à cette étape, une définition floue de la consigne est disponible, cette valeur doit être traduite en valeur numérique pour qu'il soit compréhensible par le système de régulation en aval.

4.1.1.3 Défuzzification

Dans le but de calculer la consigne de la puissance réactive adaptée à l'état du réseau, la valeur floue du bloc d'adaptation doit être traduite en valeur numérique. Comme il a été précisé précédemment dans le chapitre 2, la méthode du centre de gravité est utilisée dans le développement du bloc d'adaptation. La figure 4.5 montre l'évolution tridimensionnelle de la valeur de la consigne en fonction des variations des mesures d'entrées.

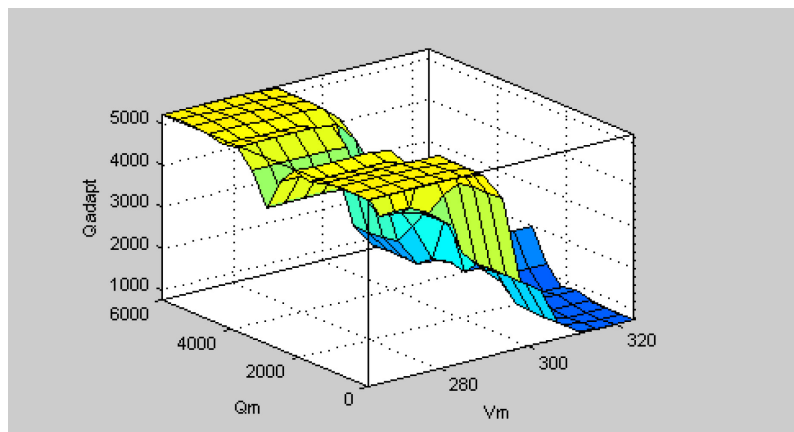


Figure 4-5 : Représentation tridimensionnelle de l'évolution de la consigne Q en fonction des entrées.

4.1.2 Bloc d'adaptation pour le régulateur P/V

Comme pour le bloc d'adaptation expliqué précédemment, le raisonnement suivi est d'adapté une consigne de tension d'excitation adéquate pour chaque niveau de tension et puissance réactive mesurées. Le bloc d'adaptation est capable de changer la valeur de consigne pour un régulateur de type AVR en agissant sur l'excitation afin de garder la tension dans le régime de fonctionnement normal (figure 4.2).

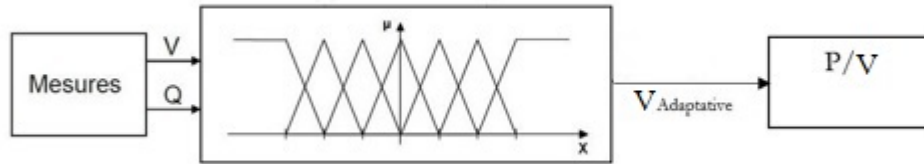


Figure 4-6 : bloc d'adaptation de la consigne de la tension.

4.1.2.1 Fuzzification des entrées (V, Q)

De la même manière que le bloc d'adaptation pour la puissance réactive, les paramètres sont exprimés linguistiquement. Le choix des fonctions d'appartenance pour la fuzzification est identique au bloc d'adaptation développé précédemment.

- Cinq fonctions d'appartenances triangulaires sont utilisées pour la puissance réactive. Ces fonctions sont : négative grande (NG), négative petite (NP), envers zéro (EZ), positive petite (PP), positive grande (PG) (voir figure 4.3).
- Cinq fonctions d'appartenance sont utilisées pour la tension sont : V min admissible (Vmiad), V min désirée (Vmid), envers zéro (EZ), V max désirée (Vmxid), V max admissible (Vmxad) (voir figure 4.4).

4.1.2.2 L'inférence du bloc d'adaptation

L'étape d'inférence est traitée de la même manière que le bloc d'adaptation précédent (voir le tableau 4.1), la seule différence est au niveau des intervalles des fonctions d'appartenance de sortie, donc la sortie de cette étape va être exprimée en 5 fonctions d'appartenance.

Grâce à cette étape, une définition floue de la consigne est disponible, cette valeur doit être traduite en valeur numérique, pour qu'il soit compréhensive par le système de régulation en aval.

4.1.2.3 Défuzzification

Dans le but de calculer la consigne de tension adéquate à l'état du réseau, la valeur floue du bloc d'adaptation doit être convertie en valeur numérique, la même méthode de défuzzification expliqué précédemment dans le chapitre 2 est utilisée pour déterminer la consigne de la tension d'excitation pour le système de régulation en aval (AVR). La figure

4.7 montre l'évolution tridimensionnelle de la valeur de la consigne en fonction des variations des mesures d'entrée.

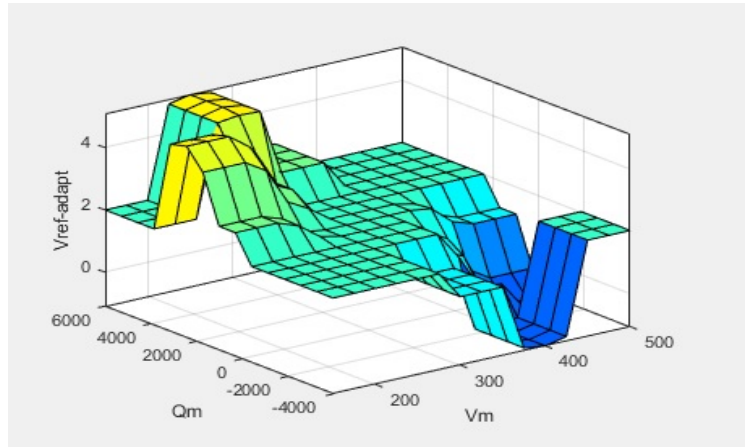


Figure 4-7: Représentation tridimensionnelle de l'évolution de la consigne V en fonction des entrées.

4.1.3 Contrôleur logique flou (CLF) pour un onduleur.

Dans ce paragraphe, le régulateur développé agit sur le vecteur d'impulsion qui correspond au nombre de commutations des bars de l'onduleur. Autrement dit, on agit sur l'angle d'amorçage de thyristor, la figure 4.8 illustre le principe de fonctionnement du régulateur. Ainsi, en montrant que pour un producteur de types PV le dispositif de conversion DC-AC a un rôle important de contrôle de puissance de sortie et sollicite l'intégration de ce type de producteur.

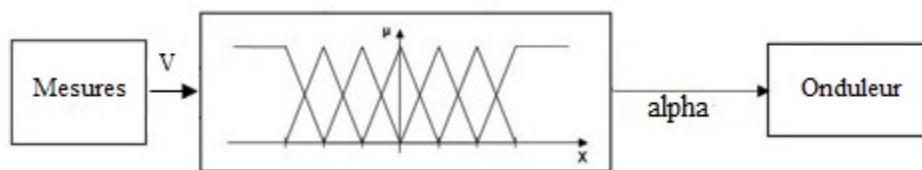


Figure 4-8 : Schéma global de fonctionnement du CLF.

4.1.3.1 Fuzzification des entrées

Le choix des fonctions d'appartenance pour la fuzzification est différent que le bloc développé précédemment. Sept fonctions d'appartenance sont adoptées, ainsi l'augmentation de nombre de fonctions d'appartenance est nécessaire afin d'avoir une précision plus élevée.

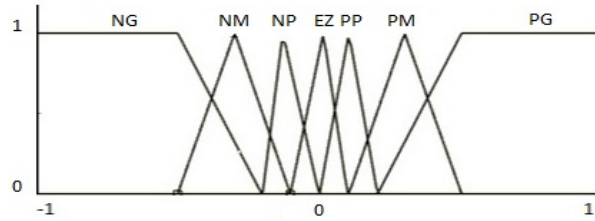


Figure 4-9 : Ensembles flous utilisés lors de l'étape de fuzzification.

Sept fonctions d'appartenances triangulaires sont utilisées pour la puissance réactive. Ces fonctions sont : négative grande (NG), négative moyenne (NM), négative petite (NP), envers zéro (EZ), positive petite (PP), positive moyenne (PM), positive grande (PG). La figure 4.9 montre la définition floue de l'écart de la tension et de coefficient d'impulsion de l'onduleur.

4.1.3.2 L'inférence du CLF

Le tableau 4.2 ci-dessous explique la prise de décision du régulateur pour chaque changement des entrées.

Tableau 4-2 : tableau d'inférence du régulateur.

Err \ Coe	PG	PM	PP	EZ	NP	NM	NG
PG	NG	NG	NG	NG	NM	EZ	EZ
PM	NG	NG	NG	NM	NP	EZ	EZ
PP	NG	NM	NP	NP	NM	EZ	EZ
EZ	NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
NP	EZ	EZ	PP	PP	PP	PM	PG
NM	EZ	EZ	PP	PM	PG	PG	PG
NG	EZ	EZ	NM	PG	PG	PG	PG

Après avoir établi le tableau résumant les règles du contrôle, la sortie de cette étape nous permettrons de déterminer une sortie floue correspond à l'état du réseau, cette dernière est exprimée en sept fonctions d'appartenance pareillement que l'étape de fuzzification des entrées. La méthode SOM-PROD est utilisée pour déterminer le degré d'appartenance de la sortie.

4.1.3.3 Défuzzification

Objectif de cette étape est de convertir les valeurs floues en valeurs numériques comme expliquée précédemment; de plus la méthode utilisée est la méthode de centroïde. La figure 4.9 présente l'évolution de la sortie du régulateur par rapport aux entrées.

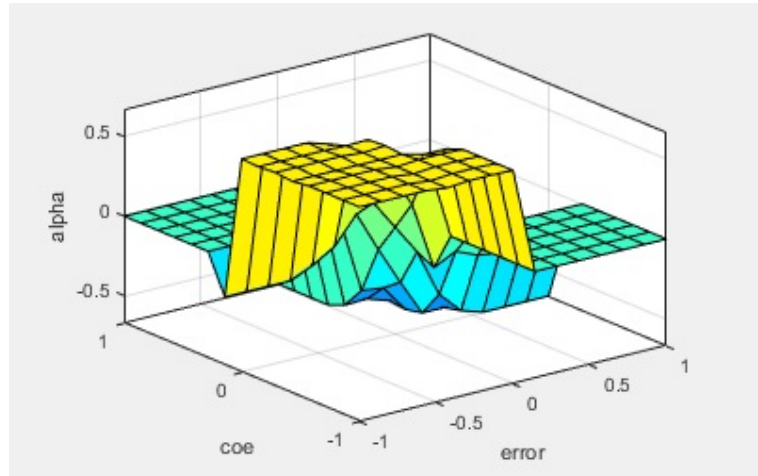


Figure 4-10 : Représentation tridimensionnelle de l'évolution de la sortie en fonction des entrées.

4.2 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développés les blocs d'adaptation de consigne en amont des régulateurs en mode (P/Q) et (P/V), par la suite, un régulateur logique flou est développé pour le contrôle de conversion AC/DC.

Le chapitre suivant présente les résultats des simulations pour deux types de réseaux :

1. Un réseau de distribution composé de deux zones alimentées par une centrale électrique
2. Un réseau autonome composé de deux sources d'énergie de type éolien et panneau solaire alimentant plusieurs charges.

CHAPITRE 5 : SIMULATIONS ET DISCUSSIONS

5.1 Introduction

Ce chapitre présente les simulations de deux types des réseaux de distribution dans l'environnement Matlab/Simulink avec la présence des GERs raccordés aux différents emplacements. Soient :

1. Un réseau de distribution composé de deux zones alimentées par une centrale électrique;
2. Un réseau autonome composé de deux sources d'énergie de type éolien et panneau solaire alimentant plusieurs charges.

Le présent chapitre expose donc les applications du réglage auto-adaptatif dans plusieurs scénarios de raccordement d'une source d'énergie de type éolienne sur un réseau de distribution BT dans plusieurs positions et le raccordement de plusieurs éoliennes dans le même réseau. Ainsi, des simulations pour le raccordement d'une source d'énergie de type panneau solaire et le combiné des deux sources (éolienne/panneau solaire) sur le même réseau de distribution. De plus, des simulations du raccordement d'un panneau solaire et une éolienne avec un réseau autonome composé de source hybride (panneau solaire, éolienne, batterie).

5.2 Simulations des scénarios

5.2.1. Scénario 1

Dans ce scénario on prend en considération deux éoliennes raccordées dans la zone B au nœud 9 et 11 comme illustré sur la figure 5.1. La régulation est faite en combinant le mode de réglage P/Q et le bloc d'adaptation conçu dans le chapitre précédent.

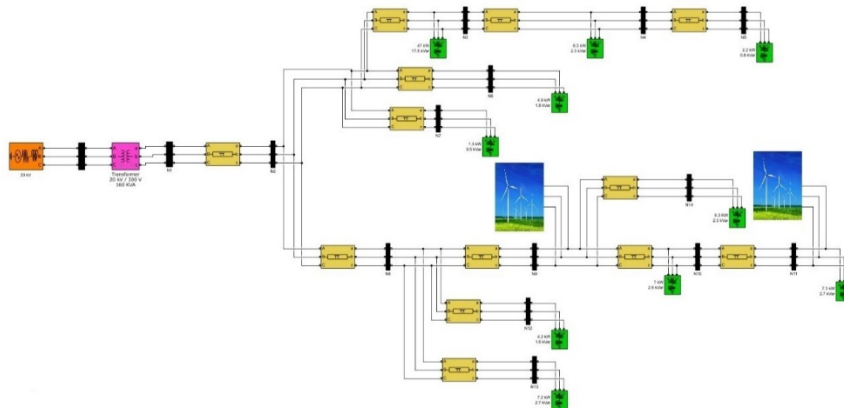


Figure 5-1 : réseau BT simulé avec une éolienne raccordée au nœud 9 et 11.

L'insertion de l'éolienne au nœud 9 et 11 a augmenté le profil de tension aux points de raccordement et aux nœuds voisins, la figure 5.2 et 5.3 illustre respectivement la régulation de la tension de la zone B et A.

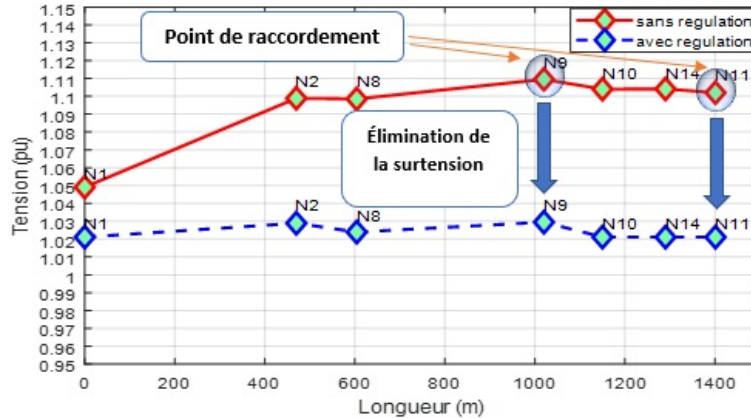


Figure 5-2: Tensions obtenues dans la zone B en utilisant le bloc d'adaptation en amont de réglage en mode P/Q.

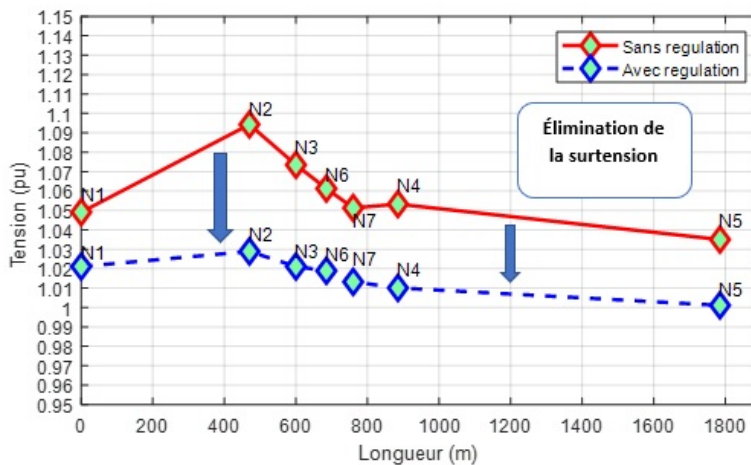


Figure 5-3 : Tensions obtenues pour la zone A en utilisant le bloc d'adaptation en amont de réglage en mode P/Q.

On constate que la puissance active est augmentée au nœud 11 tout en gardant la tension dans les normes. Cependant, l'insertion était à deux emplacements différents et la régulation de la tension était parfaite. Ainsi, l'injection des puissances aux deux nœuds est optimale et adaptée aux besoins du réseau, on constate que le régulateur s'auto-adapte aux changements de la tension et des puissances. La figure 5.4 et 5.5 illustre le profil de la puissance active et réactive.

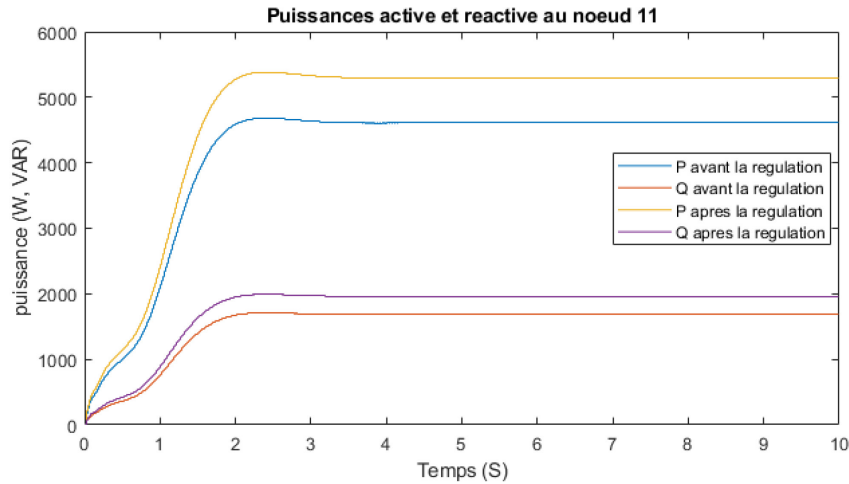


Figure 5-4 : Profil de puissance active et réactive au nœud 11 après et avant la régulation.

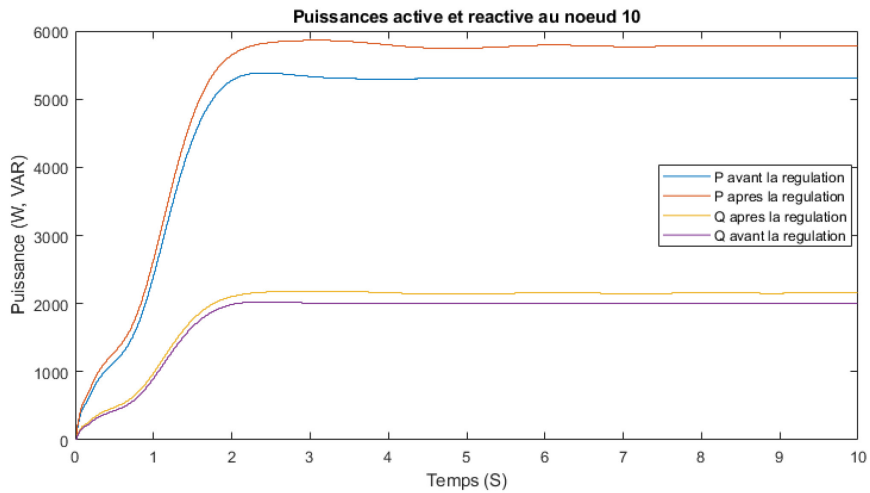


Figure 5-5 : Profil de puissance active et réactive au nœud 10 après et avant la régulation.

On remarque que les puissances active et réactive évoluent d'une façon progressive jusqu'à ce qu'on atteigne les puissances désirées.

5.2.2. Scénario 2

Dans ce scénario deux panneaux solaires sont raccordés au nœud 4 et 11. le raccordement était fait d'une manière que les GER sont dans deux zones différentes A et B comme le montre la figure 5.6.

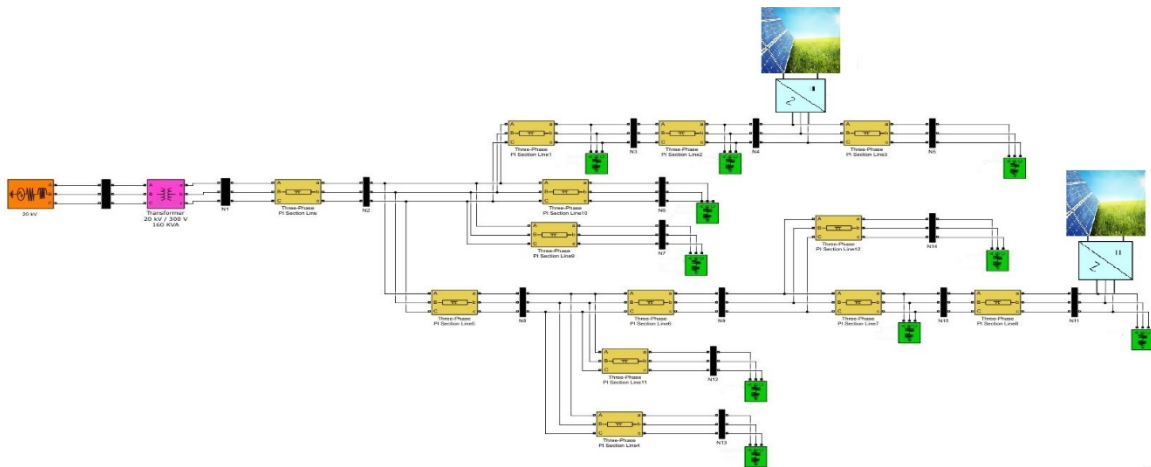


Figure 5-6 : Raccordement de deux panneaux solaires au nœud 4 et 11 dans un réseau BT.

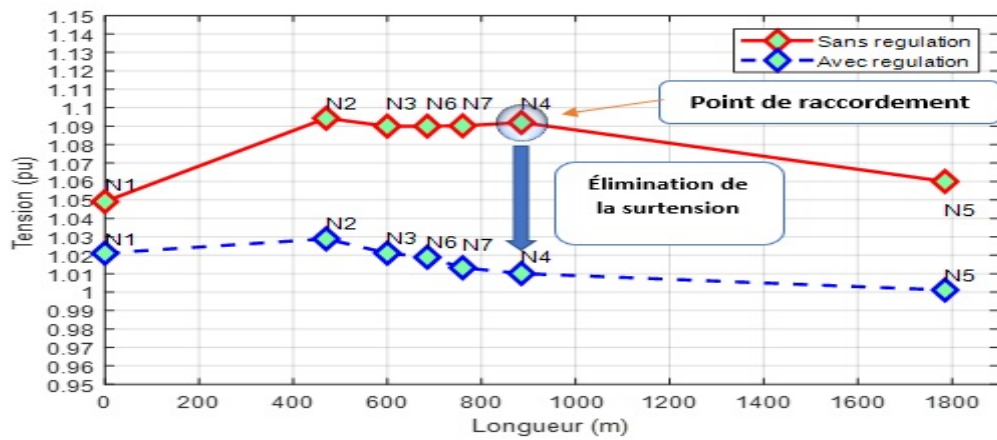


Figure 5-7: Tensions obtenues pour la zone A en utilisant le bloc d'adaptation en amont du réglage en mode P/V.

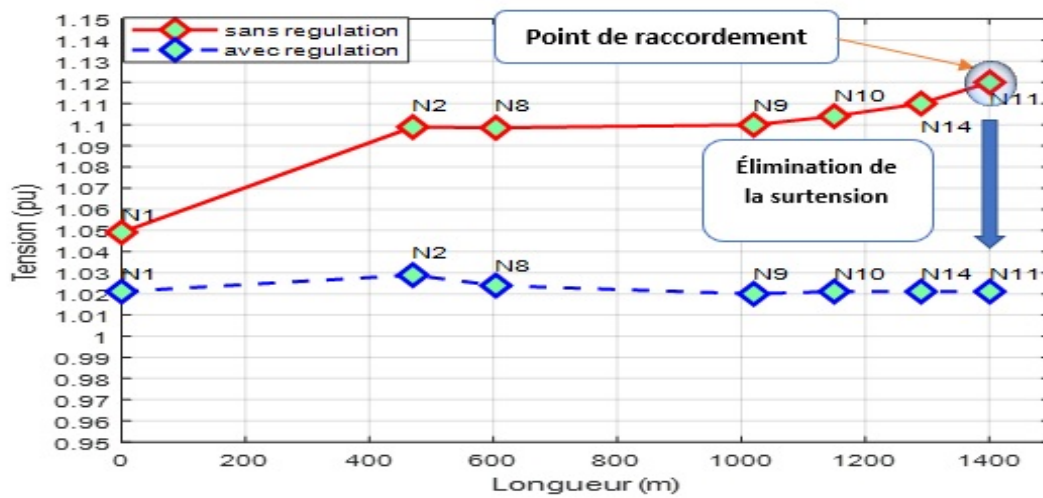


Figure 5-8: Tensions obtenues pour la zone B par la simulation du bloc d'adaptation en amont du réglage en mode P/V.

L'insertion de deux panneaux solaires dispersés dans les deux zones A et B au nœuds 4 et 11 respectivement, on constate que le profil de tension augmente au niveau des deux nœuds et aussi aux nœuds voisins. Les figures 5.6 et 5.7 représentent l'élimination des surtensions. Le bloc d'adaptation de consigne prend une décision pour les consignes de référence de P et de V. les résultats obtenues garde le profil de tension dans les normes sans affecter les nœuds voisins. Le profil de la puissance active et réactive est illustré dans la figure 5.9 et 5.10.

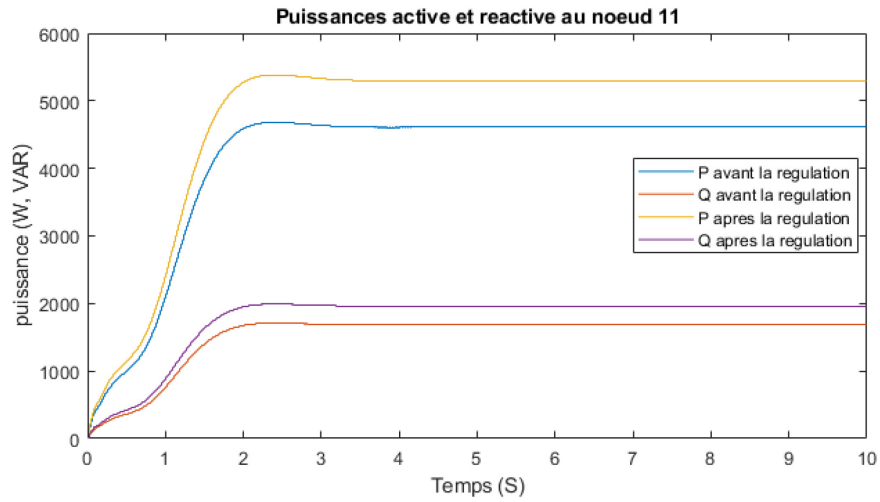


Figure 5-9 : Profil de puissance active et réactive au nœud 11 après et avant la régulation.

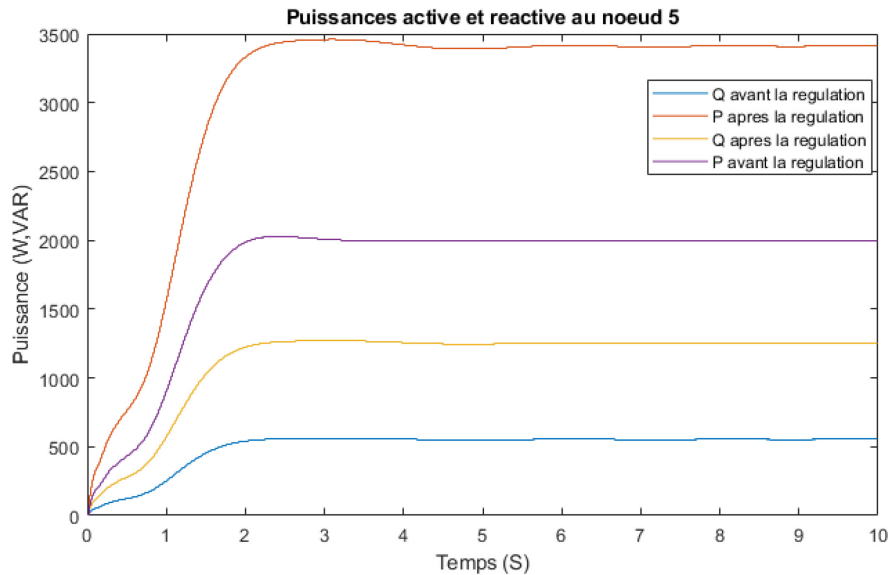


Figure 5-10 : Profil de puissance active et réactive au nœud 5 après et avant la régulation.

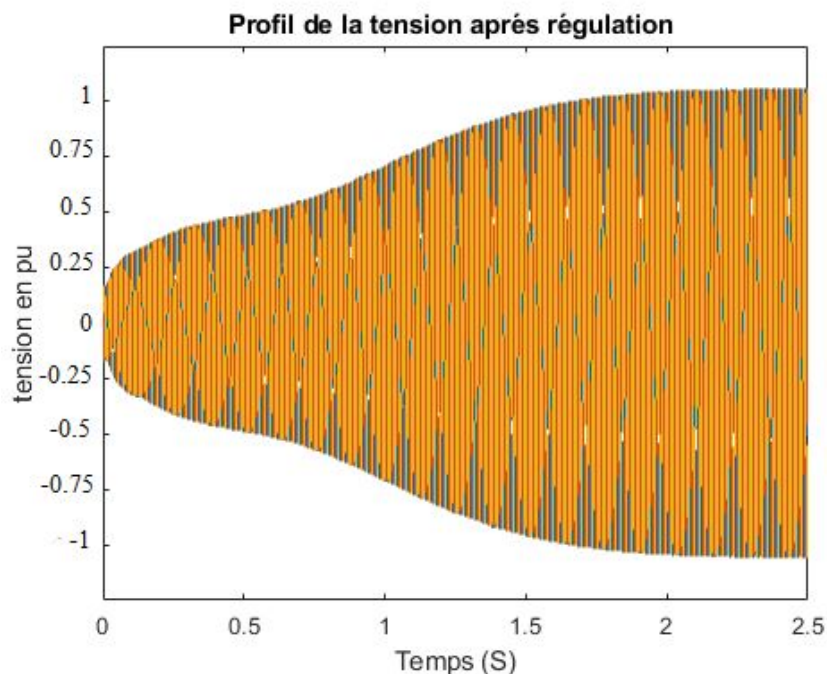


Figure 5-11 : Profil de tension après régulation au nœud 5.

5.2.3. Scénario 3

Dans ce scénario, deux sources différentes sont connectées au même nœud. L'éolienne est raccordée directement au nœud 11 cependant le panneau solaire est connecté via l'onduleur tel que montré à la figure 5.12.

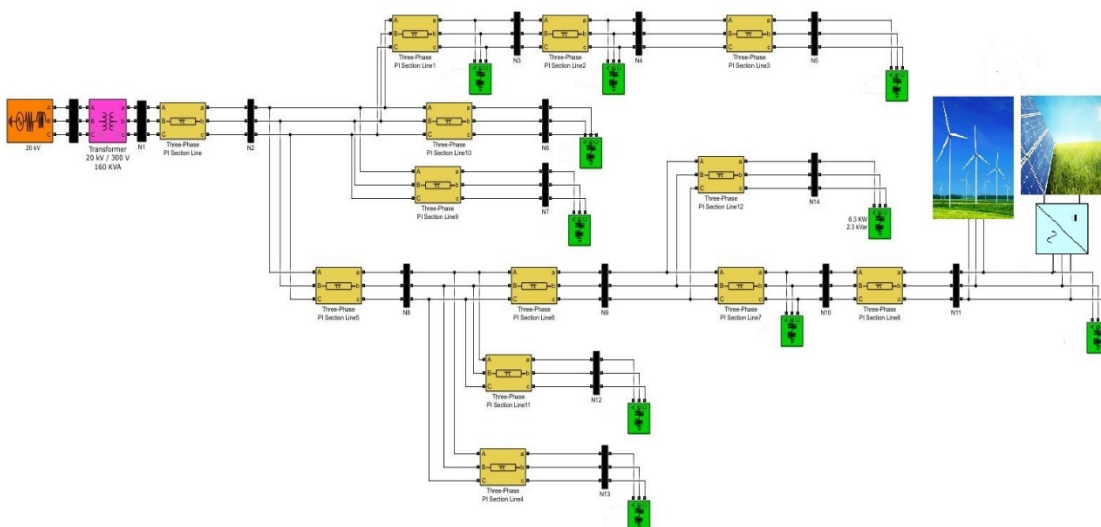


Figure 5-12 : Raccordement d'un panneau solaire et une éolienne via un onduleur dans le réseau de distribution BT.

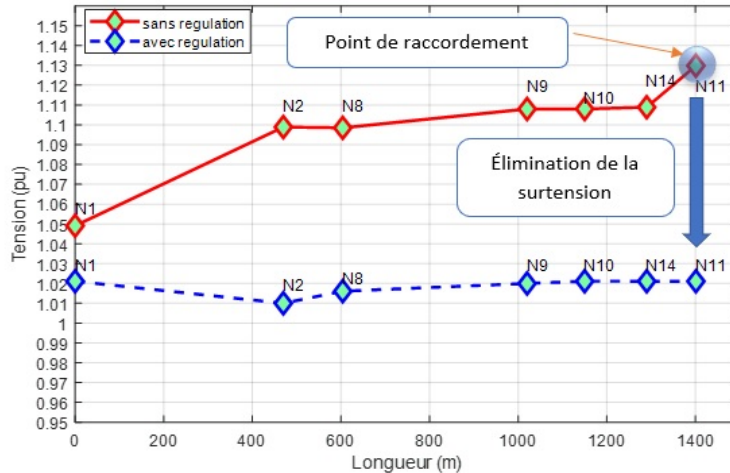


Figure 5-13: Tensions obtenues pour la zone B après insertion d'un panneau solaire et une éolienne raccordée au nœud 11 via un onduleur contrôlé par CLF (Contrôleur logique floue).

On remarque sur la figure 5.13 que la tension a augmenté au nœud 11 et au voisinage. Après l'ajout du CFL la tension a diminué tout en gardant le profil de tension aux limites désirée. Pour la zone A on a obtenu les mêmes résultats que le scénario 1 illustré dans la figure 5.3. Ainsi, la puissance au nœud 11 et au voisinage a augmenté pour compenser le manque dû à l'éloignement de la source principale.

5.2.4. Scénario 4

Dans ce scénario, on remplace le réseau de distribution par un réseau autonome composé d'une source de tension hybride (éolienne, panneau solaire, batterie) et deux lignes de distribution de 11 nœuds. Ainsi, le réseau utilisé il est limité au niveau de puissance et on suppose que les charges des utilisateurs augmentent, d'où la nécessité d'insérer les GERS. La figure 5.14 illustre le réseau et l'ajout d'un panneau solaire et une éolienne à l'extrémité du réseau.

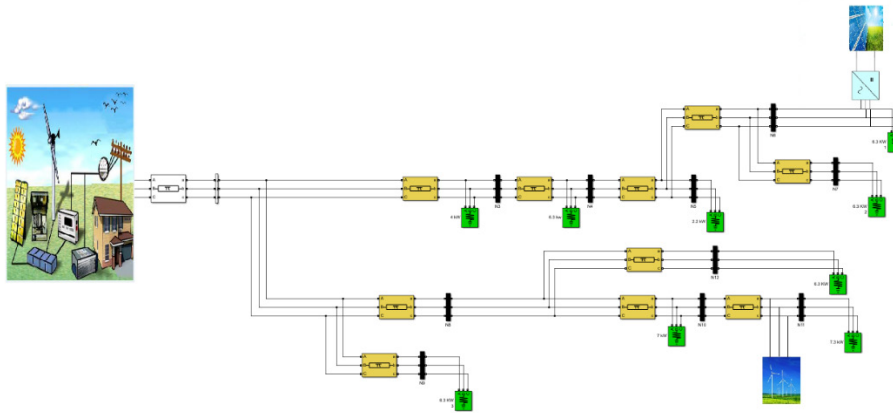


Figure 5-14 : Réseau autonome hybride avec un panneau solaire et une éolienne raccordée au nœud 6 et 11.

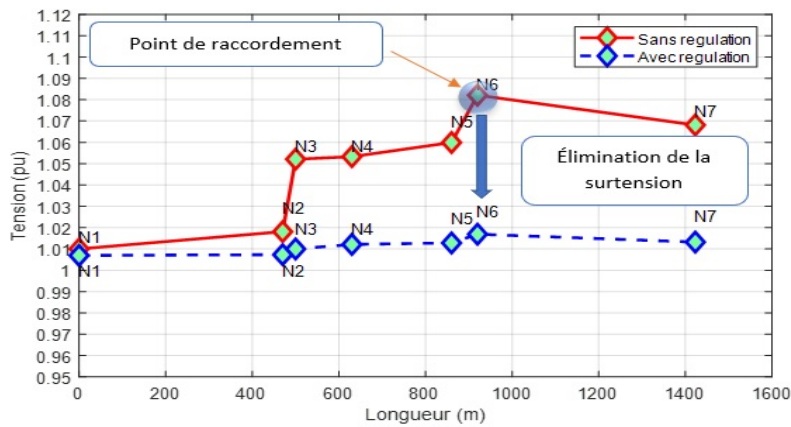


Figure 5-15 : Les tensions obtenues dans la première zone du réseau autonome par la simulation d'un panneau solaire et une éolienne au nœud 6 et 11.

On remarque dans la figure 5.15 que la tension au nœud 6 de raccordement avec le panneau solaire a augmenté et il dépasse les limites désirées. Cependant, après utilisation du CLF on constate que la tension est réglée au point de raccordement et aux nœuds voisins tout en respectant les limites désirés. L'application de CLF a permis une bonne régulation du profil de la tension qui est autour 1.00 et 1.02 pu.

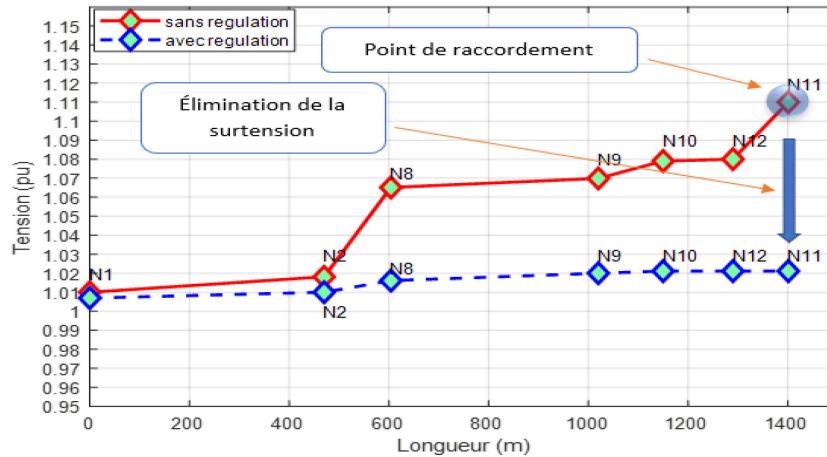


Figure 5-16 : Les tensions obtenues dans la deuxième zone du réseau autonome par la simulation d'un panneau solaire et une éolienne au nœud 6 et 11.

Sur la figure 5.16 on constate que la tension au nœud 11 a dépassé la limite désirée et aussi les nœuds voisins (nœud 12, 10, 9, et 8). Ainsi, on remarque que la tension est bien réglée au nœud de raccordement et au voisinage et que la puissance injectée au nœud de raccordement pour les deux sources était assez suffisante pour compenser le manque aux nœuds les plus éloignés.

5.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait des simulations avec 4 scénarios différents et nous avons présenté des résultats associés pour chaque scénario. Ainsi, nous avons combiné le bloc d'adaptation de consigne avec les régulateurs de tension en mode P/V ou P/Q afin d'obtenir un modèle final pour la régulation appelé « Régulateur Auto-Adaptatif ». De plus, nous avons conçu un contrôleur logique flou pour la régulation de la tension lors de la conversion DC-AC.

Les résultats obtenus de différents scénarios réalisés ont permis une régulation meilleure et rapide tout en gardant la tension autour de la tension nominale. De plus, une compensation optimale des puissances injectées dans le réseau BT pour le raccordement de GERs à plusieurs endroits afin de résoudre le problème de chute de tension due à l'éloignement du poste source

CONCLUSION

La tâche principale de ce mémoire est de proposer une méthode de contrôle de la tension et de la production d'énergie électrique dans un réseau de distribution BT spécifiquement dans les endroits les plus éloignés. L'idée de ce mémoire est de solliciter le raccordement des GERs afin de compenser le manque d'énergie causé par les chutes de tension due aux lignes. Le mauvais fonctionnement du raccordement des GERs entraîne une perturbation du réseau. En fait, la méthode proposée dans ce mémoire est une méthode basée sur le bloc de prise de décision floue accouplé avec les modes de réglage P/Q ou P/V.

Ensuite, nous avons examiné l'effet du raccordement d'un GER sur la stabilité du réseau et par conséquent le non-respect du code électrique pour le profil de tension distribuée aux utilisateurs.

Des modèles de contrôle de puissance et de tension, leurs schémas de contrôle de base (P/Q et P/V), ainsi des blocs d'adaptation de consigne pour chaque régulateur et un CLF ont été développés.

Deux types de réseaux distincts soient :

1. Un réseau de distribution composé de deux zones alimentées par une centrale électrique
2. Un réseau autonome composé de deux sources d'énergie de type éolien et panneau solaire alimentant plusieurs charges.

Quatre scénarios de raccordement ont été simulés sont :

- ❖ Deux panneaux solaires raccordés au réseau de distribution via un onduleur.
- ❖ Deux éoliennes raccordées au réseau de distribution via une génératrice synchrone.
- ❖ Combinaison d'un panneau solaire et une éolienne raccordée au réseau de distribution via un onduleur.
- ❖ Combinaison d'un panneau solaire et une éolienne raccordée au réseau autonome.

Les résultats obtenus pour les quatre scénarios indiquent que lorsqu'une perturbation telle qu'une injection de puissance augmente le profil de tension au nœud de raccordement et aux nœuds voisins. En outre, le régulateur proposé résout le problème de surtension et il maintient la stabilité et le fonctionnement optimal du réseau.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] P. Anderson and A. Fouad, "Power system control and stability, the IOWA state university press," *AMES, IOWA, USA*, vol. 1, 1977.
- [2] K. Ragaller, "Current interruption in high voltage networks, 1978," ed: Plenum Press, New York, 1978.
- [3] C. CORROYER, "Protection des réseaux. Généralités," *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, vol. 10, no. D4800, pp. D4800. 1-D4800. 18, 1991.
- [4] A. Croguennoc, *Protection des réseaux à basse tension de distribution publique*. Ed. Techniques Ingénieur, 1991.
- [5] A. CROGUENNOG, "Protection des réseaux. Protection des réseaux à moyenne tension de distribution publique," *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, vol. 10, no. D4810, pp. D4810. 1-D4810. 24, 1991.
- [6] D. Lee, "IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies (ieee std 421.5-1992)," *Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society*, vol. 95, p. 96, 1992.
- [7] P. Bornard and M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement," *Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique D*, vol. 4090, 1993.
- [8] I. F II, "IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems," *New York, NY, USA*, 1993.
- [9] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994.
- [10] C.-Y. Won, D.-H. Kim, S.-C. Kim, W.-S. Kim, and H.-S. Kim, "A new maximum power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller," in *Power Electronics Specialists Conference, PESC'94 Record., 25th Annual IEEE*, 1994, vol. 1: IEEE, pp. 396-403.
- [11] K. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, no. 1, pp. 59-64, 1995.
- [12] D. J. Sullivan, "Improvements in voltage control and dynamic performance of power transmission systems using static var compensators (svc)," Master of Science in Electrical Engineering, 1995.
- [13] I. Nainar, "An Adaptive Fuzzy Logic Controller for Intelligent Networking and Control," Master of Science (Computer Science), 1996.
- [14] M. R. EMAMI, "Systematic methodology of fuzzy-logic modeling and control and application to robotics" Doctor of Philosophy, 1997.
- [15] M. D. B. E. Swidenbank, D. Flynn, "Self-tuning turbine generator control for power plant," 1998.
- [16] D. Cortinas and P. Juston, "Assessing the impact of dispersed generation on medium voltage networks: analysis methods," in *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on*, 1999: IEEE, p. 3.

- [17] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, and F. Dumas, "Dispersed generation impact on distribution networks," *IEEE Computer Applications in power*, vol. 12, no. 2, pp. 22-28, 1999.
- [18] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, 2000*, vol. 3: IEEE, pp. 1645-1656.
- [19] D. Hohm and M. Ropp, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed," in *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 2000: IEEE*, pp. 1699-1702.
- [20] W. G. R., "Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model," 2000.
- [21] L. P. V. D. V. Aarts, Peter, "Neural network method for solving partial differential equations," *Neural Processing Letters*, vol. 14, no. 3, pp. 261-271, 2001.
- [22] L. P. V. d. V. Aarts, Peter, "Solving nonlinear differential equations by a neural network method," in *International Conference on Computational Science, 2001: Springer*, pp. 181-189.
- [23] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, "Wind energy handbook," ed: John Wiley & Sons Chichester, 2001.
- [24] O. G. Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, Xavier Roboam, Stéphan Astier, Brayima Dakyo, Cristian Nikita, "Etat de l'art des aérogénérateurs," 2002.
- [25] R. Caire, N. Retiere, S. Martino, C. Andrieu, and N. Hadjsaid, "Impact assessment of LV distributed generation on MV distribution network," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, 2002*, vol. 3: IEEE, pp. 1423-1428.
- [26] J. L. Gray, A. Luque, and S. Hegedus, "Handbook of photovoltaic science and engineering," *Luque and S. Hegedus, Eds. West Sussex, England: John Wiley & Sons*, vol. 14, 2003.
- [27] S. Jäntti, "Connection of distributed energy generation units in the distribution network and grid," *CODGUNet final report, Issued by Merinova Ab on behalf of four Nordic countries*, 2003.
- [28] A. E. Kiprakis and A. R. Wallace, "Hybrid control of distributed generators connected to weak rural networks to mitigate voltage variation," *CIREN 2003*, pp. 12-15, 2003.
- [29] 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.
- [30] S. Kelouwani and K. Agbossou, "Nonlinear model identification of wind turbine with a neural network," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 607-612, 2004.
- [31] J. W. J. M. N. Marwali, A. Keyhani,, "'Control of distributed generation systems, part 2: load sharing control'," *IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 19, Nov. 2004, pp. 1551-1561.*, 2004.
- [32] A. Bahgat, N. Helwa, G. Ahmad, and E. El Shenawy, "Maximum power point tracking controller for PV systems using neural networks," *Renewable Energy*, vol. 30, no. 8, pp. 1257-1268, 2005.

- [33] D.-P. Cong, B. Raison, J.-P. Rognon, S. Bonnoit, and B. Manjal, "Optimization of fault indicators placement with dispersed generation insertion," in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, 2005*: IEEE, pp. 355-362.
- [34] IEEE, "IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies," *IEEE Power Engineering Society, 2005*.
- [35] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," *IEEE transactions on industry applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292-1306, 2005.
- [36] L. A. C. L. N. S. D'Souza, and X. Liu,, "An intelligent maximum power point tracker using peak current control," in *Proc. 36th Annu. IEEE Power Electron. Spec. Conf., 2005*, pp. 172-177., 2005.
- [37] A. P. V. Galdi, P. Siano, "Dynamic performances and control of dispersed generators connected through inverter," 2005.
- [38] L. R. D. Xiang, P.J. Tavner, S. Yang "Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during fird fault ride-through," 2006.
- [39] N. Nakicenovic, *World energy outlook 2006*. IEA/OECD, 2006.
- [40] M. R. Patel, *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. CRC press, 2006.
- [41] O. Richardot, A. Viciu, Y. Besanger, N. Hadjsaid, and C. Kiény, "Coordinated voltage control in distribution networks using distributed generation," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES, 2006*, pp. 1196-1201.
- [42] J. B. B. andresen, "A high power density converter system for the gamesa G10x 4.5 MW wind turbine," 2007.
- [43] T. Eram, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 22, no. 2, june 2007, 2007.
- [44] G. rami, "Controle de tension auto adaptatif pour des productions decentralisees d'energies connectees au reseau electrique de distribution," doctorate, 2007.
- [45] D. Schreiber, "Power converter circuit arrangement for generators with dynamically variable power output," 2007.
- [46] R. Faranda and S. Leva, "Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems," *WSEAS transactions on power systems*, vol. 3, no. 6, pp. 446-455, 2008.
- [47] H. A. Gil and G. Joos, "Models for quantifying the economic benefits of distributed generation," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 23, no. 2, pp. 327-335, 2008.
- [48] M. Htay and K. Win, "Design and construction of automatic voltage regulator for diesel engine type stand-alone synchronous generator," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 42, pp. 652-658, 2008.
- [49] H.-Q. (2009), "Service d'électricité en basse tension à partir des postes distributeurs, Norme E.21-11 (5e éd.)," 2009.
- [50] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," Doctorate, 2009.
- [51] T. L. Le, Q. T. Tran, O. Devaux, O. Chilard, and R. Caire, "Reduction and aggregation for critical and emergency operation of distribution network in

- presence of distributed generators," in *Electricity Distribution-Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, 2009: IET, pp. 1-4.
- [52] S. K. a. all, "Recent advances and industrial applications od multilevel converters," 2010.
- [53] D. S. Morales, "Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic applications," Master of Science in Technology, 2010.
- [54] D. T. K. Viet, K. Agbossou, and M. L. Doumbia, "Voltage unbalance treatment for distribution network with massively connected distributed generators," in *Industrial Technology (ICIT), 2010 IEEE International Conference on*, 2010: IEEE, pp. 994-999.
- [55] H.-Q. (2011), "Service d'électricité en moyenne tension, Norme E.21-12, (3e éd.)," 2011.
- [56] H.-Q. (2012), "Norme pour la conception, l'installation et la vérification des Structures aériennes.," 2012.
- [57] F. Blaabjerg, K. Ma, and D. Zhou, "Power electronics and reliability in renewable energy systems," in *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2012, pp. 19-30.
- [58] C.-H. Lin, W.-L. Hsieh, C.-S. Chen, C.-T. Hsu, and T.-T. Ku, "Optimization of photovoltaic penetration in distribution systems considering annual duration curve of solar irradiation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1090-1097, 2012.
- [59] B. K. S. S. Panda, P.K.Mohanty, "Design and performance analysis of PID controller for an automatic voltage regulator system using simplified particle swarm optimization," 2012.
- [60] Z. K. Dominique Bonkougou, Donatien Njomo, "Modelling and simulation of photovoltaic module considering single diode equivalent circuit model in matlab," *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2013.
- [61] C. Hsu, L. Tsai, T. Cheng, C. Chen, and C. Hsu, "Solar PV generation system controls for improving voltage in distribution network," in *Next-Generation Electronics (ISNE), 2013 IEEE International Symposium on*, 2013: IEEE, pp. 486-489.
- [62] A. Chauhan and R. Saini, "A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 99-120, 2014.
- [63] A. Bouakra, "Impact et régulation de la tension à la suite d'insertion d'énergie renouvelable dans les réseaux de distribution électrique " maîtrise en ingénierie, 2015.
- [64] A. Ganesh and M. B. Naik, "Controlling of Distribution Voltage for DC Microgrids Using MRAS, Fuzzy Control and Gain-Scheduling Technique," 2015.
- [65] (2016). <https://www.rncan.gc.ca/energie/electricite-infrastructures/propos-de-lelectricite/7360>.
- [66] (2017). <https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/lenergie-renouvelable/propos-lenergie-renouvelable/7296>.

- [67] (2017).<https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/rprt/2017cnddptnrnwblpwr/2017cnddptnrnwblpwr-fra.pdf>.
- [68] R. Thumu and K. H. Reddy, "A Review on Fuzzy-GA Based Controller for Power Flow Control in Grid Connected PV System," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 7, no. 1, p. 125, 2017.
- [69] ADEME, "Intégration des énergies renouvelables et de recuperation dans l'industrie," 2018.
- [70] (2019).http://www.lycee-ferry-versailles.fr/si-new/2_3_energie_elec/cours_energie_elec_eleve_v3.pdf.
- [71] (2019).http://www.plan-eco-energie-bretagne.fr/upload/docs/application/pdf/2014-06/les_moyens_de_production_denergie_-_version_finale.pdf.
- [72] (2019). https://pmb.univ-saida.dz/butecopac/doc_num.php?explnum_id=243.
- [73] M. T. Vaïtchemé, "modelisation et simulation d'un système de stockage intégré dans un micro-réseau autonome solaire-éolien," maîtrise en ingénierie, 2019.

Annexe A

Les caractéristiques du réseau basse tension pour les simulations des scénarios lié au réseau de distribution :

- Paramètres du poste source :

Le réseau a été modélisé par une source de tension triphasée $V_{\text{source}} = 20 \text{ kV}$.

- Paramètres du transformateur HT/BT :

Le couplage du transformateur utilisé est : Yg – delta. Voir le tableau 5.1

Tableau 5.1 : Paramètres du transformateur HT/BT

Paramètre	Valeur
Puissance nominale (S)	160 kVA
Résistance de magnétisation (R_m)	3750 Ω
Inductance de magnétisation (L_m)	11937 H
Enroulement primaire	
Tension au primaire (V_1)	20 kV
Résistance (R_1)	110.25 Ω
Inductance (L_1)	0.889H
Enroulement secondaire	
Tension au secondaire (V_1)	0.25 kV
Résistance (R_2)	0.001 Ω
Inductance (L_2)	0.003 mH

- Paramètres des lignes :

Les lignes sont modélisées avec les paramètres suivants illustrés dans le tableau 5.2

Tableau 5.2 : Paramètres des lignes du réseau

Paramètre	Valeur
r_1	0.01273 (Ohms/km)
r_0	0.3864 (Ohms/km)
l_1	0.9337 (mH/km)
l_0	4.1264 (mH/km)
c_1	0.01274 ($\mu\text{F}/\text{km}$)
c_0	0.007751 ($\mu\text{F}/\text{km}$)

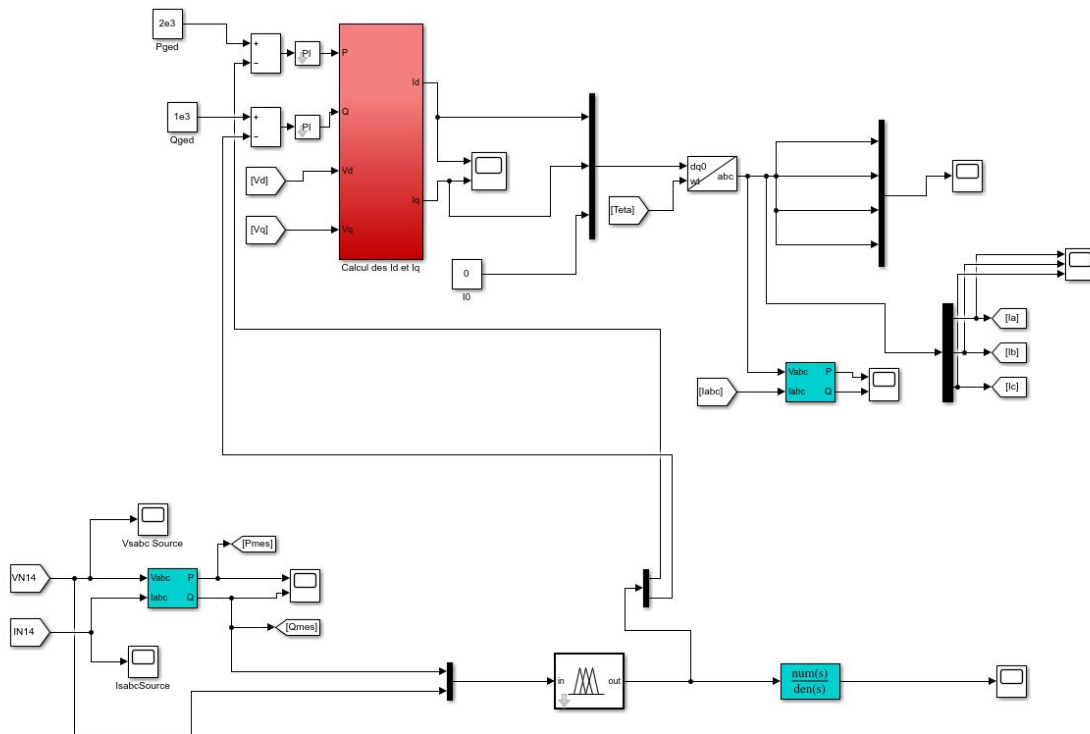
- Paramètres des charges

Tableau 5.3 : Paramètres des charges

Charges					
Nœud	P (kW)	Q (kVar)	Nœud	P (kW)	Q (kVar)
N03	47	17.5	N10	6.8	2.3
N04	6.3	2.3	N11	5.4	2
N05	3.4	1.2	N12	4.2	1.6
N06	4.2	1.7	N13	7.2	2.7
N07	1.3	0.5	N14	6.3	2.3

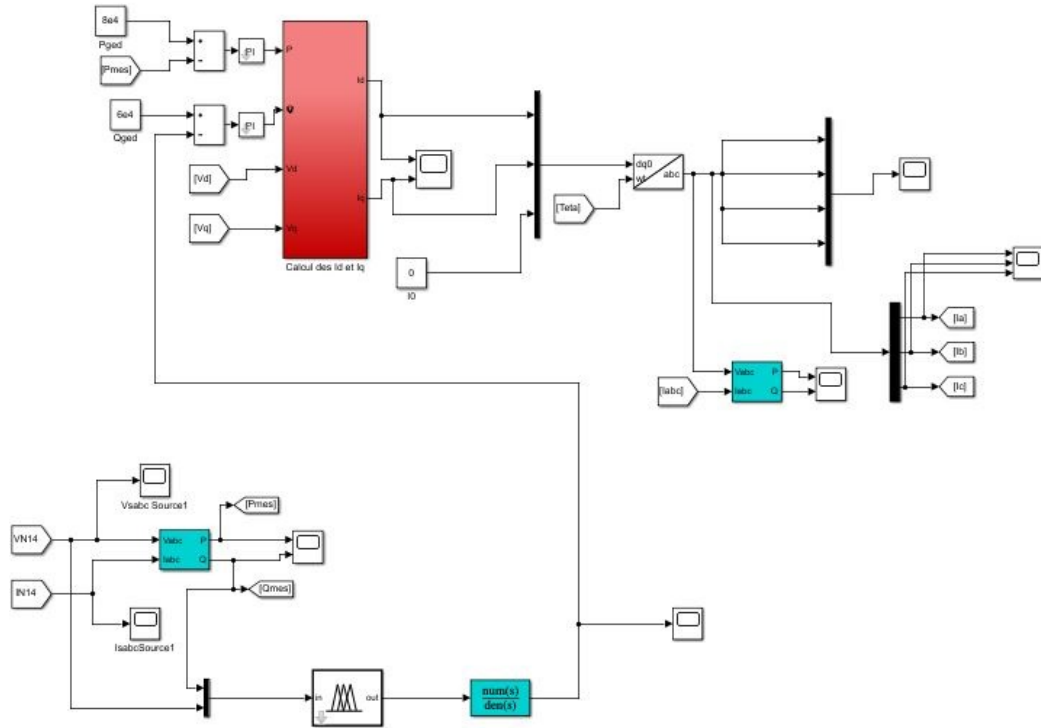
Annexe B

Régulateur P/Q pour un GER de type panneau solaire avec le bloc d'adaptation de consigne.



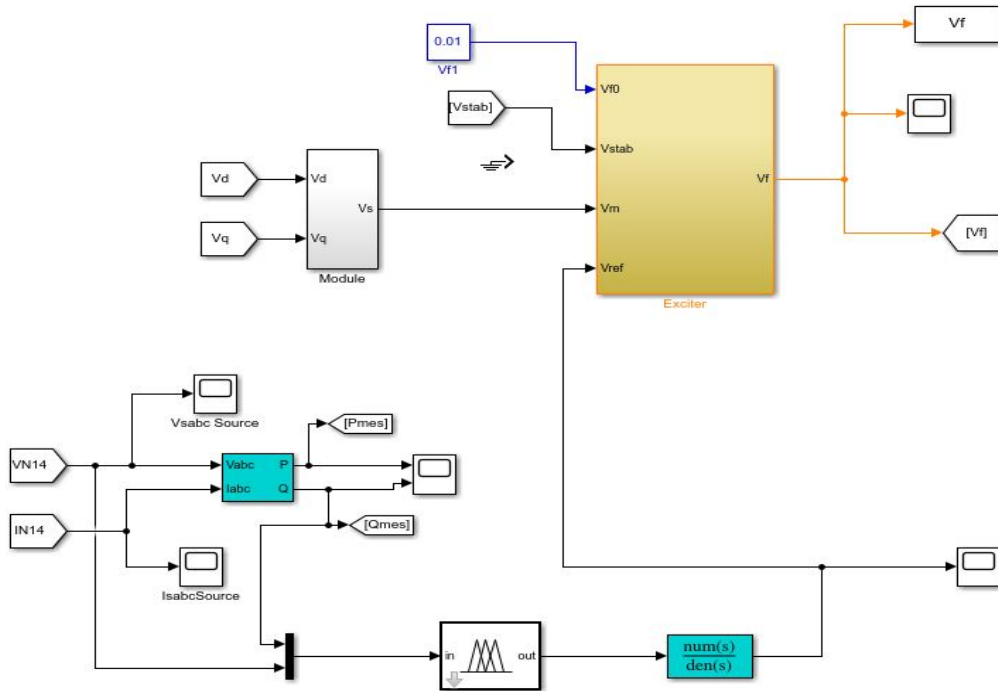
Annexe C

Régulateur P/V pour un GER de type panneau solaire avec le bloc d'adaptation



Annexe D

Régulateur P/Q pour un GER de type éolien avec le bloc d'adaptation de consigne.



Pour le régulateur P/V est pareil comme le régulateur P/Q la seule différence est la boucle de retour pour la puissance réactive est remplacée par la boucle de retour de tension.

Annexe E

Le contrôleur logique flou pour un onduleur lors du passage de bus DC au bus AC.

