



Mémoire de Master

Présenté au

Département : Génie Électrique
Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Electrotechnique industrielle

Réalisé par :

MOULOUDJ Abdeslam

Et

CHIBANE Anis

Thème

Contrôle intelligent du réseau électrique équipé d'une ferme éolienne

Soutenu le:/..../2022

Devant la commission composée de :

Mr :	MOUASSA Souhil	M.C.B	Univ. Bouira	Président
	GRICHE Issam	M.C.B	Univ. Bouira	Rapporteur
	BOUHEDDA Ali	M.C.B	Univ. Bouira	Examineur

Remerciements

Nous tenons à remercier tout d'abord Dieu tout puissant qui nous a aidés à réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier en premier lieu, Mr : I.GRICHE, directeur de ce travail de nous avoir encadré, orienté et bien conseillé.

Nous tenons également à remercier l'ensemble des membres de jury qui ont fait l'honneur de juger ce travail.

Enfin, nous remerciant nos familles et nos amis qui ont toujours été là pour nous, leurs encouragements ont été une grande aide.

Dédicaces 1

Je dédie ce modeste travail ,

A la mémoire de mon père,

A ma très cher mère,

A mes chers frères : mon jumeau Walid, Lamine, Makhlouf,

A mes chers sœurs : Wahiba et Farida,

A mon binôme CHIBANE Anis et a toute sa famille,

A tous mes amis(es) d'étude et mes amis intimes précisément Yacine, Walid, Lamine, Saadi, Atik, Walid.

MOULOUDJ Abdeslam

Dédicaces 2

Je dédie ce modeste travail,

A ma mère ,

A mon père,

A mes très chers frères,

A mon binôme MOULOUDJ Abdeslam et a toute sa famille,

A tous mes amis d'étude précisément Saadi, Atik, Walid.

CHIBANE Anis

Sommaire

Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	XII
Acronymes et symboles	XIII
Introduction générale	1

Chapitre 1 : Généralités sur les réseaux électriques et état de l'art

1.1 Introduction	3
1.2 Définition d'un réseau électrique	3
1.3 Structure générale des réseaux électriques	4
1.3.1 Production	4
1.3.2 Transport.....	4
1.3.3 Distribution	4
1.3.4 Consommation	5
1.4 Caractéristiques générales du transport et de la distribution.....	5
1.4.1 Grandeurs électriques	5
1.4.2 Disposition spatiale.....	7
1.4.3 Données temporelles.....	7
1.5 Stabilité des réseaux électriques.....	7
1.5.1 Définition de la stabilité des réseaux électrique	7
1.5.2 Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	8
1.5.2.1 Stabilité de tension	8
1.5.2.2 Stabilité de fréquence	8
1.5.2.3 Stabilité angulaire	8
1.5.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)	8
1.5.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	8
1.6 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	9
1.6.1 Méthodes d'intégration numériques	9

1.6.2 Méthodes directe (ou énergétiques).....	10
1.6.3 Méthodes modernes	10
1.7 Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire.....	11
1.8 Stratégies de contrôle et de régulation des réseaux électriques.....	11
1.8.1 La commande robuste.....	11
1.8.2 La commande optimale.....	11
1.8.3 La commande prédictive.....	12
1.8.4 La commande adaptative.....	12
1.8.5 La Commande neuronale.....	12
1.8.6 La commande floue.....	12
1.8.7 La commande par algorithme génétique.....	13
1.8.8 Les commandes hybrides.....	13
1.9 Conclusion.....	13

Chapitre 2 : Généralités et modélisation du système éolien

2.1 Introduction	14
2.2 Définition d'éolienne.....	14
2.3 Descriptif d'une éolienne	15
2.3.1 Le mât	15
2.3.2 Le rotor	15
2.3.3 La nacelle	16
2.4 Principe de fonctionnement d'une éolienne	16
2.5 Différent type d'éoliennes.....	16
2.5.1 Eolienne à axe vertical	17
2.5.1.1 Structure Savonius (conformément à son inventeur)	17
2.5.1.2 Structure Darrieus.....	17
2.5.2 Eolienne à axe horizontal	18
2.6 Application des éoliennes.....	19
2.6.1 Systèmes Isolés.....	19

2.6.2	Systèmes Hybrides.....	20
2.6.3	Systèmes connectés au Réseau	20
2.7	Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	20
2.7.1	Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz)	21
2.7.2	Limite de Betz.....	21
2.8	Classement des éoliennes	22
2.8.1	Les éoliennes à vitesse fixe.....	22
2.8.2	Les éoliennes à vitesse variable	23
2.9	Intérêt de la Régulation de puissance mécanique de l'éolienne	24
2.10	Modélisation du système éolien	25
2.10.1	Modélisation du système électrique	25
2.10.2	Multiplicateur	26
2.10.3	Modélisation du sous-système aérodynamique.....	26
2.10.3.1	Modèle de transmission rigide.....	28
2.10.3.2	Modèle de transmission souple	29
2.10.4	Modélisation du système d'orientation des pales	30
2.10.5	Modélisation du vent	31
2.10.6	Description de la machine asynchrone à double alimentation	33
2.10.7	Mode de fonctionnement de MADA	33
2.10.7.1	Fonctionnement en mode moteur hypo synchrone.....	33
2.10.7.2	Fonctionnement en mode moteur hyper synchrone	34
2.10.7.3	Fonctionnement en mode génératrice hypo synchrone	34
2.10.7.4	Fonctionnement en mode génératrice hyper synchrone.....	34
2.10.8	Modélisation de machine asynchrone à double alimentation	35
2.10.8.1	Hypothèses simplificatrice	35
2.10.8.2	Modèle mathématique de la MADA.....	35
2.10.8.3	Equations électriques de la MADA	36
2.10.8.4	Equations magnétiques.....	36
2.10.8.5	Equation mécanique	37
2.10.8.6	Transformation de Park	37
2.10.8.6.1	Choix de référentiel	37
2.10.8.6.2	Matrice de Park.....	37
2.10.8.6.3	L'application de la transformation de Park.....	38

2.10.8.7	Modèle de la machine dans le référentiel (d, q) :	38
2.10.8.7.1	Transformation de Park au flux	39
2.10.8.7.2	Expression du couple.....	40
2.10.8.7.3	Expressions des puissances.....	41
2.10.9	Modélisation de la partie d'électronique de puissance	41
2.10.9.1	Modélisation du redresseur	41
2.10.9.2	Modélisation du filtre.....	42
2.10.9.3	Modélisation de l'onduleur de tension.....	43
2.10.10	Résultats et simulation	47
2.10.11	Interprétation des résultats de simulation.....	50
2.11	Conclusion.....	51

Chapitre 3: Résultats et discussion

3.1	Introduction.....	52
3.2	Modélisation du système électrique y compris l'éolienne.....	52
3.2.1	Système mono-machine.....	52
3.2.1.1	Organes de régulations de la machine.....	53
3.2.1.2	Régulateur de tension proposé.....	55
3.2.2	Système multi-machine.....	57
3.2.2.1	Mise en équation d'un système multi-machines.....	57
3.2.2.2	Régulateur de fréquence proposé.....	59
3.3	Résultats de simulation d'un réseau mono machine connecté à un jeu de barre infini.....	60
3.3.1	Présentation du réseau de test.....	60
3.3.2	Analyse de la stabilité transitoire.....	61
3.3.3	Analyse du contrôle de la tension.....	62
3.4	Résultats de simulation d'un réseau multi-machines.....	63
3.4.1	Réseau test étudié.....	63

3.4.2 Les résultats de simulation sans l'integration de la ferme éolienne.....	65
3.4.3 Les résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne.....	67
3.5 Conclusion.....	71

Liste des Figures

Chapitres 1: Généralités sur les réseaux électriques et état de l'art

Figure 1.1 : Structure de base d'un réseau d'énergie électrique.....	3
Figure 1.2 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution d'énergie.....	5
Figure 1.3 : Fréquences et tensions domestiques dans le monde.....	5
Figure 1.4 : Classification de la stabilité des réseaux de puissances.....	7
Figure 1.5 : Variation de l'angle rotorique.....	9

Chapitre 2 : Généralités et modélisation du système éolien

Figure 2.1 : Principaux constituants d'une éolienne.....	15
Figure 2.2 : Chaîne de transformation des formes d'énergie dans une éolienne.....	16
Figure 2.3 : Types des éoliennes à axe verticale.....	17
Figure 2.4 : Exemples des éoliennes à axe horizontale.....	19
Figure 2.5 : Colonne d'air.....	21
Figure 2.6 : Schéma du courant d'air traversant une turbine.....	21
Figure 2.7 : Aérogénérateur à vitesse variable.....	23
Figure 2.8 : La puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.....	24
Figure 2.9 : Courbe de C_p fonction de λ et β	27
Figure 2.10 : Modèle rigide de l'éolienne.....	28
Figure 2.11 : Schéma blocs du modèle rigide de l'éolienne.....	29

Figure 2.12 : Modèle souple de l'éolienne.....	29
Figure 2.13 : Schéma blocs du modèle souple de l'éolienne.....	30
Figure 2.14 : Modèle de l'actionneur de l'angle de calage.....	31
Figure 2.15 : Schéma blocs de la construction de la vitesse du vent en un point.....	32
Figure 2.16 : Représentation simplifié de la MADA.....	33
Figure 2.17 : Quadrants de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation.....	34
Figure 2.18 : Représentation schématique de la MADA.....	35
Figure 2.19 : l'ensemble convertisseur machine.....	41
Figure 2.20 : Redresseur à diodes.....	41
Figure 2.21 : Représentation du filtre.....	42
Figure 2.22 : Représentation schématique d'un onduleur.....	43
Figure 2.23 : Demi-bras de l'onduleur.....	44
Figure 2.24 : Principe de la command MLI.....	45
Figure 2.25 : La porteuse et les tensions de référence.....	46
Figure 2.26 : Tensions simples à la sortie de l'onduleur.....	46
Figure 2.27 : Puissance réactive.....	47
Figure 2.28 : Puissance active.....	47
Figure 2.29 : Courant statorique avec un zoom.....	47
Figure 2.30 : Tension statorique.....	48
Figure 2.31 : Courant rotorique avec un zoom.....	48
Figure 2.32 : Tension rotorique.....	48
Figure 2.33 : Vitesse de rotation.....	49
Figure 2.34 : Vitesse du vent (V_v).....	49
Figure 2.35 : Couple électromagnétique (C_{em}).....	49
Figure 2.36 : Flux magnétique.....	50

Figure 2.37 : Tension après l'onduleur.....	50
Figure 2.38 : Vitesse mécanique (Wm).....	50

Chapitre 3: Résultats et discussion

Figure 3.1 : Modèle de régulateur de tension.....	54
Figure 3.2 : Régulateur de vitesse.....	55
Figure 3.3 : Système de PSS.....	55
Figure 3.4 : Module avancé d'un SVC.....	56
Figure 3.5 : SVC avec contrôleur PI.....	57
Figure 3.6 : Régulateur de fréquence.....	60
Figure 3.7 : Réseau à jeu de barres infini avec turbine éolienne et un SVC.....	60
Figure 3.8 : Représentation du réseau SMIB sur MATLAB/Simulink.....	61
Figure 3.9 : Variation de la tension du générateur et l'angle rotorique.....	62
Figure 3.10 : Variation de la puissance active et la puissance réactive.....	62
Figure 3.11 : Contrôle de tension sans SVC.....	63
Figure 3.12 : Contrôle de tension avec SVC.....	63
Figure 3.13 : Le réseau étudié.....	64
Figure 3.14 : Représentation du Réseau 4 machines 11 jeux de barre.....	64
Figure 3.15 : Représentation du réseau multi-machine sur MATLAB/Simulink.....	64
Figure 3.16 : La tension finale dans les jeux de barres 1 et 2 sans l'intégration de la ferme éolienne.....	65
Figure 3.17 : Puissance active de jeu de barre 1 vers le jeu de barre 2 sans l'intégration de la ferme éolienne.....	65
Figure 3.18 : Variation de l'angle rotorique des moteurs (1 2 3).....	66
Figure 3.19 : Variation de la vitesse de rotation de chaque moteur.....	66

Figure 3.20 : Variation de la puissance active de chaque moteur.....	66
Figure 3.21 : Variation de la tension de chaque moteur.....	67
Figure 3.22 : Réponse de la fréquence selon le taux de pénétration de la ferme éolienne.....	67
Figure 3.23 : Représentation du réseau multi-machine dans la zone 1 sur MATLAB/Simulink.....	68
Figure 3.24 : Variation de la tension de l'éolienne.....	68
Figure 3.25 : Vitesse de rotation l'éolienne.....	68
Figure 3.26 : Variation de l'angle d'inclinaison.....	69
Figure 3.27 : Variation de la Puissance active et la Puissance réactive.....	69
Figure 3.28 : Variation du Couple mécanique et couple électromagnétique.....	69
Figure 3.29 : Variation de la déviation de la vitesse du rotor du machine 2.....	70
Figure 3.30 : Puissance active de la sortie du machine 2.....	70
Figure 3.31 : Puissance réactive de la sortie de la machine 2.....	70

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Les niveaux de tension dans un réseau électrique.....6

Liste des Acronymes et Symboles

ACRONYMES

ANN	Artificial Neural Networks (réseaux de neurones artificiels)
PSS	Power System Stabilizer (stabilisateur du système de puissance)
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (système de transmission flexible en courant alternatif)
UPFC	Unified power flow controller (contrôleur de transit de puissance unifié)
SVC	Statique Var Compensateur
SMIB	Single Machine Infinite Bus (machine unique reliée à un nœud infini)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (institut des ingénieurs électriciens et électroniciens)
PI	Contrôleur Proportionnel Intégral
CP	Charge partielle
Cp	Coefficient de puissance aérodynamique

SYMBOLES

P_e	Puissance électrique (pu)
P_m	Puissance mécanique (pu)
P_a	Puissance d'accélération (pu)
P_{gen}	Puissance électrique générée par le générateur synchrone
P_{wind}	Puissance électrique générée par l'éolienne
δ	Angle du générateur (rads)
ω	Vitesse angulaire du rotor (rd/s)
ω_s	Vitesse synchrone du rotor (rd/s)
H	Constante d'inertie (s)
x_d	Réactance du générateur axe direct (pu)

xq	Réactance du générateur axe quadratique (pu)
xd'	Réactance transitoire axe direct (pu)
xq'	Réactance transitoire axe quadratique (pu)
Tdo'	Constante de temps transitoire - axe direct (s)
Tqo'	Constante de temps transitoire - axe quadratique (s)
Id	Courant du générateur axe direct (pu)
Iq	Courant du générateur axe quadratique (pu)
Q_{svc}	Puissance réactive injectée
KA	Gain statique.
TA	Constante de temps de régulateur.
Vt	Module de la tension terminale au stator.
$Vref$	Module de la tension de référence.
$Vpss$	Signal de sortie d'un PSS.
$Efmax$	Seuil de surexcitation.
$Efmin$	Seuil de sous excitation
V	Vitesse du vent (m/s).
D	Le diamètre de la turbine éolienne (m).
P	La puissance maximale obtenue (W).
C_L	Coefficient de portance.
C_D	Coefficient de traînée.
dA	Surface du « tronçon » de la pale.
W	Module du vent apparent.
m	La masse d'air (kg).
R_T	Rayon de la turbine éolienne (m).
S	Surface balayée par l'hélice (m^2).

ρ	La densité de l'air (Kg/m^3).
E_C	L'énergie cinétique (W).
C_P	Coefficient de puissance (N).
$C_{P_{max}}$	Coefficient de puissance maximale (N.m).
P_{vent}	La puissance disponible dans le vent (W).
Ω_T	Vitesse de rotation de la turbine (Rad/s).
C_{P-opt}	Coefficient de puissance optimal.
B	Angle de calage de la pale en degré [deg].
β_{opt}	Valeur nominale de l'angle de calage des pales [deg].
β_{reg}	Valeur référence de l'angle de calage [deg].
C_{aero}	Couple avant le multiplicateur (N.m).
P_{aero}	La puissance l'aérogénérateur avant multiplicateur (W).
P_{ele}	La puissance électrique générée par l'éolienne (W).
C_{em}	Couple électromagnétique (N.m).
C_{em-ref}	Couple électromagnétique référence (N.m).
C_{aero}	Couple l'aérogénérateur (N.m).
C_{mec}	Couple mécanique (N.m).
G_g	Le gain du multiplicateur.
J	Moment d'inertie globale en transmission rigide ($\text{Kg}.\text{m}^2$).
J_T	Moment d'inertie de la turbine ($\text{Kg}.\text{m}^2$).
J_g	Moment d'inertie de la génératrice ($\text{Kg}.\text{m}^2$).
J_{g-bv}	Moment d'inertie de la génératrice ramenée à l'arbre de basse vitesse ($\text{Kg}.\text{m}^2$).
K	Coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement.
D	Coefficient de frottement de l'arbre d'entraînement par rapport au multiplicateur.
Ω_{g-BV}	Vitesse d'angulaire de rotation de la génératrice ramenée à l'arbre de basse

	vitesse (Rad/s).
V	La valeur moyenne de la vitesse du vent (m/s).
K_F	Gain statique de la fonction de transfert du filtre de Von Karman.
L_F	Échelle de longueur de la turbulence du vent.
T_F	Constante de temps de la fonction de transfert du filtre de Von Karman.
k_F	Gain statique de la fonction de transfert du filtre de Von Karman.
$V_0(t)$	La vitesse du vent en un point fixe (m/s).
k	Coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement.
M_i, M_{i+1}	Modèles linéaires locaux.
V_k	La vitesse du vent correspondant au modèle local M_k .
r_k	Le résidu du modèle local M_k .
$Z(t)$	Le vecteur des variables de décision.
V	Volume limité par les ailes (m^3)
V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}	Tensions d'alimentation des enroulements statoriques (a,b,c) (V).
V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}	Tensions d'alimentation des enroulements rotoriques (a,b,c) (V).
i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}	Courants statoriques (A).
i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}	Courants rotoriques (A).
R_s	Résistance statorique (Ω).
R_r	Résistance rotorique (Ω).
L_s	Inductance propre cyclique statorique (H).
L_r	Inductance propre cyclique rotorique (H).
V_{sd}, V_{sq}	Tensions statoriques dans le repère de Park (d,q) (V).
V_{rd}, V_{rq}	Tensions rotoriques dans le repère de Park (d,q) (V).
i_{sd}, i_{sq}	Courants statoriques dans le repère de Park (d,q) (A).
i_{rd}, i_{rq}	Courants rotoriques dans le repère de Park (d,q) (A).

θ_{rd}, θ_{rq}	Flux rotoriques dans le repère de Park (d,q) (Wb).
θ_{sd}, θ_{sq}	Flux statoriques dans le repère de Park (d,q) (Wb).
θ_s	Angle relatif entre la première phase statorique de la machine et l'axe direct "d" (rd).
θ_r	Angle relatif entre la première phase statorique de la machine et l'axe direct "d" (rd).
M_s	Inductance mutuelle entre deux phases du stator (H).
M_r	Inductance mutuelle entre deux phases du rotor (H).
M	Inductance mutuelle cyclique entre l'enroulement du stator et celle du rotor.
C_r	Couple résistant (N.m).
J	Moment d'inertie totale ($kg \cdot m^2$).
Ω	Vitesse mécanique (rd/s).
P	Nombre de paires de pôles.
ω_m	Vitesse électrique du rotor (rd/s).
G	Glissement.
θ	Angle électrique de position de la machine (rd).
P_e	Puissance électrique (Watt).
P_s	Puissance active statorique (Watt).
Q_s	Puissance réactive statorique (VAR).
C_{em}	Couple électromagnétique (N.m).
$V_{on1}, V_{on2}, V_{on3}$	Tensions simples à la sortie de l'onduleur (V).
i_{on1}	Courant à l'entrée de l'onduleur (A).
C	Capacité de jeu de barre continu.
i_c	Le courant capacitif (A).
i_{dc}	Le courant du bus continu (A).
V_{dc}	Tension du bus continu (V).
L	Inductance de bus continu (H).

Introduction Générale

Aujourd'hui, les enjeux liés à l'exploitation des réseaux de transport et à la production d'énergie électrique sont devenus assez importants. Face à une consommation électrique toujours croissante et à des conditions environnementales très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique tendent à se développer et à devenir de plus en plus maillés et interconnectés. Les lignes maritimes à grande capacité sont également utilisées pour le transport longue distance. Cette complexité structurelle a de nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir une répartition acceptable des contraintes a été considérablement augmentée. La stabilité de la tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité à maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans des le fonctionnement normal. [1]

L'augmentation de la demande en énergie électrique a poussé à l'interconnexion de plusieurs réseaux d'énergie, ce qui a engendré certains avantages comme l'utilisation optimale des moyens de production, l'assistance mutuelle entre système interconnecté, et l'amélioration de la fréquence. Cependant les réseaux deviennent plus grands et plus complexes, par conséquent leur étude et leur analyse deviennent plus difficiles, particulièrement l'étude de stabilité transitoire.

La tension et la fréquence sont les deux facteurs principaux déterminant la qualité de l'énergie électrique, ils doivent être maintenues dans les limites correspondant aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau. L'analyse de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations, et de proposer par la suite les moyens de réglage adéquats et les mesures permettant d'améliorer cette capacité et le maintien dans des limites admissibles de ces deux grandeurs. [2]

Les énergies renouvelables (eau, vent, soleil) sont de plus en plus utilisées pour La production d'électricité. Ces sources d'énergie propres et gratuites représentent une excellente alternative aux ressources fossiles. Parmi les sources renouvelables dénombrées, on compte l'énergie éolienne qui connaît, depuis quelques décennies un formidable développement.

Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite. Ce sont les algorithmes de commande qui permettent de contrôler la vitesse de rotation des éoliennes à chaque instant. [3]

Les systèmes électro-énergétiques sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent causer de sérieux problèmes ; leur fiabilité est définie par les limites de fonctionnement et le comportement face aux perturbations. Ces perturbations conduisent à des contraintes supplémentaires, mécaniques, thermiques, ou électriques à celles de l'état stationnaire et donnent l'instabilité du système

électrique. Très récemment, une attention considérable a été accordée pour faire face à ses problèmes, deux moyens d'améliorer la stabilité, des moyens classiques tels que le transformateur avec des robinets ajustables, le transformateur de phase de déphasage et des moyens modernes tels que l'utilisation d'un contrôleur dans le générateur qui est un signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur, ou l'utilisation d'un contrôleur dans le côté ligne qui est un signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS. En raison du dilemme précédent, les systèmes électriques nécessitent des dispositifs et des techniques de plus en plus avancés. La recherche actuelle sur l'amélioration des systèmes électriques se concentre sur différentes techniques comme les FACTS, les PSS.

Dans ce travail, Nous présentons, en premier lieu des généralités sur les réseaux électriques et généralités sur les études de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Ensuite, dans le deuxième chapitre nous présentons des généralités sur les éoliennes et sa modélisation. Et dans le troisième chapitre, nous posons la modélisation de la machine synchrone dans le cas mono-machine et multi-machine, puis nous présentons les résultats de simulation de la stabilité transitoire d'un système à un jeu de barre infini et d'un système multi-machine.

Généralités sur les réseaux électriques et état de l'art

1.1 Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. En raison de l'augmentation significative de la demande en énergie électrique et des contraintes économiques liées à la construction de nouvelles centrales, les réseaux électriques fonctionnent à la limite de la stabilité et de la sécurité. En effet, l'instabilité du réseau pose des problèmes majeurs pour son bon fonctionnement partout dans le monde. Les pannes telles que les courts-circuits, les lignes de transmission, les générateurs, les pannes temporaires de transformateur et les pertes de ligne de transmission peuvent affecter le réseau électrique et devenir incontrôlables à tout moment. Ce chapitre présente tous les aspects théoriques liés au réseau recherché d'éléments de compensation et de contrôle des contraintes. [4]

1.2 Définition d'un réseau électrique

On appelle réseau électrique l'ensemble des infrastructures et ouvrages, permettant d'acheminer l'énergie électrique des centrales électriques (centres de production), vers les consommateurs d'électricité (charge). Le réseau de transport électrique est divisé en lignes très haute, haute, moyenne et basse tension (distribution). Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectée entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettant de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. [5]

La structure des réseaux varie d'un pays à un autre, mais on peut la représenter de la façon générale suivante :

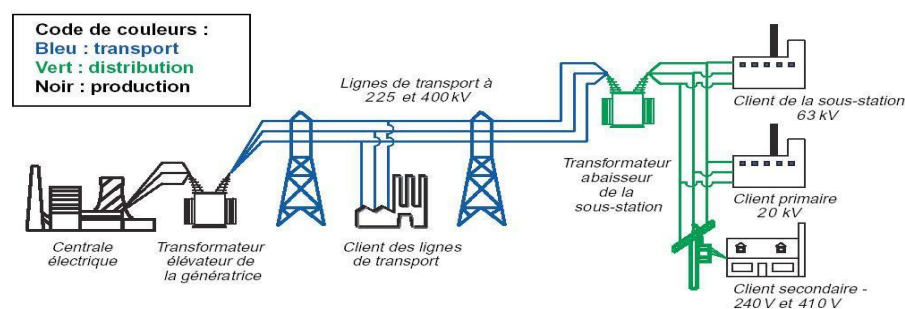


Figure 1.1 : Structure de base d'un réseau d'énergie électrique.

1.3 Structure générale des réseaux électriques

De façon très générique, un réseau électrique est toujours dissocié en quatre grandes parties : [4]

1.3.1 Production

Elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance active consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produites sous la forme de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites « primaires ». L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe.

A l'heure actuelle où la production et la consommation d'énergie électrique sont importantes dans le monde, les instances et autorités de l'état ont mis l'accent sur le développement des énergies renouvelables. Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie primaire inépuisables à très long terme, car issues de l'énergie du soleil, de la Terre ou de la gravitation. Les énergies renouvelables comprennent l'énergie hydro électrique (force de l'eau), solaire, éolienne (force du vent), la biomasse (matières organiques fournissant de l'énergie, comme le bois en brûlant), la géothermie (utilisant la chaleur des profondeurs de la terre) et les énergies marines dont l'énergie marémotrice (utilisant la force des marées).

Dans notre étude, on s'intéresse de l'énergie éolienne.

1.3.2 Transport

Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation. Les grandes centrales étant en général groupées autour des fleuves, des cours d'eau et des océans, le « grand transport » consiste à parcourir de longues distances en direction des extrémités des territoires nationaux. L'ordre de grandeur de ces distances impose, entre autre, le fait de véhiculer l'énergie électrique sous très haute tension.

1.3.3 Distribution

Elle consiste en un maillage fin du territoire permettant à chaque utilisateur d'être à proximité d'une liaison au réseau. C'est l'ultime ramification des lignes et des installations qui permet également un passage progressif des très hautes tensions du transport aux basses tensions de la consommation.

1.3.4 Consommation

Chaque récepteur électrique connecté au réseau consomme une puissance active et une puissance réactive. La consommation domestique, qui est généralement majoritaire, est très ramifiée et se fait sous basse tension souvent monophasée 220 V ou triphasé 380 V. Certains « clients » industriels (grosses usines, ferroviaire, etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension.

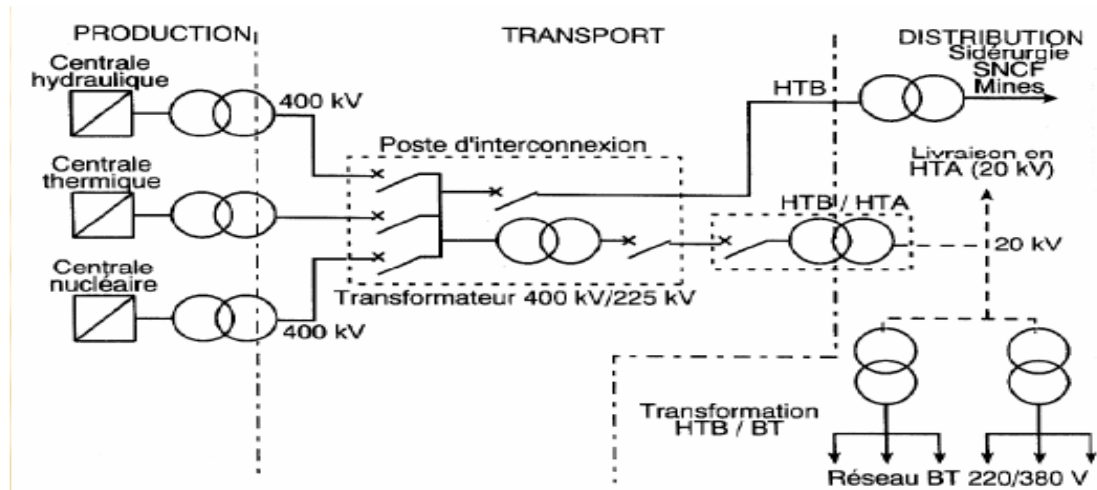


Figure 1.2 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution d'énergie.

1.4 Caractéristiques générales du transport et de la distribution

Les réseaux électriques, en très grande majorité, transportent l'énergie électrique sous la forme de systèmes triphasés. Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays). Dans tous les cas, ses caractéristiques s'expriment en termes de [6] :

- grandeurs électriques
- disposition spatiale
- données temporelles

1.4.1 Grandeurs électriques

- La fréquence : 50 ou 60 Hz selon les pays.

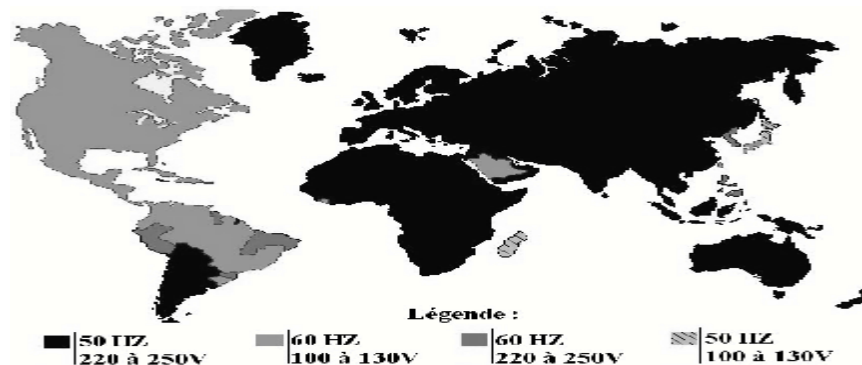





Figure. 1.3 : Fréquences et tensions domestiques dans le monde.

- La tension du réseau de quelques centaines de volts à quelques centaines de kV, selon qu'il s'agit de telle ou telle partie du réseau.

Chaque réseau électrique est organisé à partir de quelques niveaux de tension normalisés, le respect, de ces valeurs précises (à quelques % près) est une nécessité pour exploiter les structures de transport en assurant leur sûreté, le respect des plages contractuelles, et de façon générale afin de réduire les coûts et les contraintes sur les appareillages. [7]

À titre d'exemple, les tensions normalisées du réseau électrique en Algérie (SONELGAZ) sont indiquées dans le tableau I-1, accompagnées de photographies qui illustrent l'allure des lignes correspondantes

Tableau 1.1 : Les niveaux de tension dans un réseau électrique. [7]

	usages	Tension normalises	Noms (standard Européen)	Aspect visuel des lignes
H T B	Grand Transport national et interconnexion	THT 220/400 kV HT 60 kV	HTB (50 kV à 400 kV) HTB 3 : 400 kV HTB 2 : 225 kV HTB 1 : 90 et 63 kV	
H T A	Lignes interrégionales et répartitions régionale	MT 30 kV	HTA (1 kV à 50 kV)	
B T	Répartition locale et distribution et consommation	220 V (monophasé) 380 V (triphase)	BT < 1 kV	

Ces grandeurs de base sont influencées par l'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles; laquelle est liée aux puissances actives et réactives générées, transportées et consommées.

- La puissance active est produite par les alternateurs à partir d'énergie thermique ou mécanique, et consommée également sous cette même forme par les récepteurs.
- La puissance réactive est produite ou consommée dans tous les éléments du réseau.

Il faut noter qu'en régime dynamique, l'énergie active est « stockée » par les machines tournantes (inertie), et que l'énergie réactive l'est également, sous forme magnétique (transformateurs ou machines tournantes) ou capacitive (câbles).

1.4.2 Disposition spatiale

La structure topologique est à échelle :

- des continents, des pays, des régions (transports, répartition et distribution),
- des sites industriels (centaines de mètres à dizaines de kilomètres),
- des bâtiments du tertiaire.

1.4.3 Données temporelles

Les variations de l'équilibre entre l'offre et la demande énergétiques entraînent des perturbations des grandeurs électriques que sont la fréquence et la tension que l'on doit maintenir dans des fourchettes acceptables.

1.5 Stabilité des réseaux électriques

1.5.1 Définition de la stabilité des réseaux électrique

La stabilité d'un système d'alimentation électrique est la capacité d'un système d'alimentation électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, à retrouver un état d'équilibre de fonctionnement après avoir été soumis à une perturbation physique, la plupart des variables du système étant limitées de sorte que pratiquement tout le système reste intact. [8]

Le terme « perturbation » dans ce cas, concerne à la fois les grandes perturbations telles que les courts-circuits, la perte d'un groupe de production, la perte d'un ouvrage comme une ligne de transmission, et les petites perturbations telles que la fluctuation de charge, manœuvre d'équipement

1.5.2 Classification de la stabilité des réseaux électriques

On peut classifier les types de la stabilité comme suit :

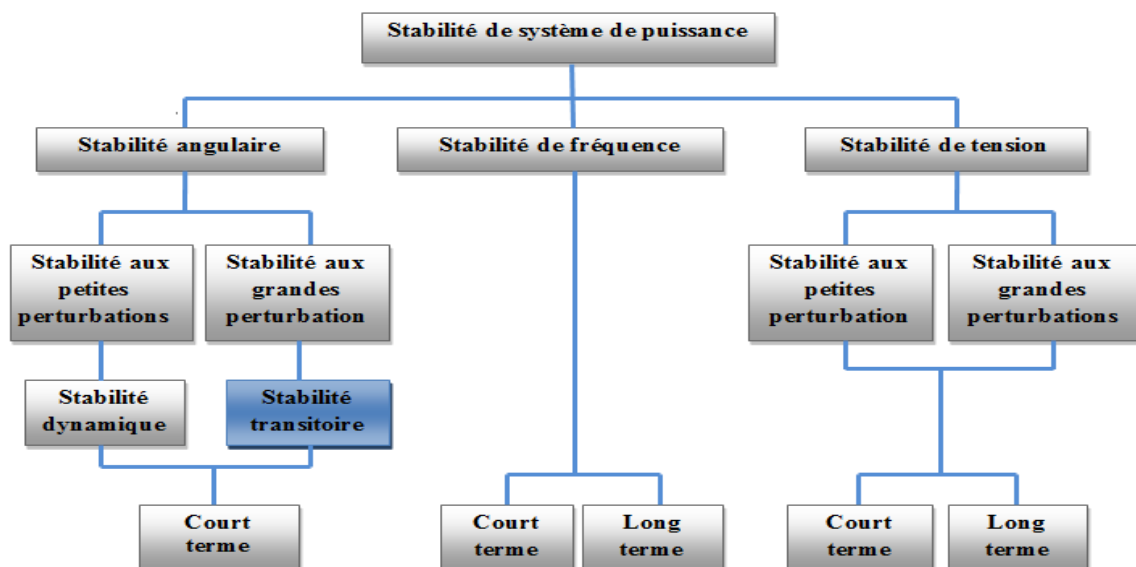


Figure 1.4 : Classification de la stabilité des réseaux de puissances. [9]

1.5.2.1 Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations. [10]

1.5.2.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de la fréquence concerne l'aptitude du système électrique à maintenir la fréquence dans des limites assignées, à la rupture de l'équilibre de production/consommation. L'instabilité de la fréquence due au mouvement de fréquence peut aboutir au déclenchement des groupes de génération ou de charges. [10]

1.5.2.3 Stabilité angulaire

La stabilité angulaire (angle du rotor) se réfère à la capacité des machines synchrones à garder leur synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir ou de rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine dans le réseau. L'instabilité qui peut résulter se manifeste sous forme d'augmentation des oscillations angulaires entre deux ou plusieurs machines jusqu'à la perte totale du synchronisme [8]. Selon l'amplitude de la perturbation, la stabilité de l'angle du rotor peut être traitée selon deux approches différentes :

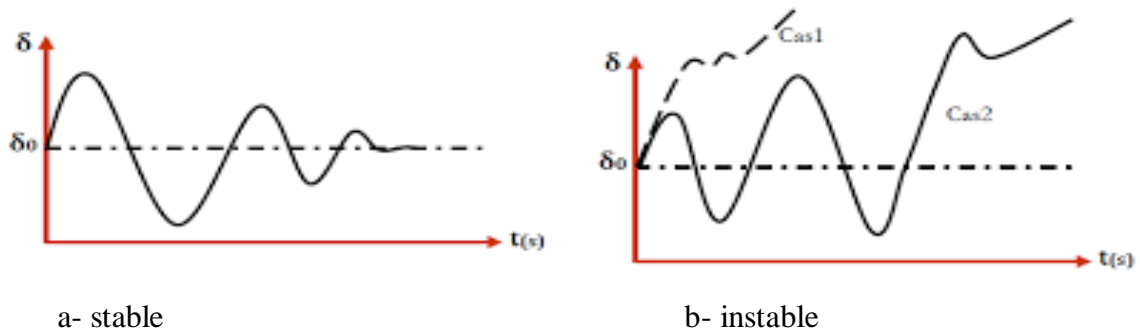
1.5.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité dynamique concerne la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations dues aux variations de charges ou de productions et aux manœuvres. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor.[9]

1.5.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire d'un système de puissance est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude comme un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération.

L'instabilité est surtout due au rapport non linéaire existant entre la puissance du générateur et l'angle du rotor [11]. Elle peut être observée rapidement après le défaut (first swing) ou dans un laps de temps plus long (multi swing) (figure 1.5 (b)). La stabilité transitoire dépend à la fois des conditions initiales de fonctionnement du réseau, de l'emplacement du défaut, de sa sévérité, de sa durée, de la performance des systèmes de protection et des caractéristiques dynamiques des différents équipements.



Cas1: instabilité de première oscillation.

Cas2: instabilité de multi-oscillation

Figure 1.5 : Variation de l'angle rotorique.

1.6 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

La stabilité transitoire est devenue plus critique, à cause de l'interconnexion, l'accroissement énorme de la demande et les contraintes économiques de construire des nouvelles centrales de production et des nouvelles lignes de transmission. Tous ces facteurs conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité, ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel. L'étude de la stabilité transitoire est utilisée pour évaluer la stabilité du système électrique suite à une perturbation sévère, elle joue un rôle important dans la sécurité et le bon fonctionnement du réseau. Une variété d'approches permettant l'évaluation de la stabilité des réseaux d'énergie électrique a été proposée dans la littérature. Elles se distinguent par les techniques de modélisation et les hypothèses adoptées. Elle peuvent être classées en trois catégories distinctes [11]:

- Méthodes d'intégration numériques.
- Méthodes directes (ou énergétiques).
- Méthodes moderne.

1.6.1 Méthodes d'intégration numériques

Les méthodes les plus utilisés pour l'évaluation de la stabilité transitoire sont les méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques). Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-

à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution pas-à-pas de l'ensemble des équations intégrales et différentielles non linéaires et celles algébriques qui gouvernent le phénomène.

L'étude de la stabilité en utilisant cette méthode consiste à trouver un modèle mathématique capable de représenter le réseau et la dynamique des machines durant trois phases importante: avant, pendant et après une perturbation quelconque. Les équations sont résolues dans le domaine temporel en se servant des méthodes d'intégration numérique. Les méthodes les plus utilisées sont la méthode d'Euler modifiée et celle de Runge-Kutta d'ordre 4

Cette approche comporte trois étapes essentielles :

- Étude du système avant défaut (écoulement de puissance).
- Étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut.
- Étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut. [12]

En général, les méthodes d'intégration numérique sont largement acceptées et utilisées, car elles fournissent des résultats détaillés pour les réglages des circuits de protection et elles sont capables de traiter le modèle mathématique des réseaux très complexes.

1.6.2 Méthodes directe (ou énergétiques)

Les inconvénients des méthodes temporelles précités ont motivés le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier).

Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles. La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un system mono machine reliée à un jeu de barres infini, les résultats d'application de cette méthode est l'angle critique du générateur. [9]

1.6.3 Méthodes modernes

Les méthodes modernes incluent toutes les méthodes basées sur l'apprentissage automatique, la logique floue, les approximations et les statistiques. L'apprentissage automatique (Automatic Learning en anglais) est un champ de l'intelligence artificielle, qui a été introduit au début des années 70 .Il regroupe trois grandes classes : l'apprentissage supervisé ou non supervisé (supervised or non-supervised learning), les réseaux de neurones artificiels (Artificial Neural Networks, ANN) et la reconnaissance des formes (Recognition Pattern). [11]

1.7 Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tous événement qui peut conduire vers un blackout. Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur : [11]

- Augmentation de la constante d'inertie des générateurs ;
- Augmentation de la puissance active ;
- Installation des protections et des appareils de coupure rapides ;
- Implantation des valves rapides des turbines à gaz ;
- Installation des résistances d'amortissement ;
- Utilisation des PSS ;
- Contrôle rapide et flexible de l'écoulement de puissance ;
- Utilisation des FACT (UPFC, etc.) ;

1.8 Stratégies de contrôle et de régulation des réseaux électriques

Il ya différentes types de commandes pour le contrôle et la régulation du réseau électrique [12],[13]

1.8.1 La commande robuste

Le régulateur est conçu pour être le moins sensible possible à son environnement : régulateur H_∞ établi par le mathématicien G.H. Hardy dès le début du XX^{ème} siècle, mais introduit en 1981 par G.Zames, *μsynthèse*, *μanalyse*. La synthèse H_∞ des correcteurs est une approche récemment appliquée aux commandes des ensembles convertisseur-machines prenant en compte les bruits injectés sur le processus et les variations des paramètres intervenant dans les modèles (incertitudes non-structurées). Les correcteurs obtenus ont des coefficients constants et sont donc adaptés aux fréquences d'échantillonnages élevées nécessitées par ce type de processus. La commande robuste a été rapidement associé à des techniques d'optimisation convexe fondées sur des « inégalités matricielles linéaires qui ont pu conduire à des méthodes de synthèse complexes. Ces synthèses recherchent un compromis robustesse/performance du système.

1.8.2 La commande optimale

La théorie de la commande optimale permet de déterminer la commande d'un système qui minimise (ou maximise) un critère de performance, éventuellement sous des contraintes. Le cas le plus classique (et le plus simple) est celui de contraintes de type inégalité sur la commande, mais on peut aussi envisager des contraintes de même type sur l'état. Cette théorie est une généralisation du

calcul des variations. Elle comporte deux volets : le principe du maximum (ou du minimum) du à Lev Pontriaguine et à ses collaborateurs du Steklov Institute de Moscou, et l'équation de Hamilton-Jacobi-Bellman (HJB), généralisation de l'équation de Hamilton-Jacobi, et conséquence directe de la programmation dynamique initiée aux Etats-Unis par Richard Bellman.

1.8.3 La commande prédictive

Initié par Bellman en 1957, la commande prédictive (Model Predictive Control MPC) c'est la résolution répétée à chaque pas de temps d'un problème de commande optimale : "comment aller de l'état actuel à un objectif de manière optimale en satisfaisant des contraintes". Pour cela il faut connaître à chaque itération l'état du système et utiliser un outil de résolution numérique.

1.8.4 La commande adaptative

Le régulateur s'adapte à son environnement. La commande adaptative est un ensemble de techniques utilisées pour l'ajustement en ligne et en temps réel des régulateurs de boucle de commande de manière à réaliser ou à maintenir un certain niveau de performances quand les paramètres du procédé à commander varient dans le temps ou sont inconnus.(I.D Landau)

1.8.5 La Commande neuronale

Commande non-linéaire adaptative basé sur un procédé d'auto-apprentissage d'un système par algorithme adapté minimisant un critère (cout) au fur à mesure des itérations du programme. Les réseaux de neurones sont généralement optimisés par des méthodes d'apprentissage de type probabiliste, en particulier bayésien. Ils sont placés d'une part dans la famille des applications statistiques, qu'ils enrichissent avec un ensemble de paradigmes permettant de créer des classifications rapides (réseaux de Kohonen en particulier), et d'autre part dans la famille des méthodes de l'intelligence artificielle auxquelles ils fournissent un mécanisme perceptif indépendant des idées propres de l'implémenteur, et fournissant des informations d'entrée au raisonnement logique formel.

1.8.6 La commande floue

Commande employé dans l'objectif de réaliser des systèmes de contrôle auto-adaptatif. La logique floue (Fuzzy logic) s'appuie sur la théorie mathématique des ensembles flous de Lotfi Zadeh qui présente une extension de la théorie des ensembles classiques aux ensembles définis de façon imprécise. Le contrôleur floue sait se montrer robuste et flexible. Ce procédé est employé souvent lorsqu'on arrive pas à définir un système par son modèle de connaissance mathématique. Ces algorithmes convergent rapidement en temps-réel.

1.8.7 La commande par algorithme génétique

Ce procédé d'auto-apprentissage appartient à la famille des algorithmes évolutionniste. Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation, lorsqu'il n'existe pas de méthode exacte (ou que la solution est inconnue) pour le résoudre en un temps raisonnable. Les algorithmes génétiques utilisent la notion de sélection naturelle et l'appliquent à une population de solutions potentielles au problème donné. La solution est approchée par « bonds » successifs, comme dans une procédure de séparation et évaluation, à ceci près que ce sont des formules qui sont recherchées et non plus directement des valeurs.

1.8.8 Les commandes hybrides

Une loi de commande hybride est une loi de contrôle et de régulation combinant différentes stratégies de commande cités précédemment. Les systèmes hybrides sont des systèmes dynamiques faisant intervenir explicitement et simultanément des phénomènes ou des modèles de type dynamique continu et événementiel. Ces Systèmes Dynamiques Hybrides (SDH) sont classiquement constitués de processus continus interagissant avec ou supervisés par des processus discrets. Ils résultent également de l'organisation hiérarchique des systèmes de contrôle/commande complexes, ou de l'interaction entre des algorithmes discrets de planification et des algorithmes continus de commande.

1.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons analysé la partie théorique du réseau électrique et donné les différents types de stabilité de système de puissance, tel que stabilité dynamique et transitoire en tenant en compte les éléments de base de système de compensation, pour régler dynamiquement les paramètres de réseau, tels que la tension , le fréquence , et la puissance active et réactive écoulés dans les ligne de transport.

Généralités et modélisation du système éolien

2.1 Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [14]. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

Dans ce chapitre, on décrit le système éolien. On montre ses éléments et son principe de fonctionnement, on présente les principaux types du système et leurs applications, leurs systèmes de régulation mécanique utilisés pour avoir un meilleur rendement, puis l'impact de l'énergie éolienne. Ainsi que les différents types des machines utilisées dans l'éolienne.

2.2 Définition d'éolienne

L'éolienne est un dispositif destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Les éoliennes sont composées de pales en rotation autour d'un rotor et actionnées par le vent. Elles sont généralement utilisées pour produire de l'électricité et entrent dans la catégorie des énergies renouvelables. Il existe deux types d'éoliennes modernes : celles qui ont un axe horizontal dont le rotor ressemble à une hélice d'avion et celles qui ont un axe vertical. Les plus courantes sont celles à axe horizontal qui sont composées d'un mât, d'un rotor, d'une nacelle, d'un système de régulation, et d'un poste de transformation moyenne tension. Les principaux obstacles à l'implantation d'éoliennes résident dans l'opposition des riverains pour des raisons d'impact visuel et de bruit (gêne de plus en plus injustifiée en raison des efforts réalisés par les constructeurs). À ce titre et malgré un coût plus élevé, l'implantation off-shore d'éolienne est appelée à se développer. [15]

On parle de parc éolien ou de ferme éolienne pour décrire des unités groupées pour la production de l'énergie électrique. Ces unités peuvent être installées en terre ou mer.

2.3 Descriptifs d'une éolienne

L'éolienne est composée de deux parties : une partie mobile le rotor et une partie fixe le stator, permettant de créer un champ magnétique et de générer un courant électrique. L'éolienne est équipée d'une girouette permettant l'orientation des pales en fonction de la direction du vent [16], [17]. Une éolienne "classique" est généralement constituée de :

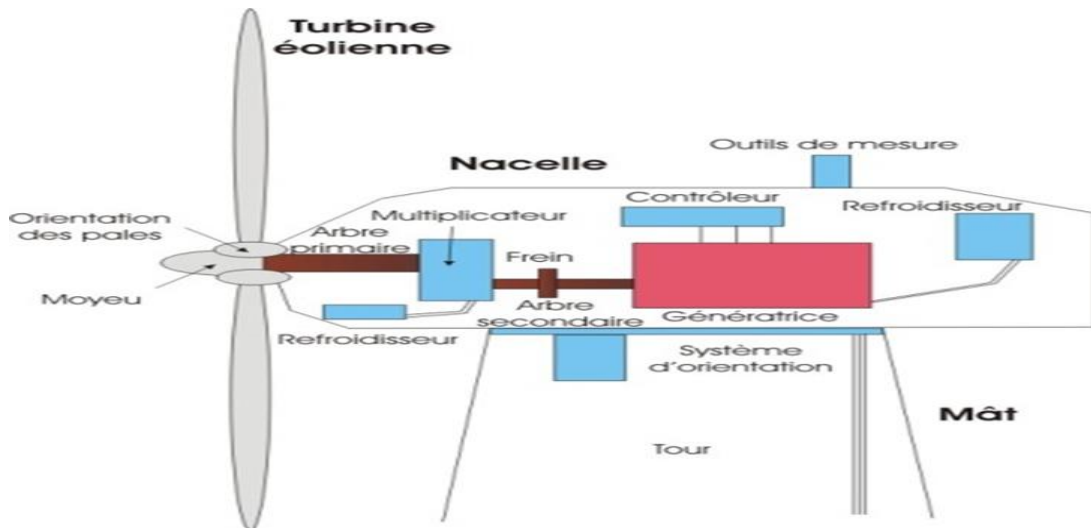


Figure 2.1 : Principaux constituants d'une éolienne.[18]

2.3.1 Le mât

Généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique qui supporte la nacelle est le rotor de la turbine. Il est important qu'il soit assez élevé (40 à 60 m de hauteur pour une éolienne de 500 kW) pour exploiter les vents les plus forts en altitude. A l'intérieur de ceux-ci se trouve une échelle qui permet d'accéder à la nacelle pour l'entretien.

2.3.2 Le rotor

Représente la partie mobile du système. Il transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Il se compose d'un moyeu qui supporte des pales au bout de l'éolienne et se monte sur l'arbre lent (primaire du multiplicateur). Le nombre de pale varie généralement de 1 à 3. Plus ce nombre est élevé plus le couple transmis à l'arbre du rotor est grand. Ils sont aussi munis d'un système d'orientation des pales pour réguler la vitesse de rotation prise du vent en agissant sur les rotors à vitesse fixe permettant à la génératrice de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositifs électroniques de puissance cela le rend simplifiée et moins coûteux, quant aux rotors à vitesse variable la réduction du cout pourrait être apporter par la possibilité de suppression du système d'orientation des pales.[19]

2.3.3 La nacelle

Elle rassemble tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres, multiplicateur, roulement, le frein à disque qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge, le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone, les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent).

2.4 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Le principe de fonctionnement de l'énergie éolienne est relativement simple: le vent fait tourner des pales qui font-elles même tourner le générateur de l'éolienne. A son tour le générateur transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique de type éolienne. L'électricité éolienne est dirigée vers le réseau électrique ou vers des batteries de stockage d'électricité éolienne. [20]

Les éoliennes sont montées sur un mât afin de pouvoir mieux capter l'énergie du vent, plus les pales sont longues mieux sera capté le vent. Afin de rendre faisable le transport de la puissance électrique produite, un transformateur logé à l'intérieur du mât élève la tension électrique générée par l'alternateur avant d'être injectée dans les lignes à moyenne tension du réseau.

Pour des raisons de sécurité, l'éolienne s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque la vitesse du vent dépasse une certaine limite. En effet, l'arbre secondaire est doté d'un frein qui est enclenché en cas d'urgence. [18]



Figure 2.2 : Chaîne de transformation des formes d'énergie dans une éolienne.

2.5 Différent type d'éoliennes

Les turbines éoliennes sont classées selon la disposition géométrique de leur arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de Turbines éoliennes [21]:

- Turbines à axe vertical.
- Turbines à axe horizontal.

2.5.1. Eolienne à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité, paradoxalement, en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol ; donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation le rotor de Savonius et le rotor de Darrieus.

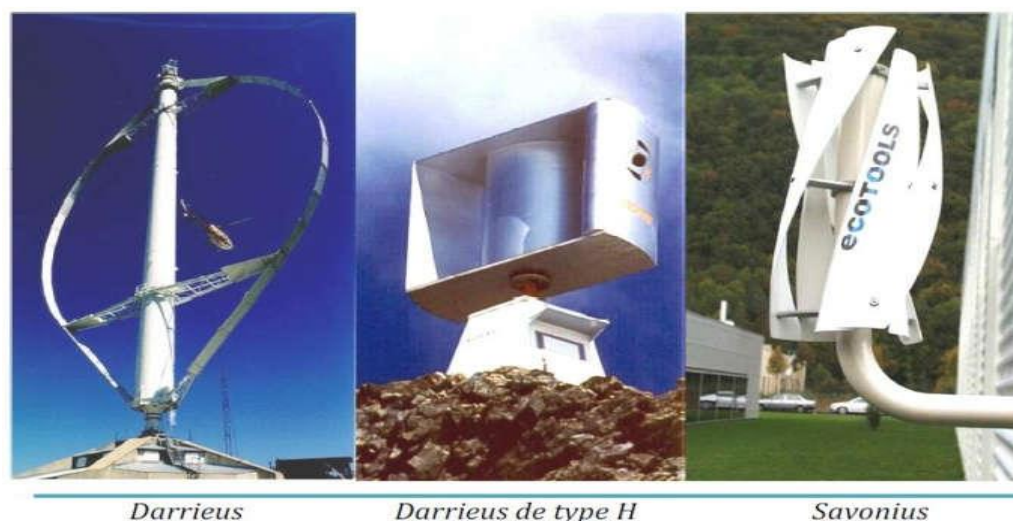


Figure 2.3 : Types des éoliennes à axe verticale. [22]

2.5.1.1. Structure Savonius (conformément à son inventeur)

Son principe de fonctionnement est basé sur le principe de la "traînée différentielle " qui illustre que le mouvement de rotation est dû au fait que l'air en mouvement exerce des pressions très différentes sur les différents corps constituant l'éolienne, et que la force du vent agissant sur la partie concave est très différente de la force s'exerçant sur la partie convexe, créant ainsi un couple moteur sur l'axe[23].

2.5.1.2 Structure Darrieus

Inventé par l'académicien français Darrieus au cours des années 1925-1935 repose sur l'effet de la portance d'un profil soumis à l'action d'un vent relatif, il existe quatre types de rotors de Darrieus [24] :

- Le rotor cylindrique
- Le rotor tronconique
- Le rotor à variation cyclique
- Le rotor parabolique

Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même. Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur).

➤ **Avantages des éoliennes à axe vertical**

- La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.
- Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quel que soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.
- Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien.

➤ **Inconvénients des éoliennes à axe vertical**

- Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.
- La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief.
- Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour.

A nos jours, ce type d'éolienne est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins rependue.

2.5.2 Eolienne à axe horizontal

La plupart des éoliennes actuellement installées sont des éoliennes à axe horizontale. L'énergie cinétique du vent est convertie en énergie mécanique au moyen de pales. L'assemblage de plusieurs pales sur un axe de rotation constitue la turbine. Les éolienne a axe horizontal comprennent une à trois pales profilées aérodynamiquement. La tendance générale a été l'émergence des éoliennes tripales puisque la puissance récupérable est fonction (dans une certaine limite) du nombre de pales, et qu'un rotor tripale représente un excellent compromis entre la puissance récupérable et le cout de la machine. De plus, les efforts subis par la machine sont mieux équilibrés et visuellement parlent, la rotation d'un rotor tripale est perçue d'une façon plus harmonieuse (et donc esthétique) que celle d'un rotor bipale ou d'un rotor monopole.



Figure 2.4 : Exemples des éoliennes à axe horizontale.[18]

➤ **Avantages des éoliennes à axe horizontal**

- Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important.
- elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques.
- La position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité.

➤ **Inconvénient des éoliennes à axe horizontal**

- Confrontées à des vents forts, les éoliennes horizontales sont moins résistantes que les éoliennes verticales.
- Nécessitent des pales du rotor non flexibles.
- Emettent beaucoup de bruit.

2.6 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes :

- Systèmes isolés.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes reliés au réseau.

Les systèmes obéissent à une configuration de base : ils ont besoin d'une unité de contrôle de puissance et, dans certains cas, d'une unité de stockage.

2.6.1 Systèmes Isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés, par Exemple :

- Pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises,

- Pour le pompage de l'eau dans des champs,
- Pour produire de l'électricité dans les îles,

Les systèmes isolés en général, utilisent quelque forme de stockage d'énergie. Ce stockage peut être fait par des batteries : il faut alors un dispositif pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le contrôleur de charge a comme principal objectif d'éviter qu'il y ait des dommages au système de batterie par des surcharges ou des décharges profondes

Pour l'alimentation d'équipements qui opèrent avec un réseau alternatif (AC), il est nécessaire d'utiliser un onduleur.

2.6.2 Systèmes Hybrides

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple :

- Génératrices Diesel,
- Modules photovoltaïques, entre eux.
- Turbines éoliennes,

L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'optimisation de l'utilisation de chacune des sources. Dans ces systèmes, il faut réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur.

En général, les systèmes hybrides sont employés dans des petits systèmes destinés à desservir un nombre plus grand d'utilisateurs. Pour travailler avec des charges à courant alternatif, le système hybride aussi a besoin d'un onduleur.

2.6.3 Systèmes connectés au Réseau

Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie ; par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique. Les systèmes éoliens liés au réseau nécessitent un convertisseur statique.

2.7 Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La capacité de l'aérogénérateur à transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de rotation a été la déduction logique et inévitable pour la production de l'énergie électrique.

Cependant, il est à noter que pour l'emploi efficace de cette ressource, il est nécessaire voir indispensable d'étudier les caractéristiques aérodynamiques de la turbine utilisée.

2.7.1 Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz)

Pour beaucoup plus comprendre de la part convertie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, On considère une colonne d'air de longueur dl , de section S , de masse volumique ρ animée d'une vitesse V conformément à la figure suivante :

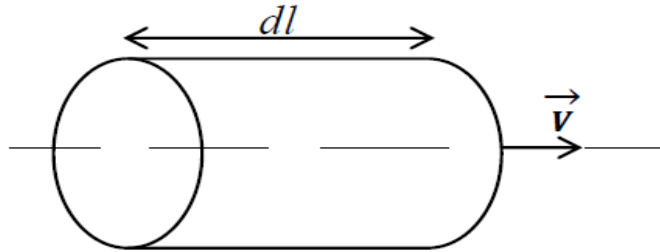


Figure 2.5 : Colonne d'air.

L'énergie cinétique de cette colonne d'air est donc :

$$dEc = \frac{1}{2} dmV^2 \quad (2.1)$$

Avec : $dm = \rho Sdl$

Or nous savons que : $dl = Vdt$ car $V = \frac{dl}{dt}$

D'où : $dEc = \frac{1}{2} \rho SV^3 dt$ (2.2)

On en déduit alors l'expression de la puissance disponible :

$$P = \frac{dEc}{dt} = \frac{1}{2} \rho SV^3 \quad (2.3)$$

Donc la puissance du vent ou de puissance éolienne est de définie de la manière suivante :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho Sv^3 \quad (2.4)$$

2.7.2 Limite de Betz

Considérons la figure ci-dessous : soit S la surface de la turbine éolienne, V_1 la vitesse d'entrée et V_2 la vitesse sortie de l'éolienne.

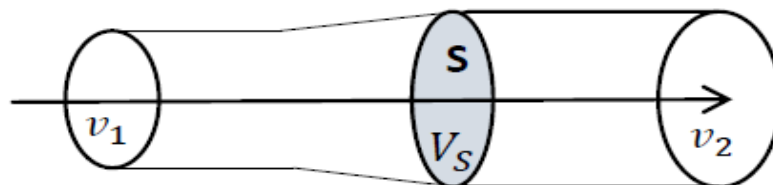


Figure 2.6 : Schéma du courant d'air traversant une turbine.

Soit V_s la vitesse moyenne de l'air traversant S :

$$v_s = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.5)$$

Soit $\rho S v_s$, la masse d'air traversant S par unité de temps.

La variation d'énergie par unité de temps, donc la puissance, transmise au rotor de l'éolienne vaut :

$$P = \frac{1}{2} \rho S V_s (V_1 - V_2) = \frac{1}{4} \rho S (V_1 + V_2) (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.6)$$

Le maximum de cette équation $P(V_2)$ s'obtient lorsque :

$$\frac{d}{dv_2} \left\{ \frac{1}{4} \rho S (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \right\} = 0 \quad (2.7)$$

En développant, on obtient :

$$\frac{1}{4} \rho S (-3v_2^2 - 2v_1 v_2 + v_1^2) = 0 \quad (2.8)$$

Cette expression s'annule pour :

$$v_2 = \frac{v_1}{3} \quad (2.9)$$

D'où la puissance maximale est :

$$P_{max} = \frac{8}{27} \rho S v_1^3 \quad (2.10)$$

La fraction maximale de la puissance totale qu'il est possible de convertir en énergie mécanique et qui détermine la limite de Betz est donc donnée par :

$$C_p = \frac{P_{max}}{P_v} = \frac{16}{27} \approx 0.593 \quad (II.11)$$

2.8 Classement des éoliennes

Il existe essentiellement deux technologies des éoliennes, celle dont la vitesse est constante et celle dont la vitesse est variable. La partie suivante décrit d'une manière assez générale le fonctionnement de ces deux procédés.

2.8.1 Les éoliennes à vitesse fixe

Dans cette technologie, la génératrice est directement couplée au réseau sans dispositif d'électronique de puissance, sa vitesse est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice. [18]

a. Avantage:

- Simplicité de système électrique.
- Utilisation d'une machine standard, robuste et moins cher.
- Plus grande fiabilité.
- Pas besoin une interface d'électronique de puissance.

b. Inconvénients :

- Une puissance extraite non optimale : Ce type d'éoliennes n'offre quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée.
- L'absence de gestion de l'énergie réactive par le générateur
- Fonctionnement à une plage de vitesse de vent très étroite, donc une production d'énergie très perturbée.

2.8.2 Les éoliennes à vitesse variable

La vitesse variable permet d'améliorer la qualité de la puissance électrique produite, en introduisant de la souplesse dans la réaction du système face aux fluctuations brusques de la vitesse du vent, les convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau permet le découplage de la fréquence du réseau et la vitesse de rotation et ainsi de faire fonctionner l'aérogénérateur à vitesse variable.[18]

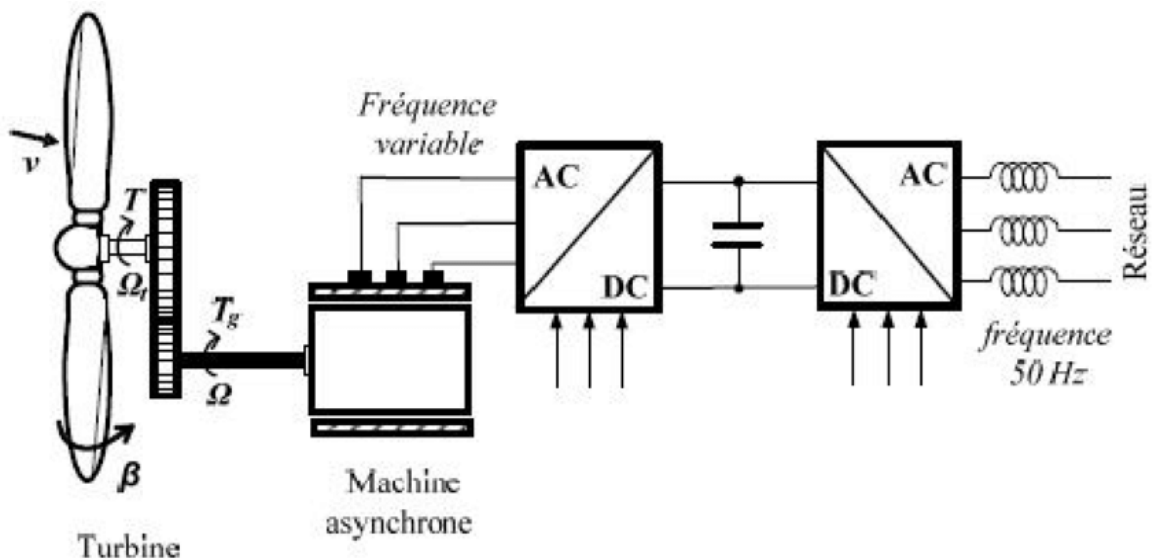


Figure 2.7 : Aérogénérateur à vitesse variable.

a. Les avantages d'éoliennes à vitesse variable

- Une meilleure exploitation de l'énergie du vent.
- Augmentation du rendement énergétique.
- La réduction des oscillations du couple et des efforts mécaniques.

- Il est possible d'augmenter la vitesse de rotation du rotor lors des rafales.
- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

b. Les inconvénients d'éoliennes à vitesse variable

- L'inconvénient principal du raccordement indirect au réseau est son coût.
- La taille de ces convertisseurs, devient relativement importante pour les éoliennes de grande taille.

2.9 Intérêt de la Régulation de puissance mécanique de l'éolienne

Pour une exploitation parfaite de l'énergie disponible dans le vent différents mécanismes de régulation et de contrôle mécanique étaient développés.

Ces différents mécanismes génèrent de plusieurs caractéristiques aérodynamiques comme l'angle de calage et plus précisément le coefficient de puissance afin de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale. Cependant l'éolienne ne produit pas le maximum de puissance sur toute sa plage de fonctionnement.

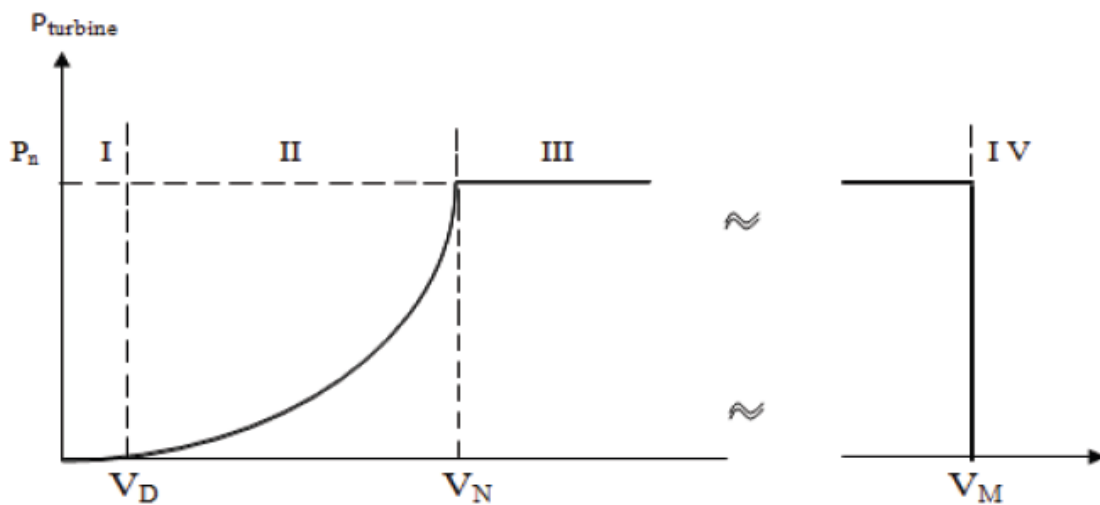


Figure 2.8 : La puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.

Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones :

- La zone I : où $P_{turbine}=0$ (la turbine ne fournit pas de puissance) ;
- La zone II : dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V_W .

- La zone III : ou généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et ou la puissance $P_{turbine}$ fournie reste sensiblement égale à p_n ;
- La zone IV : dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éolienne utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

- Système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesse.
- Système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales).

Chez certains fabricants de grandes machines, un système hybride se développe, la « stalle active », dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économique et plus robustes que dans le système pitch.

2.10 Modélisation du système éolien

2.10.1 Modélisation du système électrique

Le sous-système électrique de l'éolienne est composé de la génératrice et d'un module d'électronique de puissance et a pour rôle de convertir l'énergie mécanique au niveau de la turbine en énergie électrique.

Sur les systèmes éoliens d'aujourd'hui, on peut distinguer essentiellement l'utilisation de deux types de machines électriques : les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes [25], [26]. Ces dernières sont réservées aux éoliennes raccordées au réseau.

Les dynamiques des machines électriques et des systèmes d'électronique de puissance qui y sont associés sont beaucoup plus rapides que celles des autres parties de l'aérogénérateur. Et, étant donné que les dynamiques dominantes sont essentiellement imposées par le sous-système mécanique, le système éolien sera considéré en tant qu'une structure mécanique [27]. Par la suite, le générateur sera caractérisé par le fait que son couple électromagnétique C_{em} peut être pris à tout instant égal à sa valeur de référence [28].

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (2.12)$$

La puissance électrique P sera égale au produit du couple électromagnétique C_{em} par la vitesse de rotation de la génératrice Ω_g

$$P = C_{em} \cdot \Omega_g \quad (2.13)$$

2.10.2 Multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur de vitesse existe dans la plupart des éoliennes commercialisées. En effet, quand le diamètre du rotor est grand, les vitesses de rotation sont trop faibles [29]. Il est alors indispensable d'intercaler un multiplicateur entre la turbine et la génératrice afin d'adapter les deux vitesses de rotation au même ordre de grandeur.

Il s'agit d'un dispositif très complexe que nous avons modélisé très simplement par un gain entre le couple aérodynamique C_{aero} et le couple électromagnétique C_{em} :

$$C_{em} = \frac{C_{aero}}{G_g} \quad (2.14)$$

G_g : Etant le gain du multiplicateur.

On en déduit la relation suivante entre la vitesse de rotation de la turbine Ω_T et celle de la génératrice G_g

$$\Omega_T = \frac{\Omega_g}{G_g} \quad (2.15)$$

2.10.3 Modélisation du sous-système aérodynamique

L'éolienne ne récupère qu'une partie de la puissance du vent déterminée par un coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta) < 1$. La puissance aérodynamique aura alors l'expression simplifiée suivante :

$$P_{aero} = \frac{\rho S V^3}{2} C_p(\lambda, \beta) \quad (2.16)$$

Avec:

- $[\text{Kg}/\text{m}^3]$: la densité de l'air ($\approx 1,22 \text{Kg}/\text{m}^3$ à 15°C),
- $S [\text{m}^2]$: la surface circulaire balayée par la turbine, et dont le rayon R_T est déterminé par la longueur de la pale ($S = \pi R_T^2$)
- $V_V [\text{m}/\text{s}]$: est la vitesse du vent,

- λ [rad] le ratio de vitesse (rad), défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales $\Omega_T R_T$ et la vitesse du vent v ,

$$\lambda = \frac{\Omega_T R_T}{V_V} \quad (2.17)$$

- β [°] : l'angle d'orientation de la pale,
- $C_p(\lambda, \beta)$: le coefficient de puissance qui est une fonction fortement non linéaire de λ et β définie par les courbes caractéristique de la figure

L'expression utilisée pour la puissance est simplifiée. D'une part, les phénomènes aérodynamiques mis en jeu sont trop complexes pour être modélisés finement par ce type d'expression. D'autre part, le vent n'est absolument pas homogène sur toute la surface balayée par les grandes éoliennes ($S = \pi R_T^2$). Cependant, c'est l'expression qui est utilisée le plus couramment dans la littérature pour calculer les lois de commande.

Le couple aérodynamique extrait par la turbine est défini par l'équation suivante :

$$C_{aero} = \frac{P_{aero}}{\Omega_T} \frac{\rho S R_T V_V^2}{2\lambda} C_p(\lambda, \beta) \quad (2.18)$$

Les résultats de simulation MATLAB des variations de C_p sont montrés par la figure ci-dessous.

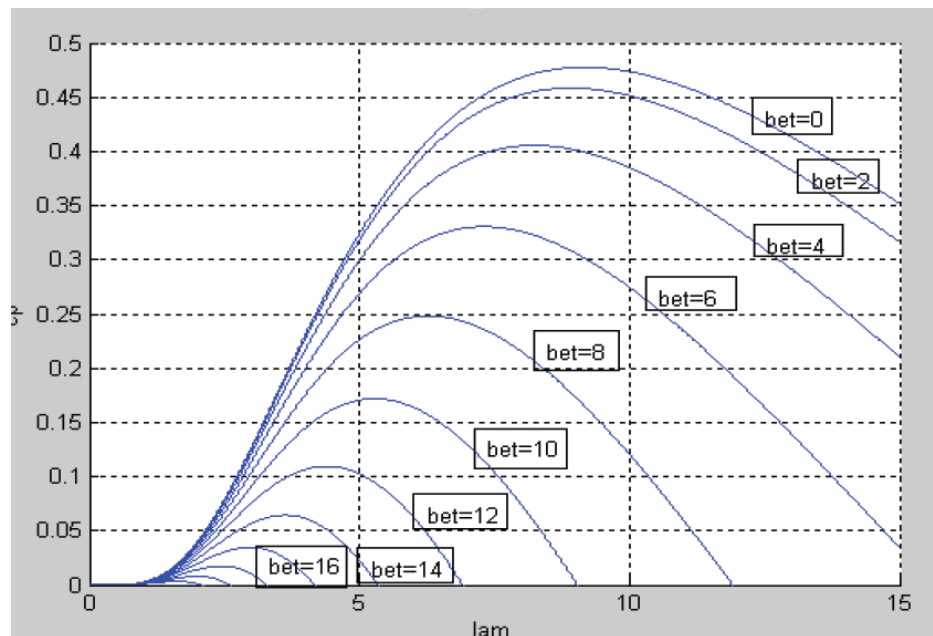


Figure 2.9 : Courbe de C_p fonction de λ et β .

D'après ce résultat le C_p présente le maximum en fonction du ratio de vitesse λ , il est inversement proportionnel à la variation de l'inclinaison des pales β .

Par ailleurs la modélisation du système éolienne présente deux cas selon la nature de la transmission entre la turbine et la génératrice :

- ✓ Rigide si l'accouplement est assuré seulement par un multiplicateur de vitesse.
- ✓ Souple si l'accouplement est assuré par un multiplicateur plus un système amortisseur-ressort.

Nous présentons dans ce qui suit la modélisation de ces deux modèles.

2.10.3.1 Modèle de transmission rigide

La modélisation en transmission rigide ne considère que l'inertie totale J constituée de l'inertie J_T de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie J_g du générateur

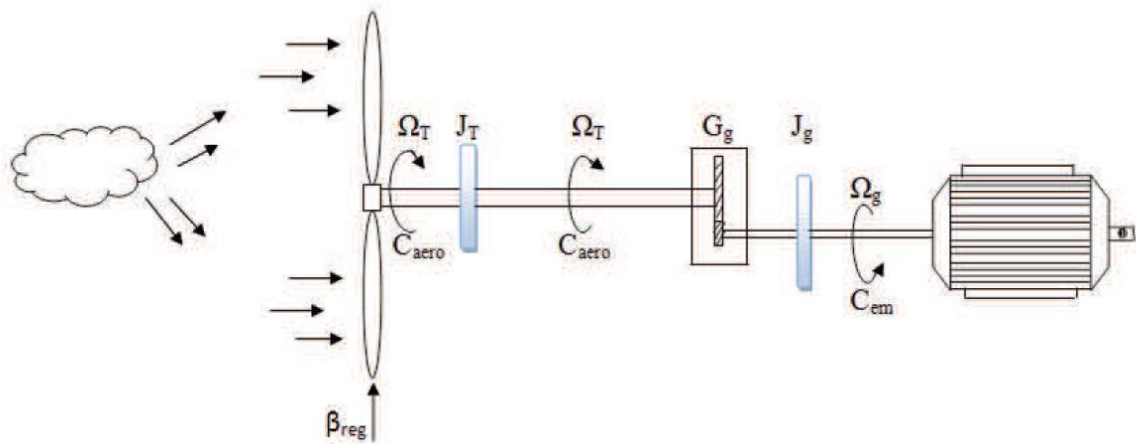


Figure 2.10 : Modèle rigide de l'éolienne.

Cette inertie est exprimée par la formule suivante :

$$J = \frac{J_T}{G_g^2} + J_g \quad (2.19)$$

On définit le modèle de la partie mécanique en transmission rigide par l'équation :

$$J \frac{d\Omega_T}{dt} = C_{aero} - G_g C_{em} \quad (2.20)$$

Le modèle rigide est alors représenté par le schéma blocs de la figure 2.11

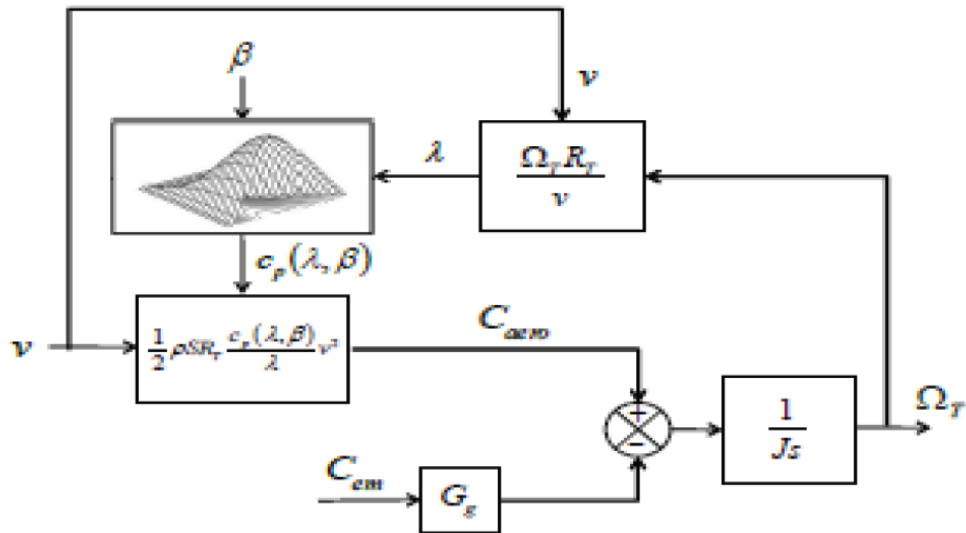


Figure 2.11 : Schéma blocs du modèle rigide de l'éolienne.

2.10.3.2 Modèle de transmission souple

En tenant compte de la souplesse de l'arbre, le couplage mécanique entre l'aéroturbine et la machine électrique en transmission souple est modélisée par un modèle présenté à la Figure 2.12 [30]. Les deux masses sont connectées à un arbre souple caractérisé par le coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement des pales k et le coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur d .

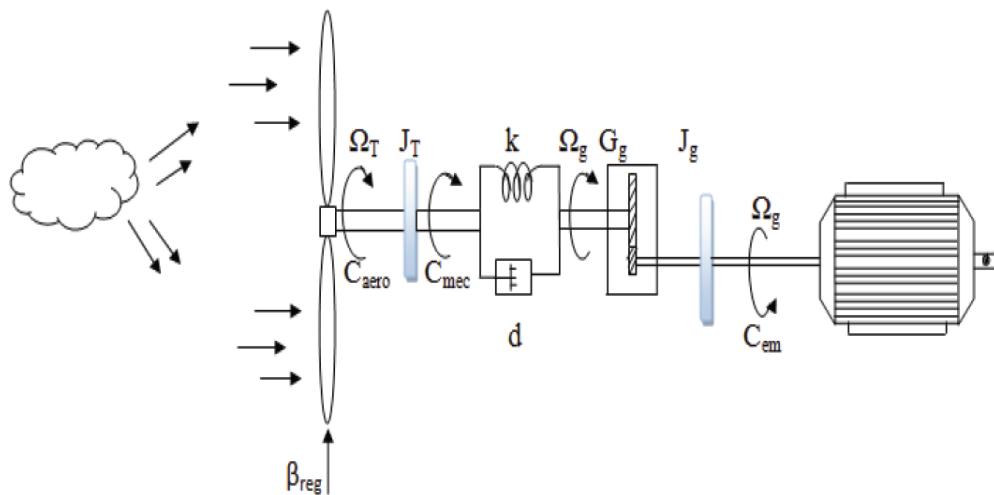


Figure 2.12 : Modèle souple de l'éolienne.

Nous pouvons alors écrire les équations suivantes ramenées à l'arbre bas vitesse:

$$\begin{cases} J_T \frac{d\Omega_T}{dt} = C_{aero} - C_{em} \\ J_{g-BV} \frac{d\Omega_{g-BV}}{dt} = C_{mec} - G_g C_{em} \\ \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = k(\Omega_T - \Omega_{g-BV}) + d \left(\frac{d\Omega_T}{dt} - \frac{d\Omega_{g-BV}}{dt} \right) \end{cases} \quad (2.21)$$

Ω_{g-BV} et J_{g-BV} étant respectivement la vitesse de rotation et l'inertie de la génératrice ramenées à l'arbre basse vitesse, définies par

$$\begin{cases} \Omega_{g-BV} = \frac{\Omega_g}{G_g} \\ J_{g-BV} = G_g^2 J_g \end{cases} \quad (2.22)$$

Le modèle souple est alors représenté par le schéma blocs de la Figure 2.13

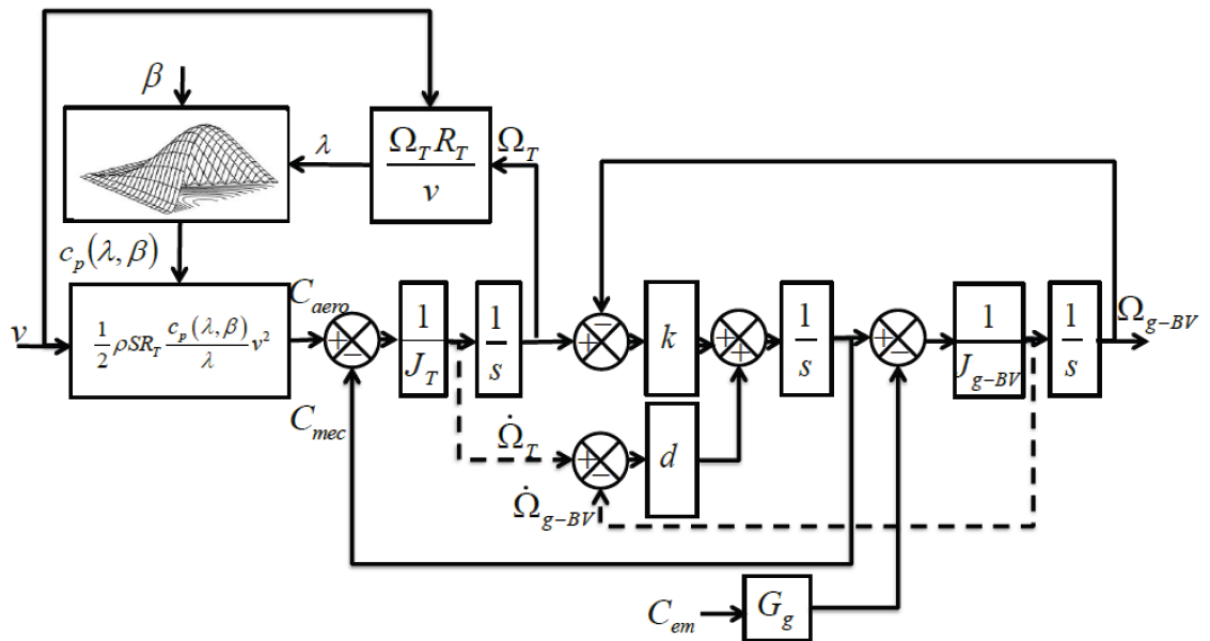


Figure 2.13 : Schéma blocs du modèle souple de l'éolienne.

2.10.4 Modélisation du système d'orientation des pales

Le système d'orientation des pales permet d'ajuster la portance des pales afin de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale. En réglant l'angle de calage, on agit sur les performances de l'éolienne et plus précisément sur le coefficient de puissance.

Le système d'orientation des pales génère alors un angle de calage de référence qu'on note : β_{reg} . La dynamique de l'actionneur pitch est généralement décrite par la fonction de transfert de premier ordre suivant :

$$\beta = \frac{1}{1 + \tau_\beta s} \beta_{reg} \quad (2.23)$$

τ_β : étant la constante de temps du système de premier ordre de l'actionneur pitch. Lors de la modélisation du système d'orientation de pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subis par les pales, la variation de l'angle de calage doit être limitée à 10°/s. La valeur de saturation de l'angle de calage en position est de 45°.

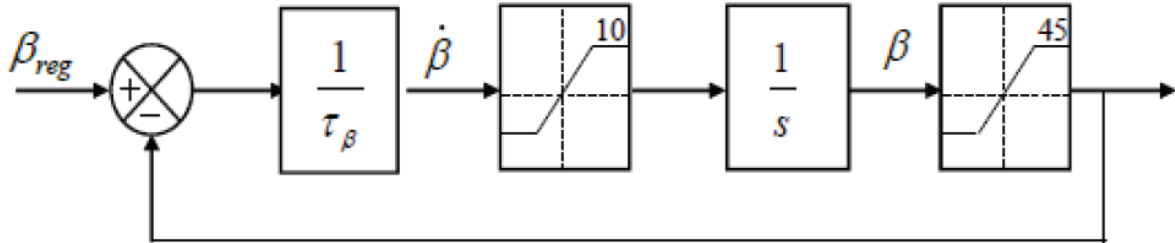


Figure 2.14 : Modèle de l'actionneur de l'angle de calage.

2.10.5 Modélisation du vent

La modélisation des aérogénérateurs nécessite une connaissance de la variation de la vitesse du vent au cours du temps. Cependant, cette source reste imprédictible et difficilement reproductible sur un site.

Une modélisation proposée parmi de nombreuses autres a été présentée par C. Nichita dans [31]. Cette approche est basée sur la génération de l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert du filtre non rationnel de Von Karman dont les paramètres dépendent des caractéristiques du site et de la nature du vent [32].

Cette fonction de transfert est approximée par :

$$\hat{H}_F(s) = K_F \frac{(m_1 T_F s + 1)}{(T_F s + 1)(m_2 T_F s + 1)} \quad (2.24)$$

m_1 et m_2 étant les paramètres de Nichita, $m_1 = 0,4$ et $m_2 = 0,25$.

Les paramètres mathématiques T_F et K_F sont calculés selon les expressions suivantes :

$$T_F + \frac{L_F}{V} \quad (2.25)$$

Où

L_F : est l'échelle de longueur de la turbulence du vent $V_t(t)$. Cette valeur dépend des caractéristiques du site, et varie de 100 en mer à 500 dans les zones turbulences,

- V : est la valeur moyenne de la vitesse du vent qui dépend de la nature du vent (faible, moyen ou fort)

$$K_F = \sqrt{\frac{\pi}{T_S \Delta \omega S_F}} \quad (2.26)$$

Avec

- T_S : la période d'échantillonnage,
- $\Delta \omega$: 0.002 rad/s

$$S_F = \sum_{k=0}^{\frac{\pi}{T_S \Delta \omega}} \frac{(m_1 T_F k \Delta \omega)^2 + 1}{[(T_F k \Delta \omega)^2 + 1][(m_2 T_F k \Delta \omega)^2 + 1]}$$

L'expression $V_0(t)$ de la vitesse du vent en un point fixe peut être représentée par l'équation suivante :

$$V_0(t) = V + V_t(t) \quad (2.27)$$

La composante représentant la turbulence $V_t(t)$ est caractérisée par la longueur d'échelle L_F et aussi par l'écart type σ_V de cette turbulence qui dépend de la valeur moyenne de la vitesse du vent V par la relation :

$$\sigma_V = k_\sigma V \quad (2.28)$$

Où k_σ représente l'intensité de la turbulence. La valeur de ce coefficient varie de 0,1 en mer à 0,25 dans une zone turbulente.

Ainsi, la vitesse du vent est construite selon le schéma bloc de la Figure 2.15

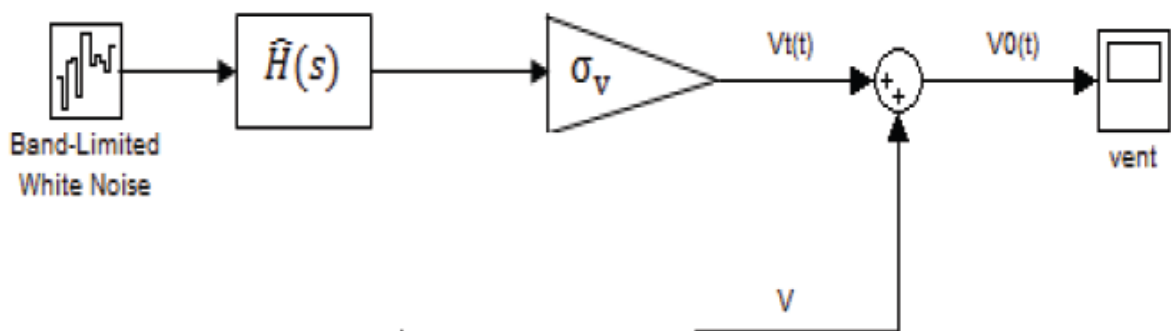


Figure 2.15 : Schéma blocs de la construction de la vitesse du vent en un point.

2.10.6 Description de la machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation comporte trois bobines statorique (A_s, B_s, C_s) décalées entre elles par un angle de $(\frac{2\pi}{3})$, et aussi trois bobines rotorique identique de répartition et similaire à celles du stator, (A_r, B_r, C_r).

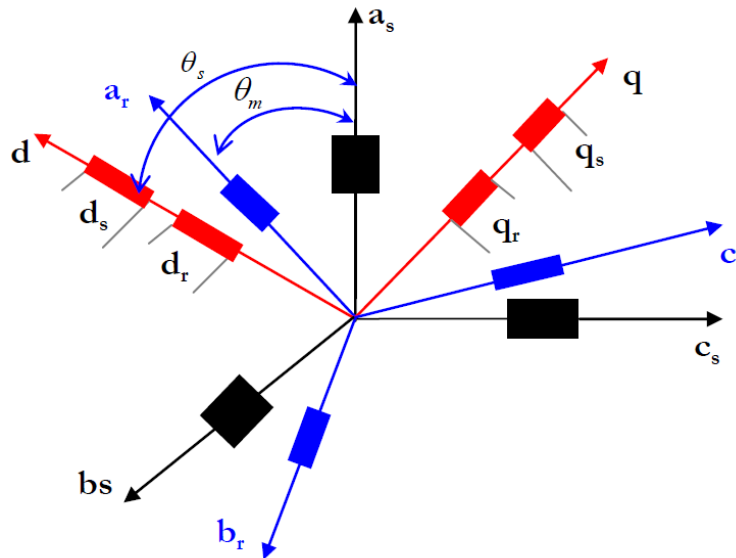


Figure 2.16 : Représentation simplifié de la MADA. [22]

2.10.7 Mode de fonctionnement de MADA

En générale, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur, mais la différence avec les autres types de machine réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur. En effet nous savons qu'une machine à cage doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être en moteur et au-dessus pour être en générateur [33].

Par contre dans le cas de la MADA, c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hyper synchronisme ou en hypo synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur.

2.10.7.1 Fonctionnement en mode moteur hypo synchrone

- La puissance est fournie par le réseau au stator.
- La puissance de glissement est renvoyée au réseau.
- La vitesse de rotation est inférieure au synchronisme.
- La machine asynchrone à cage peut être fonctionnée ainsi mais la puissance de glissement est alors dissipée en pertes Joule dans le rotor [34].

2.10.7.2 Fonctionnement en mode moteur hyper synchrone

- La puissance fournie par le réseau va au rotor et stator.
- La vitesse de la machine au-dessus de la vitesse de synchronisme.
- La machine asynchrone à cage ne peut pas avoir ce fonctionnement [35].

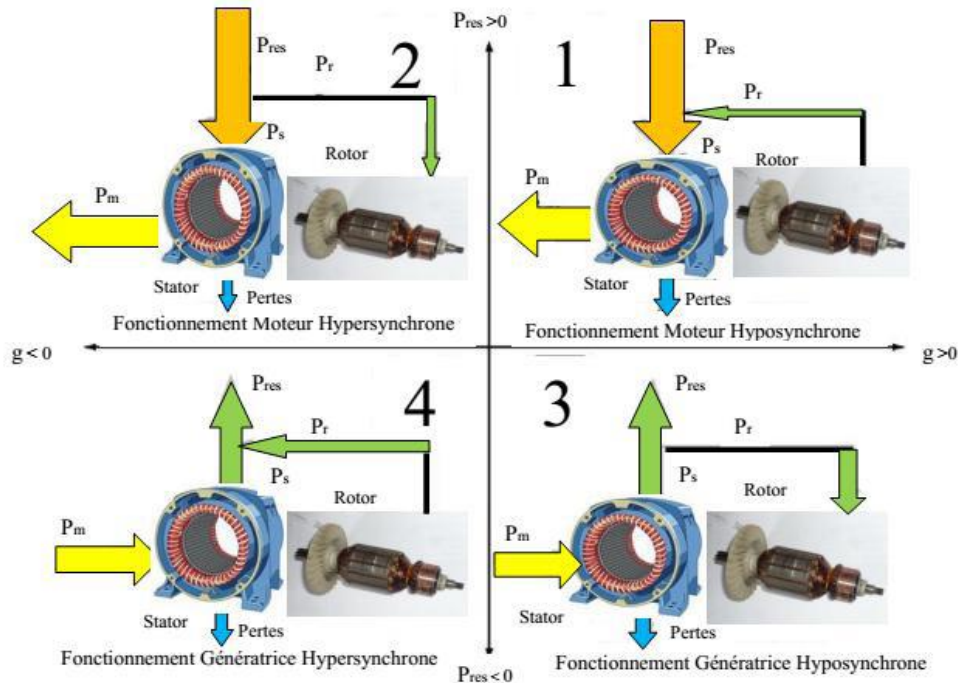


Figure 2.17 : Quadrants de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation. [36]

2.10.7.3 Fonctionnement en mode génératrice hypo synchrone

- La puissance est fournie au réseau par le stator.
- Une partie de la puissance transitant par le stator est réabsorbée par le rotor.
- La vitesse de rotation en dessous de la vitesse de synchronisme.
- La machine asynchrone à cage ne peut pas avoir ce fonctionnement [34].

2.10.7.4 Fonctionnement en mode génératrice hyper synchrone

- La puissance est fournie au réseau par le stator.
- La puissance de glissement est récupérée via le rotor pour être réinjectée au réseau.
- la vitesse de la machine au-dessus de la vitesse de synchronisme.
- La machine asynchrone à cage peut être fonctionnée ainsi mais la puissance de glissement est alors dissipée en pertes Joule dans le rotor [37].

2.10.8 Modélisation de machine asynchrone à double alimentation

Avant d'aborder la commande de laMADA, il faut réaliser sa modélisation. Cette dernière va nous permettre de comprendre ses principes de fonctionnement physique et pour réaliser sa commande ainsi que sa simulation en régimes dynamique et permanent [38], [35].

2.10.8.1 Hypothèses simplificatrice

- On suppose les circuits magnétiques non saturés, et suffisamment feuilletés pour que les pertes fer soient négligeables. Les relations entre les flux et les courants sont d'ordres linéaires.
- On considère une densité de courant uniforme dans la section des conducteurs élémentaires, l'effet de peau est donc négligé.
- Le phénomène d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés.
- Les enroulements statoriques et rotoriques sont symétriques et la f.m.m est distribuée sinusoïdalement le long de la périphérie des deux armatures.
- On ne tient compte que du premier harmonique d'espace de distribution de force magnétomotrice de chaque phase du stator et du rotor. L'entrefer est d'épaisseur uniforme (constant), les inductances propres sont constantes. Les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoïdales de l'angle entre les axes des enroulements rotoriques et statoriques.
- considère que la machine fonctionne en régime équilibré [38], [39], [40].

2.10.8.2 Modèle mathématique de la machine asynchrone à double alimentation

On considère que la machine est alimentée par deux systèmes de tensions sinusoïdales triphasées équilibrées. [41], [42] :

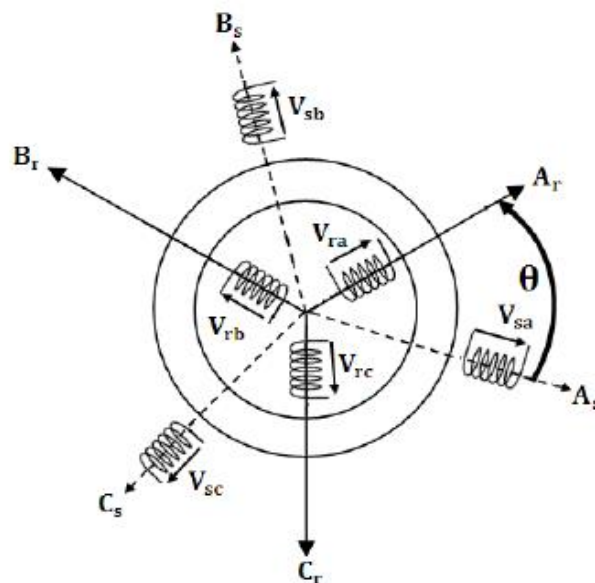


Figure 2.18 : Représentation schématique de la MADA. [22]

2.10.8.3 Equations électriques de la MADA

$$\begin{array}{cc}
 \text{Du stator} & \text{Du rotor} \\
 \left\{ \begin{array}{l} V_{sa} = R_s i_{sa} + \frac{d\Phi_{sa}}{dt} \\ V_{sb} = R_{sb} + \frac{d\Phi_{sb}}{dt} \\ V_{sc} = R_s i_{sc} + \frac{d\Phi_{sc}}{dt} \end{array} \right. & \left\{ \begin{array}{l} V_{ra} = R_r i_{ra} + \frac{d\Phi_{ra}}{dt} \\ V_{rb} = R_r i_{rb} + \frac{d\Phi_{rb}}{dt} \\ V_{rc} = R_r i_{rc} + \frac{d\Phi_{rc}}{dt} \end{array} \right. \quad (2.29)
 \end{array}$$

2.10.8.4 Equations magnétiques

Les équations magnétiques sous forme matricielle sont données par les expressions suivantes :

$$\begin{bmatrix} \Phi_s \\ \Phi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I_s] & [M_{sr}] \\ [M_{sr}] & [I_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sr} \\ i_r \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Avec :

$$[\Phi_s] = \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} ; [\Phi_r] = \begin{bmatrix} \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rc} \end{bmatrix}$$

$$[i_s] = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} ; [i_r] = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix}$$

$$[I_s] = \begin{bmatrix} I_s & M_s & M_s \\ M_s & I_s & M_s \\ M_s & M_s & I_s \end{bmatrix}$$

$$[I_r] = \begin{bmatrix} I_r & M_r & M_r \\ M_r & I_r & M_r \\ M_r & M_r & I_r \end{bmatrix}$$

$$[M_{rs}]' = [M_{sr}] = [M_{sr}] = \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos\theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos\theta \end{bmatrix}$$

Cette dernière matrice est nommée inductance mutuelle entre le rotor et le stator, avec θ écart angulaire entre les axes de ces dernières.

2.10.8.5 Equation mécanique

$$C_e - C_r = j \frac{d\omega_m}{dt} \rightarrow \dot{\omega}_m = \frac{1}{j} (C_e - C_r) \quad (2.31)$$

2.10.8.6 Transformation de Park

L'application de la transformation de Park, s'avère nécessaire, cette transformation appliquée aux courants, tensions, et flux permet d'obtenir des équations différentielles à coefficients constants.

2.10.8.6.1 Choix de référentiel

Nous avons choisi dans notre cas le système d'axe (d, q) lié au champ tournant, on a [4,5]:

$$V_{ds} = U \quad \text{et} \quad V_{qs} = 0 \quad (2.32)$$

Par conséquent :

$$P_s = \frac{3}{2} U \cdot i_{ds} \quad \text{et} \quad Q_s = -\frac{2}{3} U \cdot i_{qs} \quad (2.33)$$

Dans ce cas-là, on obtient un découplage entre les puissances (active et réactive).

2.10.8.6.2 Matrice de Park

Consiste à appliquer aux courants, tensions, et flux un changement de variable faisant intervenir l'angle entre l'axe d'une phase (V_a) statorique et le système d'axe (d, q), elle est définie comme suit, [43]:

$$[AP] = \sqrt{2/3} \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

L'angle θ dans la matrice $[AP]$ prend la valeur (θ_s) pour les grandeurs statoriques et ($\theta_s - \theta_m$) pour les grandeurs rotorique.

D'autre part :

$$[AP]^{-1} + \sqrt{2/3} \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

2.10.8.3 L'application de la transformation de Park

La transformation de Park du système d'équations (2.29) devient:

$$[AP]^{-1}[Vdqo] = [R] \cdot [AP]^{-1} \cdot [idqo] + \frac{d}{dt} [[AP]^{-1}[\Phi dqo]] \quad (2.34)$$

$$[Vdqo] = [R] \cdot [idqo] + \frac{d}{dt} [\Phi dqo] + [AP] \cdot \left[\frac{d}{dt} [AP]^{-1} [\Phi dqo] \right] \quad (2.35)$$

$$[AP] \cdot \left[\frac{d}{dt} [AP]^{-1} \right] = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \left[\frac{d\theta}{dt} \right] \quad (2.36)$$

Tel que :

$\theta = \theta_s$: Pour les grandeurs statorique.

$\theta = \theta_s - \theta_m$: Pour les grandeurs rotorique.

2.10.8.7 Modèle de la machine dans le référentiel (d, q)

On remplace la relation (2.35) dans (2.36) on obtient le modèle biphasé suivant :

$$\begin{cases} V_d = Ri_d + \frac{d\Phi_d}{dt} - \frac{d\theta}{dt} \Phi_q \\ V_q = Ri_q + \frac{d\Phi_q}{dt} + \frac{d\theta}{dt} \Phi_d \\ V_o = Ri_o + \frac{d\Phi_o}{dt} \end{cases} \quad (2.37)$$

La composante homopolaire du système (2.37) est nulle pour un système équilibré. A partir de ce qui précède on obtient les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\Phi_d}{dt} - \omega_s \Phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} + \omega_s \Phi_{ds} \\ V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\Phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega_m) \Phi_{qr} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\Phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega_m) \Phi_{dr} \end{cases} \quad (2.38)$$

Avec :

$$\begin{cases} \theta = \theta_s \rightarrow \frac{d\theta}{dt} = \frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s & : \text{Pour les grandeurs statorique.} \\ \theta = \theta_s - \theta_m \rightarrow \frac{d\theta}{dt} = \frac{d(\theta_s - \theta_m)}{dt} = \omega_s - \omega_m & : \text{Pour les grandeurs rotorique.} \end{cases}$$

Le système d'équation (2.38) représente le modèle de la machine asynchrone à double alimentation dans le repère (d, q) lié au champ tournant.

2.10.8.7.1 Transformation de Park au flux

On applique la transformation de Park pour établir les relations entre les flux d'axes (d.q.o) et ceux des axes (a.b.c) on obtient :

$$[\Phi_{dqos}] = [A_P] \cdot [\Phi_s] \quad (2.39)$$

$$[\Phi_{dqor}] = [A_P] \cdot [\Phi_r]$$

➤ Au stator :

$$[\Phi_{dqos}] = [A_P] \cdot [l_s] \cdot [i_s] + [M_{sr}] \cdot [i_r] \quad (2.40)$$

$$[\Phi_{dqos}] = [A_P] \cdot [l_s] \cdot [A_P]^{-1} [i_{dqos}] + [A_P] \cdot [M_{sr}] \cdot [A_P]^{-1} [i_{dqor}]$$

➤ Au rotor :

$$[\Phi_{dqor}] = [A_P] \cdot [l_r] \cdot [i_r] + [M_{sr}] [i_s] \quad (2.41)$$

$$[\Phi_{dqor}] = [A_P] \cdot [l_r] \cdot [A_P]^{-1} [i_{dqor}] + [A_P] \cdot [M_{sr}] \cdot [A_P]^{-1} [i_{dqos}]$$

Après les équations (2.40) et (2.41) on obtient le système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{ds} \\ \Phi_{qs} \\ \Phi_{os} \\ \Phi_{dr} \\ \Phi_{qr} \\ \Phi_{or} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_s - M_s & 0 & 0 & 3/2(M_{sr}) & 0 & 0 \\ 0 & l_s - M_s & 0 & 0 & 3/2(M_{sr}) & 0 \\ 0 & 0 & l + 2M_s & 0 & 0 & 0 \\ 3/2(M_{sr}) & 0 & 0 & l_r - M_r & 0 & 0 \\ 0 & 3/2(M_{sr}) & 0 & 0 & l_r - M_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & l_r + 2M_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{os} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \\ i_{or} \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

Tel que :

$$\begin{aligned} L_s &= l_s - M_s \\ L_r &= l_r - M_r \\ L_m &= \frac{3}{2} M_{sr} \\ L_{os} &= L_s + 2M_s \\ L_{or} &= L_r + 2r \end{aligned}$$

Si on élimine la composante homopolaire du système (2.42) on obtient :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{ds} \\ \Phi_{qs} \\ \Phi_{dr} \\ \Phi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

2.10.8.7.2 Expression du couple

A partir de la relation de la puissance active suivant :

$$P_{abs} = V_{ds}i_{ds} + i_{qs} \quad (2.44)$$

En remplace les tensions par leurs valeurs on obtient :

$$\begin{aligned} P_{abs} &= R_s i_{ds}^2 + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} i_{ds} - \omega_s \Phi_{qs} i_{ds} + R_s i_{qs}^2 + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} i_{qs} + \omega_s \Phi_{ds} i_{qs} \\ P_{abs} &= R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + \left(\frac{d\Phi_{ds}}{dt} i_{ds} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} i_{qs} \right) + \omega_s (\Phi_{ds} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds}) \\ P_{abs} &= P_j + P_r + P_{el} \end{aligned} \quad (2.45)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} P_j = R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) \\ P_r = \frac{d\Phi_{ds}}{dt} i_{ds} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} i_{qs} \\ P_{el} = \Phi_{ds} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds} \end{cases} \quad (2.46)$$

A partir de la relation qui donne l'énergie électromagnétique en fonction du couple :

$$P_{el} = \omega_s C_e \quad (2.47)$$

On distingue l'expression du couple :

$$C_e = np(\Phi_{ds} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds}) \quad (2.48)$$

On remplace l'équation (2.44) dans l'expression du flux statorique dans l'équation (2.43) et finalement on remplace les tous dans l'expression du couple électromagnétique (2.48):

$$C_e = np \frac{L_m}{L_r} \cdot (\Phi_{dr} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds}) \quad (2.49)$$

Donc l'équation mécanique devient :

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{j} \cdot \left[np \left(\frac{L_m}{L_r} \right) \cdot (\Phi_{dr} i_{qs} - \Phi_{qr} i_{ds}) - c_r \right] \quad (2.50)$$

2.10.8.7.3 Expressions des puissances

Les expressions des puissances active et réactive sont données par :

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} \cdot i_{ds} - v_{qs} \cdot i_{qs})$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} \cdot i_{ds} - v_{ds} \cdot i_{qs}) \quad (2.51)$$

2.10.9 Modélisation de la partie d'électronique de puissance

L'alimentation de la machine au niveau rotorique est assurée par un ensemble redresseur, filtre RLC, et un onduleur MLI, comme il est représenté dans la figure 2.19 [40].

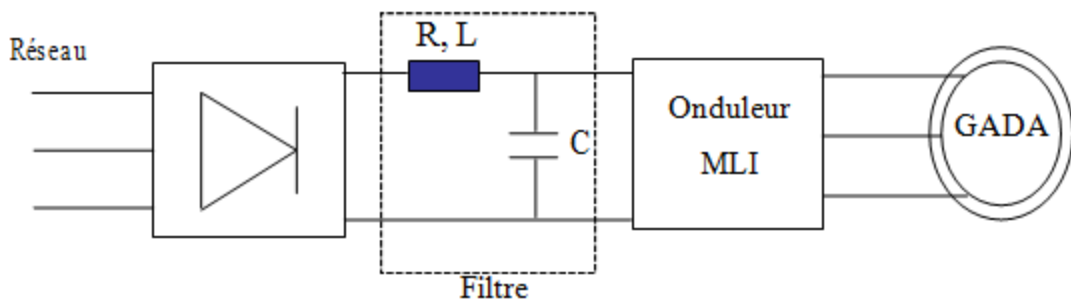


Figure 2.19 : l'ensemble convertisseur machine. [22]

2.10.9.1 Modélisation du redresseur

Les redresseurs sont des convertisseurs de l'électronique de puissance qui assurent la conversion alternative-continu.

Nous utilisons un pont triphasé à diodes qui sont alimentées par un système de tensions sinusoïdales triphasées, schématisée par la figure 2.20 [40].

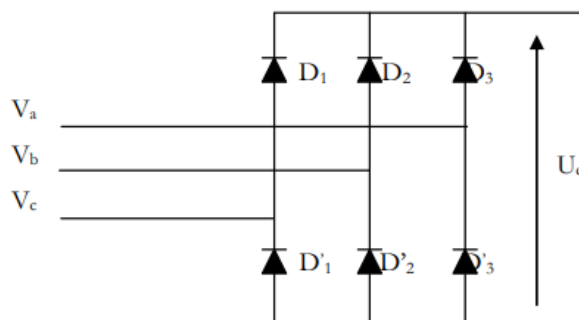


Figure 2.20 : Redresseur à diodes. [22]

Deux diodes d'un même bras ne peuvent conduire simultanément. Lorsque D_1 conduit, l'une des deux diodes D'_2 et D'_3 conduit également. Il en vient que D_1 conduit lorsque V_1 est supérieur à V_2 et V_3 , ou encore :

$$V_1 = \max(V_j) \quad j=1, 2,3.$$

Le même raisonnement conduit aux conditions suivantes :

$$D_i \text{ Conduit si } V_i = \max(V_j) ; i=1, 2,3 ; j=1, 2,3.$$

$$D'_i \text{ Conduit si } V'_i = \min(V_j) ; i=1, 2,3 ; j=1, 2,3.$$

Pendant chaque séquence de conduction, la tension U_d à la sortie du redresseur est :

$$U_d = \max(V_j) - \min(V_j) ; j=1, 2,3. \quad (2.52)$$

2.10.9.2 Modélisation du filtre

Pour corriger la source de tension continue, on délivre à la sortie du redresseur une capacité C, celle-ci absorbe la différence entre le courant unidirectionnel I_d et supprime les brusques variations de V_{dc} lors des commutations, par contre, pour réduire l'ondulation du courant I et protéger l'onduleur contre la vitesse critique de croissance du courant di/dt , on place en série une inductance de lissage L. L'ensemble C-L constitue un filtre passe bas.

Le schéma représentatif est donné par la figure 2.21.

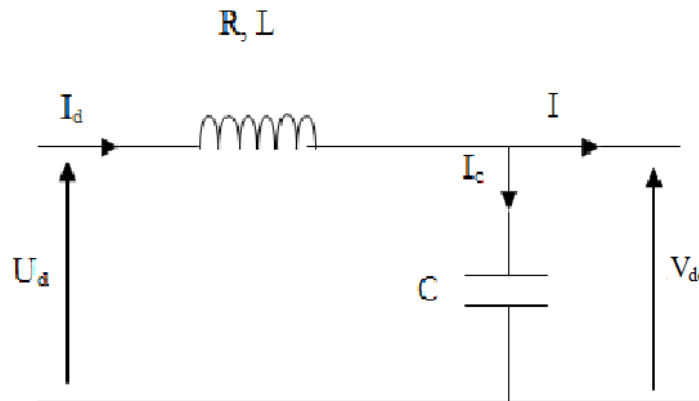


Figure 2.21 : Représentation du filtre. [22]

Les équations du filtre sont :

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L} (U_d - V_{dc} - RI_d) \quad (2.53)$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} (I_d - I) \quad (2.54)$$

Le rôle de la capacité C est d'assurer le caractère d'une source de tension à courant continu à l'entrée de l'onduleur, de fournir l'énergie réactive à la machine, et d'absorber le courant négatif par la charge. Le rôle de l'inductance L est de lisser le courant I_d à travers la source de tension.

La fréquence de coupure est donnée par :

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{L_f \cdot C_f}} = 2 \cdot \pi \cdot f_c \quad (2.55)$$

2.10.9.3 Modélisation de l'onduleur de tension

L'onduleur de tension est un convertisseur statique constitué des cellules de commutation généralement à transistor ou thyristor GTO pour les grandes puissances. Le principe de fonctionnement s'exprime par la séquence imposée par l'interrupteur statique qui réalise la modulation de largeur des impulsions des tensions appliquées aux enroulements rotoriques où statoriques de la machine. Les trois cellules de commutation formant un onduleur triphasé sont bidirectionnelles en courant.

Dans l'hypothèse de la conduction continue, on montre que chaque groupe transistor diode, assemblés en parallèle, forme un interrupteur (demi-bras) bicommandable (commandé à l'ouverture et à la fermeture), chaque demi-bras possède son complémentaire.

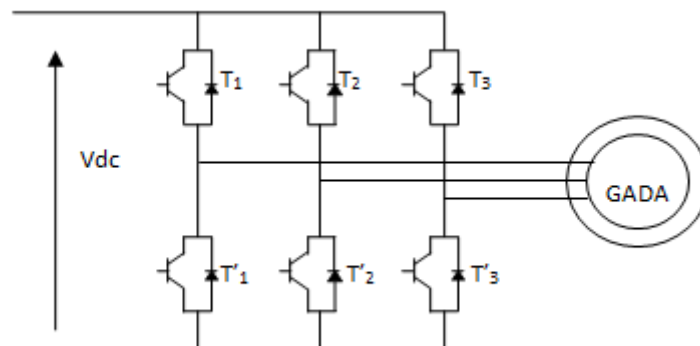


Figure 2.22 : Représentation schématique d'un onduleur.[22]

Chaque interrupteur K_{ci} ($c \in \{1, 2, 3\}$, $i \in \{1, 2\}$) supposé idéalisé introduit une fonction de connexion f_{ci} , le courant i_{ci} qui le traverse et la tension a ses bornes s'écrivent respectivement:

$$I_{ci} = f_{ci} i_{ci} \text{ et}$$

$$V_{ci} = (1 - f_{ci}) v_{ci}$$

Avec :

$$f_{ci} = 0 : \text{Interrupteur ouvert.}$$

$f_{ci} = 1$: Interrupteur fermé.

I_{ci} : Courant commuté.

v_{ci} : Tension commutée.

Le schéma de demi-bras de l'onduleur est donné par la figure (2.23)

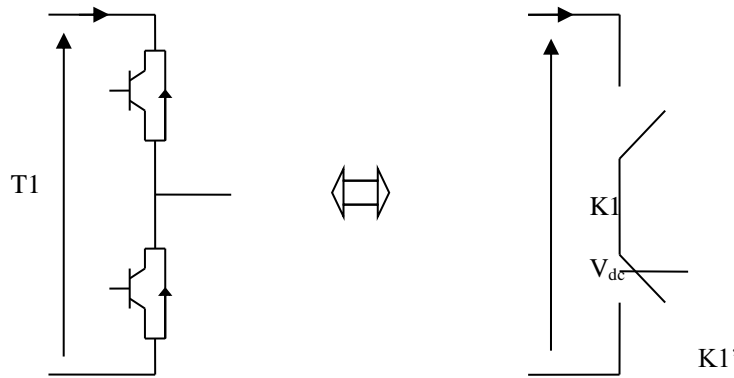


Figure 2.23 : Demi-bras de l'onduleur. [22]

Le courant i_c correspond aux courants dans la charge i_1, i_2 ou i_3 et v_c à la tension d'alimentation U .

Chaque cellule est formée de deux interrupteurs, comme la conduction est considérée toujours continue, à instant donné un seul des interrupteurs est fermé de tel sorte qu'il en résulte une liaison rigide entre leurs fonctions de connexion soit : $f_{c1} + f_{c2} = 0$

L'expression des tensions composées est donnée comme suit :

$$\begin{aligned} U_{12} &= V_{as} - V_{bs} = V_{21} - V_{11} \\ U_{23} &= V_{bs} - V_{cs} = V_{31} - V_{21} \\ U_{31} &= V_{cs} - V_{as} = V_{11} - V_{31} \end{aligned} \quad (2.56)$$

Et on a aussi les relations suivantes (des tensions simples en fonction des tensions composées) :

$$\begin{cases} V_{as} = \frac{1}{3} \cdot (U_{12} - U_{31}) \\ V_{bs} = \frac{1}{3} \cdot (U_{23} - U_{12}) \\ V_{cs} = \frac{1}{3} \cdot (U_{31} - U_{23}) \end{cases} \quad (2.57)$$

En introduisant les fonctions de connexion relatives à chacun d'entre eux, il vient :

$$\begin{bmatrix} U_{12} \\ U_{23} \\ U_{31} \end{bmatrix} = U \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_{11} \\ f_{21} \\ f_{31} \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Si on admet que les tensions simples du récepteur forment un système triphasé équilibré, il en découle :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} U \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_{11} \\ f_{21} \\ f_{31} \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Pour déterminer les instants de fermeture et d'ouverture des interrupteurs on fait appel à la technique M.L.I (Modulation de Largeur d'Impulsion) qui consiste à calculer les intersections d'une tension de référence sinusoïdale avec celle de modulation triangulaire appelé porteuse. Les signaux de références sont donnés par l'équation suivante :

$$V_{ref} = r \sin[(2\pi \cdot f)t - 2(i-1)\frac{\pi}{3}]; j = 1,2,3. \quad (2.60)$$

Lorsque la référence est sinusoïdale, dans ce cas deux paramètres caractérisent la commande :

- L'indice de modulation « m » égale au rapport entre la fréquence de modulation et celle de référence.
- Le coefficient de réglage en tension « r » égale au rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur crête de l'onde de modulation.

Le schéma d'élaboration de la M.L.I est donné par la figure 2.24 :

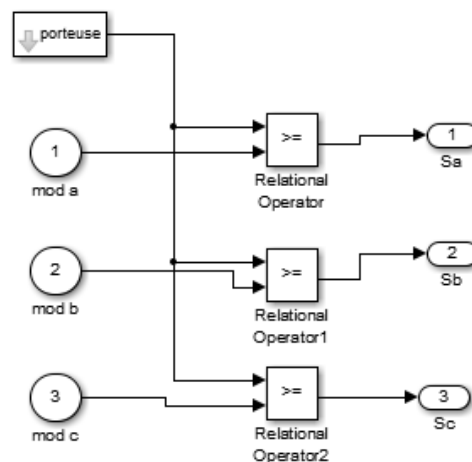


Figure 2.24 : Principe de la command MLI. [22]

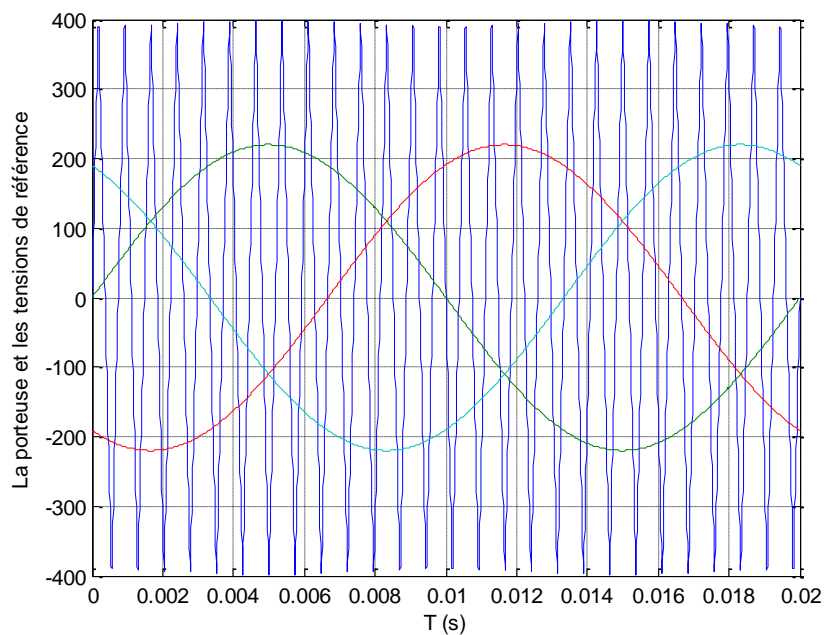


Figure 2.25 : La porteuse et les tensions de référence.

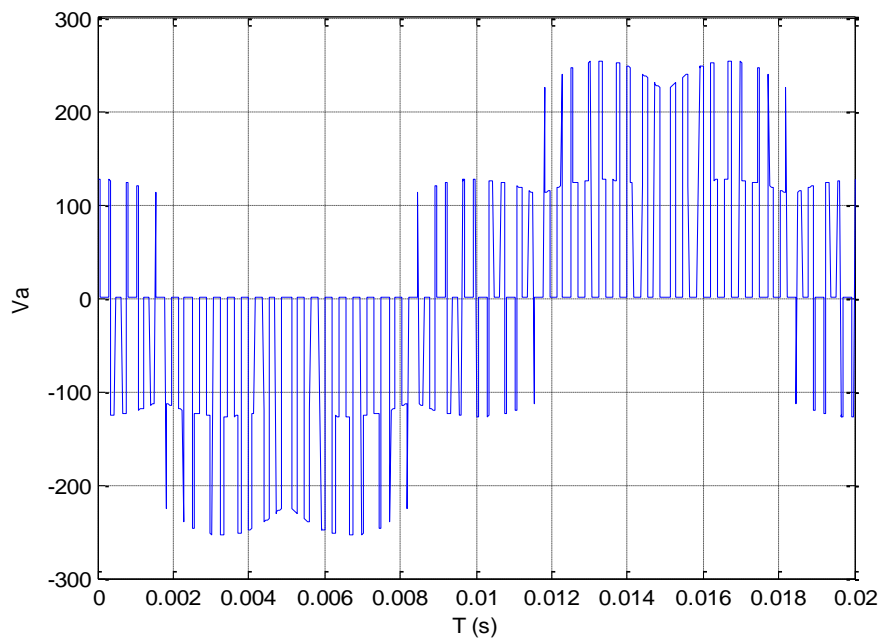


Figure 2.26 : Tensions simples à la sortie de l'onduleur.

2.10.10 Résultats et simulation

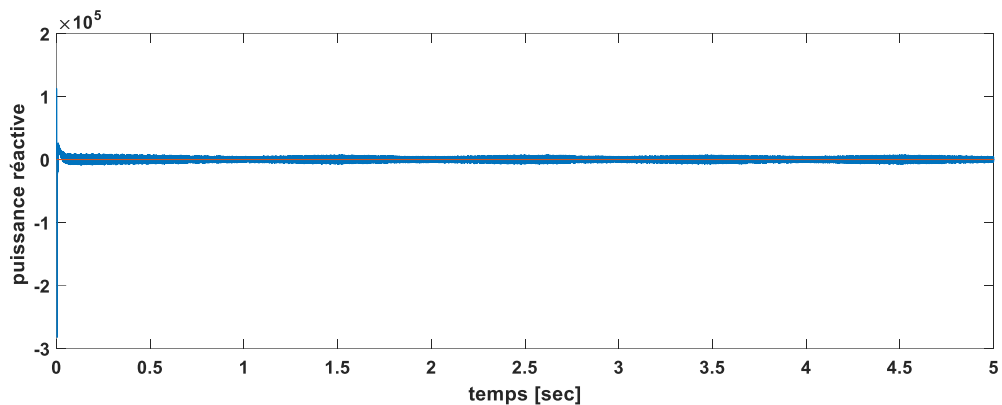


Figure 2.27 : Puissance réactive.

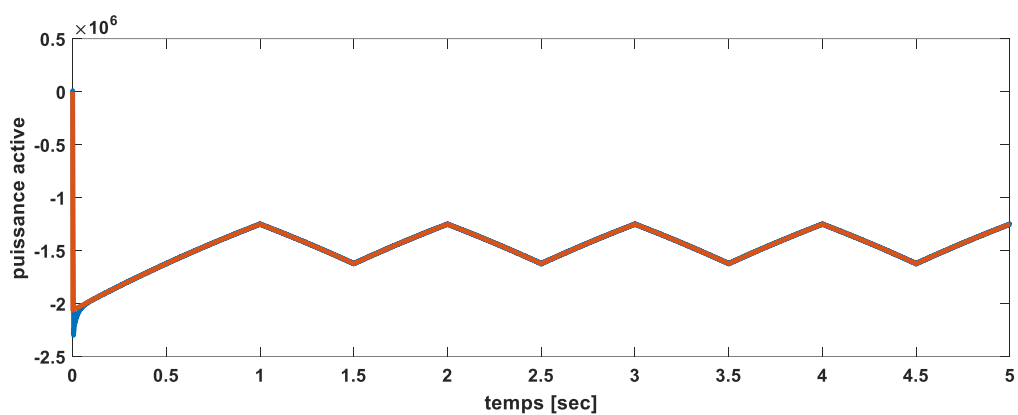


Figure 2.28 : Puissance active.

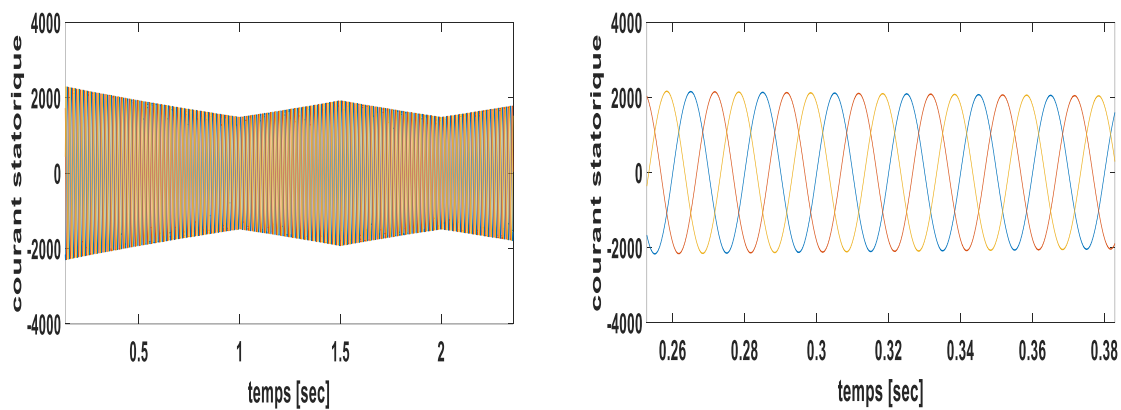


Figure 2.29 : Courant statorique avec un zoom.

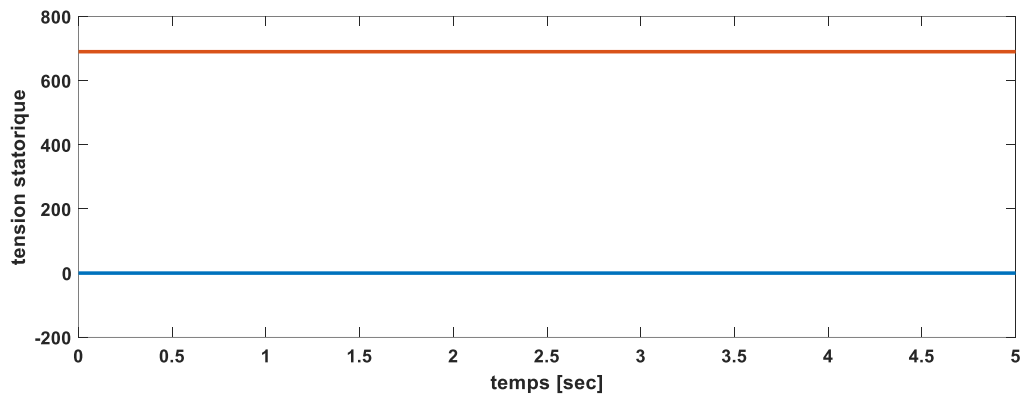


Figure 2.30 : Tension statorique.

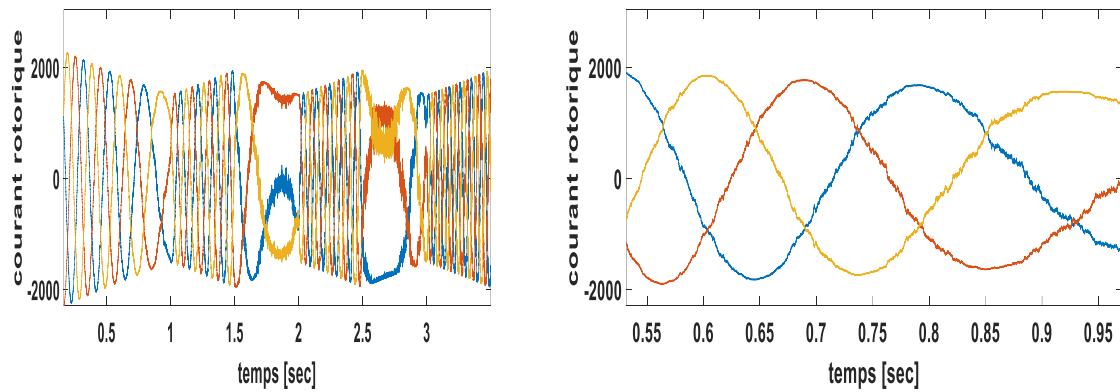


Figure 2.31 : Courant rotorique avec un zoom.

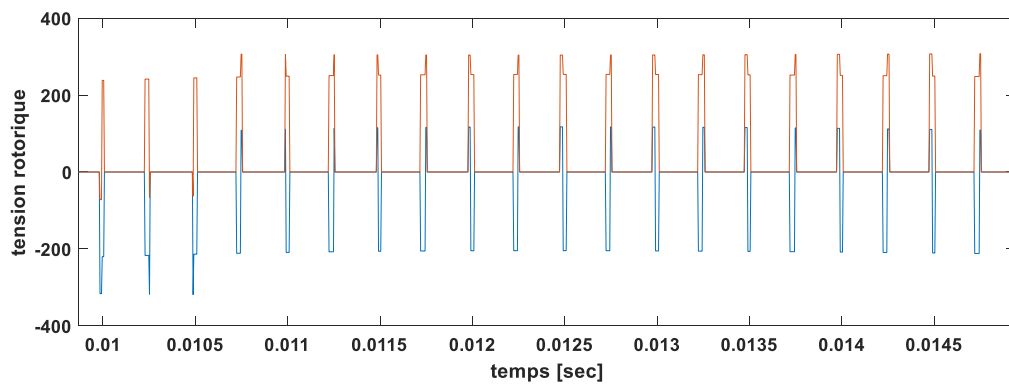


Figure 2.32 : Tension rotorique.

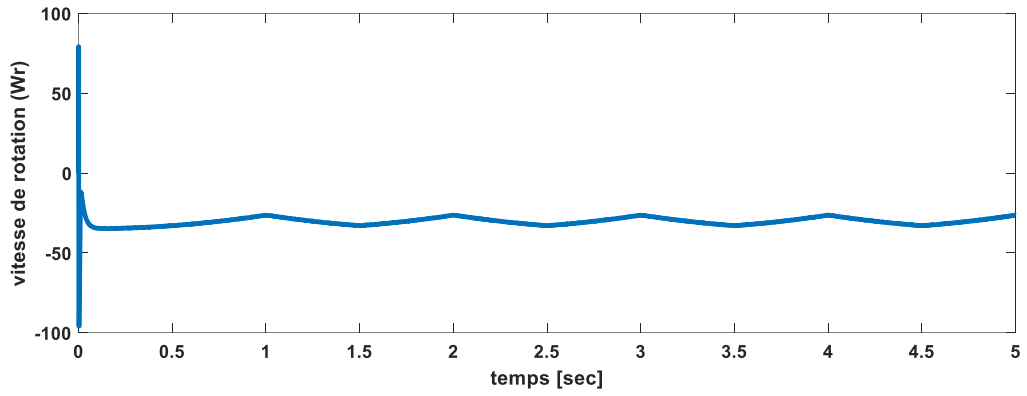


Figure 2.33 : Vitesse de rotation.

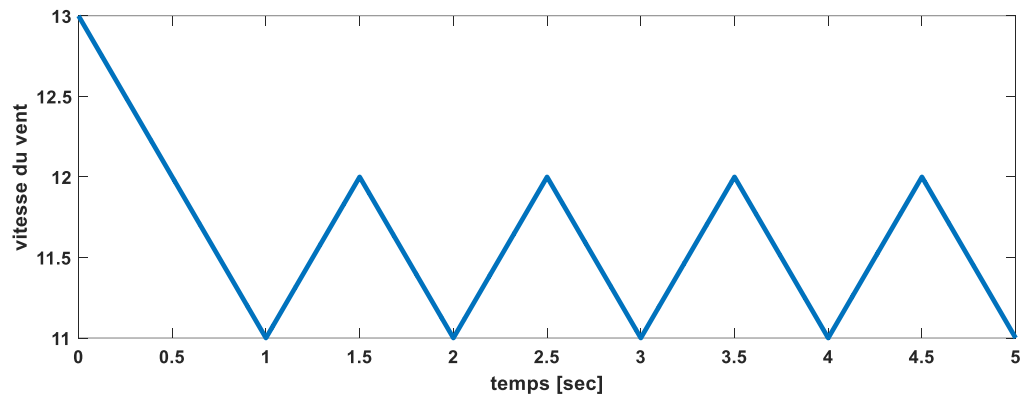


Figure 2.34 : Vitesse du vent (Vv).

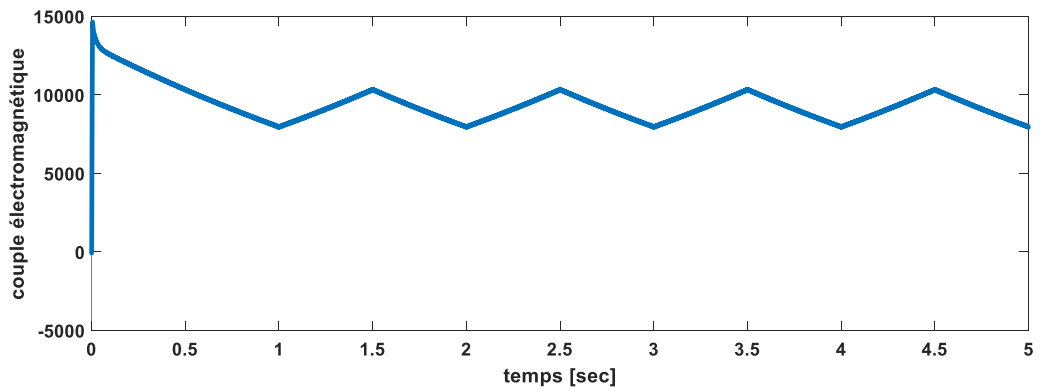


Figure 2.35 : Couple électromagnétique (Cem).

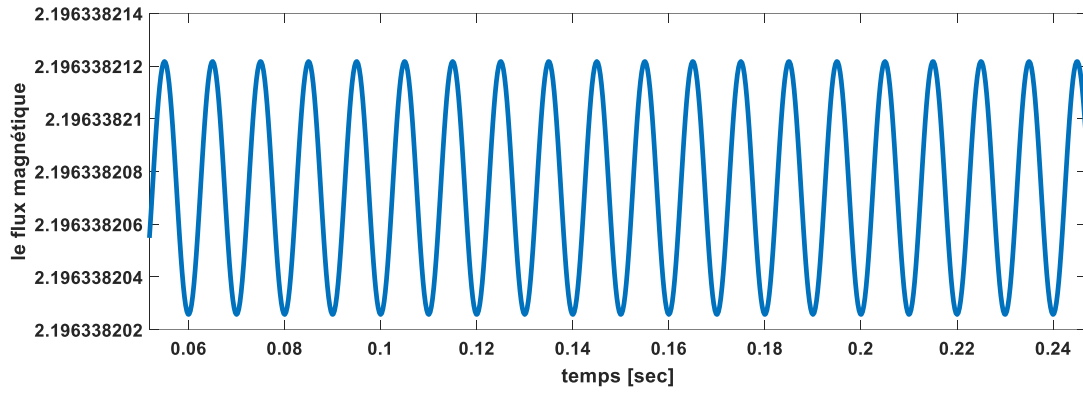


Figure 2.36 : Flux magnétique.

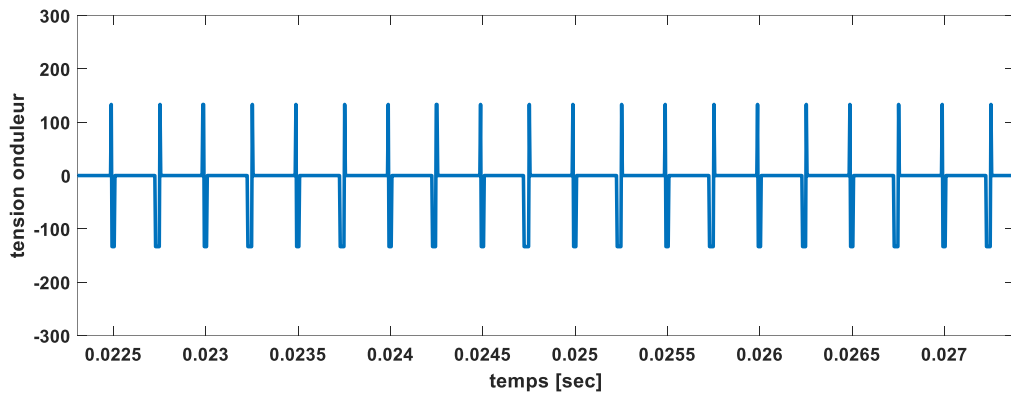


Figure 2.37 : Tension après l'onduleur.

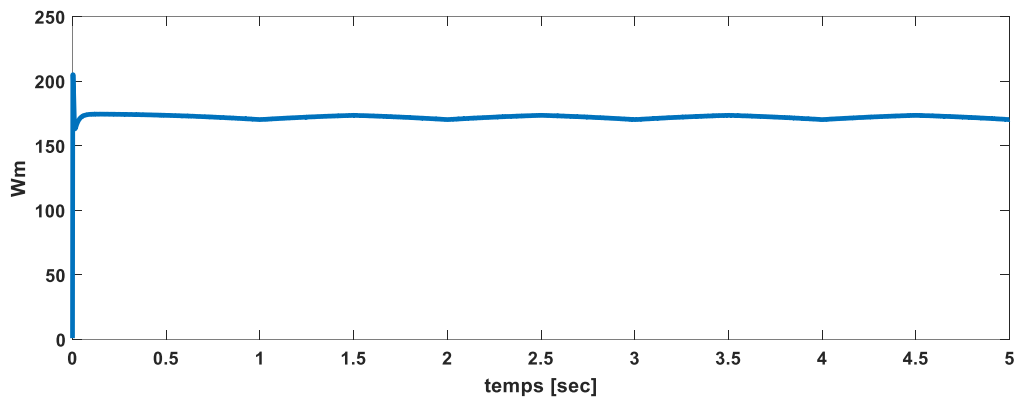


Figure 2.38 : Vitesse mécanique (Wm).

2.10.11 Interprétation des résultats de simulation

Les résultats de simulation des différentes grandeurs (tension, courant, ...) ont été obtenus sous l'environnement MATLAB-SIMULINK.

Les figures (2.27 et 2.28) représentent respectivement la puissance réactive et la puissance active de la machine asynchrone.

Les figures (2.29 et 2.30) montrent respectivement l'évolution de la tension et du courant statoriques de la MADA , le courant est sous forme sinusoïdale, la tension est fixe.

Les figures (2.31 et 2.32) montrent respectivement l'évolution de la tension et du courant rotoriques de la MADA , le courant est sous forme sinusoïdale, la tension varie.

Les figures (2.33 et 2.34) représentent respectivement la vitesse de rotation la vitesse du vent en fonction de temps [sec], donc la vitesse de rotation est presque stable, mais la vitesse du vent très perturbé .

Les figures (2.35 , 2.36) représentent respectivement le couple électromagnétique de l'éolienne et le flux magnétique en fonction de temps [sec],ont remarque que le flux est sous forme Sinusoïdale.

2.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons introduit des généralités sur l'énergie éolienne. Nous avons aussi présenté les différents types d'éoliennes et ces principaux composants. Ensuite, nous avons montré les différentes éoliennes connectées au réseau électrique. De plus, nous avons motionner l'intérêt de la commande de la vitesse d'une éolienne.

Finalement nous avons étudiés le modèle mathématique des différentes parties qui composent le système éolienne, et nous avons fait la modélisation et la commande du système éolien à base de la MADA.

Chapitre 3:

Résultats et discussion

3.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est d'évaluer la stabilité transitoire d'un système liée à un jeu de barre infini en utilisant MATLAB avec des régulateurs de tension et des stabilisateurs de puissance. Et aussi est consacré à l'analyse de la stabilité transitoire en termes de fréquence d'un système multi-machine « *IEEE 4- machine 11-bus test system* » sous l'environnement MATLAB. Le but principal de cette étude est d'analyser la réponse des générateurs lors de l'intégration de la ferme éolienne à la place du générateur 1.

3.2 Modélisation du système électrique y compris l'éolienne

3.2.1 Système mono-machine

Le modèle de la machine synchrone prend en considération les hypothèses simplificatrices suivantes :

- L'effet des enroulements amortisseurs est négligé
- Pas de zone de fonctionnement en saturation
- Les frottements ont été négligé

Le modèle est représenté dans le repère dq de PARK . Tous les paramètres électriques sont ramenés vers le stator. Les tensions directes, quadrature et d'excitation sont :

$$v_q = -(r_s + R_e) I_q - (x'_d + X_e) I_d + E'_q \quad (3.1)$$

$$v_d = -(r_s + R_e) I_d - (x'_q + X_e) I_q + E'_d$$

$$\delta = (\omega - \omega_b) \quad (3.2)$$

$$\omega = \frac{\omega_b}{2H} [P_m - P_e - D (\omega - \omega_b)] \quad (3.3)$$

$$E'_q = \frac{1}{T'_{d0}} [V_{ex} - E'_q + (x_d - x'_d) I'_d] \quad (3.4)$$

$$E'_d = \frac{1}{T'_{q0}} [-E'_q - (x_q - x'_q) I'_q] \quad (3.5)$$

La puissance électrique au niveau de jeu de barre 2 est donnée par :

$$P_e = P_{gen} + P_{wind} \quad (3.6)$$

Où : P_{gen} est la puissance électrique générée par le générateur synchrone,

P_{wind} est la puissance électrique générée par l'éolienne, la puissance captée par une éolienne peut s'écrire comme suit [45] :

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho_w \cdot A_{rw} \cdot V_w^3 \cdot C_{pw}(\lambda_w, \beta_w) \quad (3.7)$$

Où (ρ_w) est la densité de l'air (kg/m3), (A_{rw}) surface balayée par les pales (m2),

(V_w) est la vitesse du vent (m/s), (λ_w) est le rapport de vitesse en bout de pale, (β_w) est l'angle de calage des pales (degrés), (C_{pw}) le coefficient de puissance.

Le rapport de vitesse en bout de pale est le rapport entre vitesse de l'éolienne à l'extrémité d'une pale par rapport à la vitesse du vent en flux libre du vent libre est donné par :

$$\lambda_w = \frac{A_{rw} \omega_{WT}}{V_w} \quad (3.8)$$

La courbe du coefficient de puissance a été décrite dans la littérature par différentes équations ajustées. La courbe du coefficient de puissance est approchée analytiquement par [45] :

$$C_{pw}(\lambda, \beta) = 0.5109 \left(\frac{116}{X} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(-\frac{21}{X}\right) + 116\lambda_w \quad (3.9)$$

$$X = \frac{1}{\lambda_w + 0.08\beta_w} - \frac{0.035}{1 + \beta_w^3} \quad (3.10)$$

Où : $\lambda_w, H, D, \omega, \delta, P_m, P_e, \omega_b, T'_{d0}, T'_{q0}, E'_d, E'_q, x'_d, x'_q, I'_{d0}, I'_{q0}, V_{ex}$ Sont les paramètres de la machine synchrone. Sont donnés dans l'ANNEXE

3.2.1.1 Organes de régulations de la machine

➤ Régulateur de tension

Sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges. En outre ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système de puissance. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation. [46]

Le régulateur de tension a une influence sur la puissance électrique développée par la machine. Nous considérons le système d'excitation statique IEEE-ST1A pour la régulation de tension; le schéma bloc de ce régulateur est comme suit :

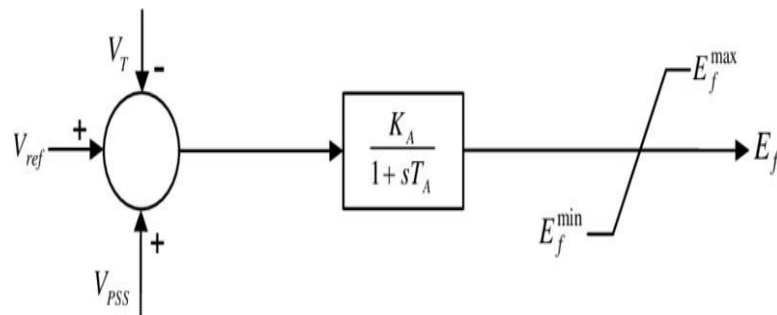


Figure 3.1 : Modèle de régulateur de tension.

L'équation différentielle régissant la dynamique de la tension de l'excitatrice est donnée par l'expression suivante :

$$\frac{dE_f}{dt} = \frac{1}{T_A} (K_A (V_{ref} - V_t + V_{PSS}) - E_f) \quad (3.11)$$

Ou :

K_A : Gain statique.

T_A : Constante de temps de régulateur.

V_t : Module de la tension terminale au stator.

V_{ref} : Module de la tension de référence.

V_{pss} : Signal de sortie d'un PSS.

E_{fmax} : Seuil de surexcitation.

E_{fmin} : Seuil de sous excitation.

➤ Régulateur de vitesse

Le principe de régulateur est de régler la fréquence (ou la vitesse) du générateur en réglant la puissance mécanique fournie au générateur a la puissance électrique requise.

La représentation à deux axes de la dynamique des machines pendant le régime transitoire permet de tenir en compte de la variation de la *f.e.m* transitoire et permet la prise en considération des régulateurs de tension et de vitesse.

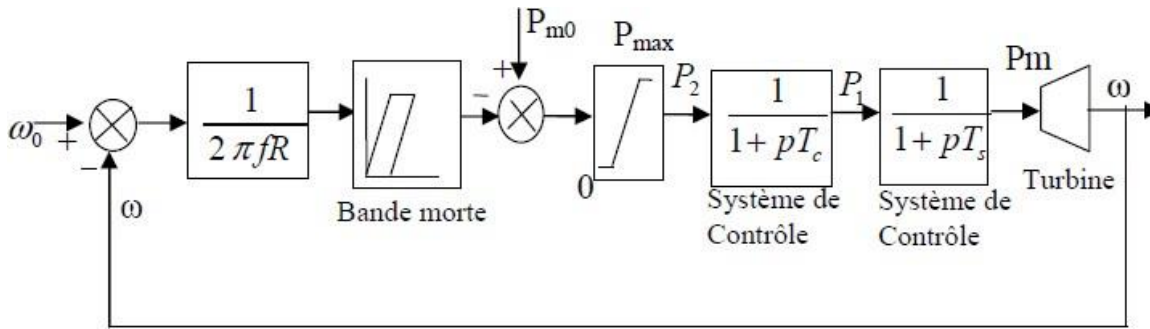


Figure 3.2 : Régulateur de vitesse.

➤ **Stabilisateur de puissance PSS**

Le stabilisateur a pour fonction d'améliorer l'amortissement des oscillations de rotor de générateur en commandant son excitation, utilisant les signaux stabilisants auxiliaires.

Le bloc du PSS consiste: un gain K_{PSS} , a washout block avec son constant de temps (T_w) et bloc de compensation avec ses constant de temps (T_1, T_4). D'après la Figure 3.3, le signal d'entrée de PSS est la déviation de la vitesse du rotor ($\Delta\omega(\text{syn})$) et la sortie est le signal de stabilisation (V_{sup}) soumis à un limiteur $V_{sup}^{min}, V_{sup}^{max}$

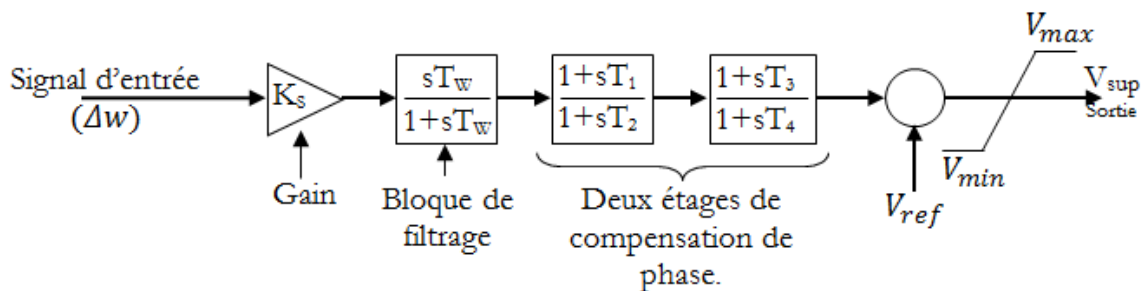


Figure 3.3 : Système de PSS.

3.2.1.2 Régulateur de tension proposé

Dans notre application, le contrôle de la tension est effectué par un SVC (Statique Var Compensateur), un type de dispositif FACTS, utilisé pour la compensation shunt pour maintenir la tension de jeu de barre constante.

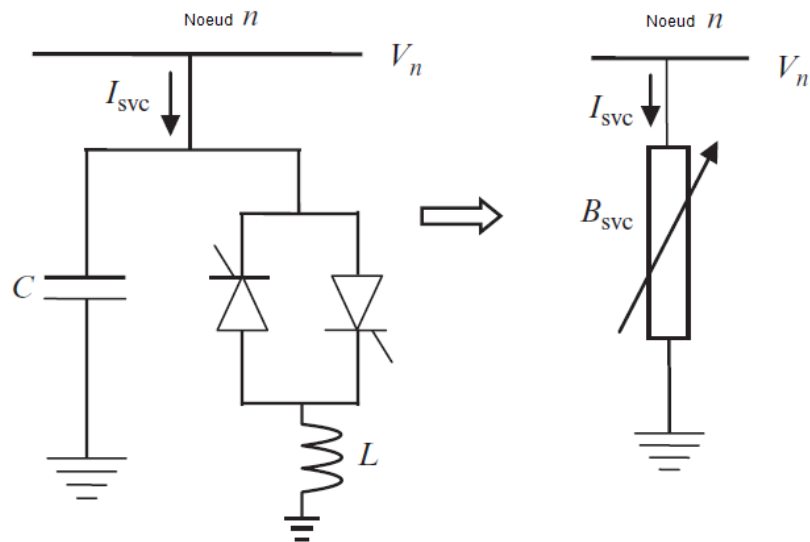


Figure 3.4 : Module avancé d'un SVC.

Le SVC régule la tension de jeu de barre pour compenser en permanence la puissance réactive de la charge. La configuration la plus utilisée de ce type de dispositif shunt est une combinaison de capacité fixe C et les Thyristors (TCR) comme indique la figure 3.4.

L'entrée de tension du régulateur est mesurée à partir de l'SVC. L'angle d'amorçage des thyristors qui détermine la valeur de la susceptance est inclus dans le réseau. Cet angle est régulé par un régulateur (PI) proportionnelle intégrale qui maintenu la tension du jeu de barre à la valeur référence (V_{ref}).

Le régulateur proportionnel-intégrateur PI permet de stabiliser la tension aux bornes de la charge. Il permet d'éliminer l'erreur $e(t)$ entre la tension de référence V_{ref} et la tension mesurée de sortie.

Pour commander le système en boucle fermée, il est nécessaire de bien choisir les coefficients K_p et K_i . Après l'étude de stabilité du réseau électrique, les coefficients du régulateur PI sont optimisés par les algorithmes génétique (GA) [45].

Pour la régulation de la tension au niveau du jeu de barre 2, nous connectons un SVC que la puissance réactive injectée Q_{SVC} est donne par l'expression :

$$Q_{SVC} = - b_{SVC} V_2^2 \quad (3.12)$$

Où b_{SVC} est la susceptance, et la valeur de b_{SVC} est obtenue par le contrôleur PI.

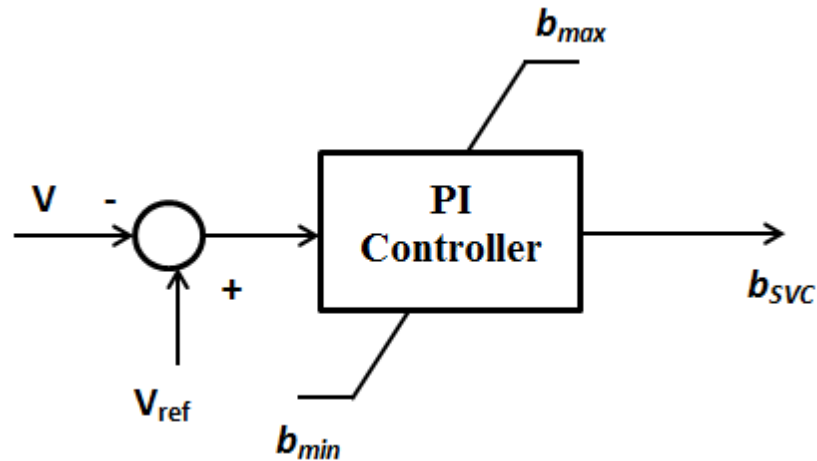


Figure 3.5 : SVC avec contrôleur PI.

Le régulateur possède un limiteur maximum et minimum comme illustré sur la figure 3.5, la valeur est obtenue par le contrôleur PI.

La tension au niveau de jeu de barre 2 est calculé selon la méthode de Gauss-Sidel. L'équation qui décrit l'impédance de compensation de tension sur le jeu de barre 2 est la suivante [45].

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22} + y_{SVC}} \left[\frac{(P - P_{wind}) - j(Q \pm Q_{SVC})}{V_2} - y_{12} V_1 \right] \quad (3.13)$$

Tel que : y_{SVC} , y_{22} , y_{12} sont les admittances du SVC, du jeu de barre 2 et de la ligne.

3.2.2 Système multi-machine

3.2.2.1 Mise en équation d'un système multi-machines

Les modèles mathématiques des différentes composantes d'un réseau d'énergie électrique sont nécessaires dans la formulation du problème de la stabilité du réseau électrique. Nous avons commencé par le modèle du système en état d'équilibre pour dériver les équations d'écoulement de puissance. Ensuite, les équations mécaniques décrivant les mouvements des rotors. Les expressions des puissances des générateurs sont dérivées en tenant compte du changement du flux rotorique, ce qui définit le modèle à deux axes de la machine synchrone. Moyennant quelques hypothèses, le modèle de second ordre, largement utilisé dans les programmes d'étude de la stabilité transitoire, est obtenu. Des représentations dans l'espace d'état, des deux modèles, sont décrites et simulé.

Dans cette étude, le comportement dynamique des machines est décrit par les équations suivantes. Pour $i = 1 \dots m$, dans notre cas $m=4$.

$$\delta_i = (\omega_i - \omega_b) \quad (3.14)$$

$$\omega_i = \frac{\omega_b}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei} - D_i(\omega_i - \omega_b)] \quad (3.15)$$

$$E'_{qi} = \frac{1}{T'_{doi}} [V_{exi} - E'_{qi} + (x_{di} - x'_{di})I'_{di}] \quad (3.16)$$

$$E'_{di} = \frac{1}{T'_{qoi}} [-E'_{qi} - (x_{qi} - x'_{qi})I'_{qi}] \quad (3.17)$$

$$\frac{dV_{ex}}{dt} = \frac{1}{T_E} [V_R - (S_E + K_E)V_{ex}] \quad (3.18)$$

$$\frac{dV_1}{dt} = \frac{1}{T_R} [V_{ref} - V_t - V_1] \quad (3.19)$$

$$\frac{dV_2}{dt} = \frac{1}{T_F} \left(K_F \frac{dV_{ex}}{dt} - V_2 \right) \quad (3.20)$$

La puissance éolienne globale générée est donnée par l'équation suivante :

$$P_{WTotal} = \sum_{i=1}^n P_W \quad (3.21)$$

La détermination du point de fonctionnement du réseau (obtenu par écoulement de puissance) qui précède la perturbation est primordiale. Elle nous permet d'obtenir les conditions de fonctionnement stable du système avant défaut. Ceci exige la résolution d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires appelées : équations de performance du réseau. Les résultats pour un plan de charge donné, sont les tensions (amplitudes et angles) pour tous les nœuds du réseau, les puissances (actives et réactives) dans les lignes de transmissions, la puissance totale produite et les pertes totales dans le système. [11]

Considérons un réseau d'énergie de $m+n$ nœuds dont n nœuds de génération et m nœuds de charge. Prenons un nœud de référence, l'équation de performance du réseau sous forme matricielle est donnée par :

$$\bar{I}_{BUS} = \bar{Y}_{BUS} \bar{V}_{BUS} \quad (3.22)$$

Avec :

\bar{V}_{BUS} : Vecteur des tensions complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ mesurées par rapport au nœud de référence.

\bar{I}_{BUS} : Vecteur des courants complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ (pris positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau).

\bar{Y}_{BUS} : Matrice nodale carrée des admittances complexes du réseau de transport d'énergie de dimension $(n+m \times n+m)$

La matrice \bar{Y}_{BUS} est formée comme suit :

- l'élément diagonal \bar{Y}_{ii} est égal à la somme de toutes les admittances des éléments connectés au nœud i .
- l'élément non diagonal \bar{Y}_{ik} est égal à la valeur négative de l'admittance de l'élément connectant les nœuds i et k . S'il n'y a pas de connexion entre les nœuds i et k alors l'élément correspondant est nul.

L'équation de performance (I.24) peut se transformer en un ensemble de $(n+m-1)$ équations algébriques complexes simultanées de la forme :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(I_i - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} Y_{ij} V_j \right) \quad (i=1, \dots, n+m, i \neq \text{noeud balancier}) \quad (3.23)$$

La puissance complexe injectée au nœud i est donnée par le produit de la tension complexe et le courant complexe conjugué :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (3.24)$$

On peut avoir l'expression des courants complexes injectés au nœud i :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (3.25)$$

Substituons l'équation (3.25) dans (3.23), on peut avoir l'équation de base de calcul d'écoulement de puissance :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} Y_{ij} V_j \right) \quad (3.26)$$

Les $(n+m-1)$ équations algébriques simultanées données par (3.26) décrivent complètement la performance du système en état d'équilibre. Elles sont non linéaires. Pour les résoudre, on utilise les méthodes numériques itératives classiques (Gauss-Seidel, Newton-Raphson ou la technique de Newton modifiée). Dans notre programme, nous avons utilisé la méthode de Newton-Raphson.

La solution de ces équations donne les tensions complexes du système. Une fois toutes les tensions des nœuds sont déterminées, on peut calculer directement les puissances circulant dans les lignes, les puissances active et réactive du générateur du nœud de référence, les pertes dans les lignes de transport et les pertes totales dans le système.

3.2.2.2 Régulateur de fréquence proposé

Dans les systèmes électriques classiques, le contrôle de la fréquence est fait en utilisant la méthode de contrôle par zone. Dans la littérature, un contrôleur PI conventionnel est également utilisé pour le contrôle de la fréquence en présence de la turbine éolienne.

Une gestion actuelle des fréquences du système est faite par l'inertie de rotation qui est fournie par le générateur. Un générateur est utilisé pour fournir une rotation fixe est renvoyé par contrôleur de fréquence PI. Dans cette étude, un contrôleur PI est réglé pour obtenir la valeur de la fréquence fixe et pour l'élimination facile de la variation de fréquence dû à l'intégration de la ferme éolienne.

Dans notre application, le contrôle de la fréquence est utilisé pour maintenir la pulsation du réseau constante est illustré par la figure 3.6.

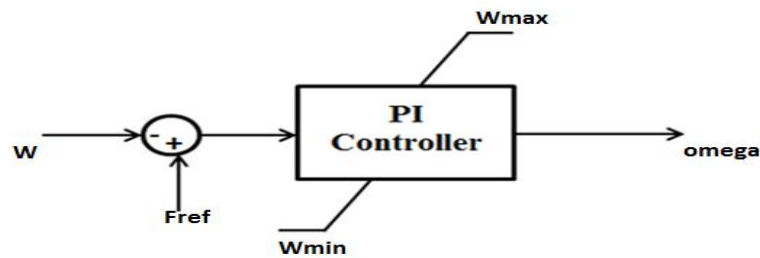


Figure 3.6 : Régulateur de fréquence.

3.3 Résultats de simulation d'un réseau mono machine connecté à un jeu de barre infini

3.3.1 Présentation du réseau de test

Ce système comporte d'une machine synchrone connectée à un jeu de barre infini a travers des lignes de transmission, ce générateur est équipé d'un PSS conventionnel. Et ce système est équipé aussi d'un SVC et une petite éolienne comme la montre la figure.

Les paramètres de ligne R_e et X_e pour la connexion entre le générateur synchrone et le jeu de barre infini auquel la charge, l'éolienne et le SVC sont connectés. Les paramètres de ce réseau sont donnés par le tableau suivant.

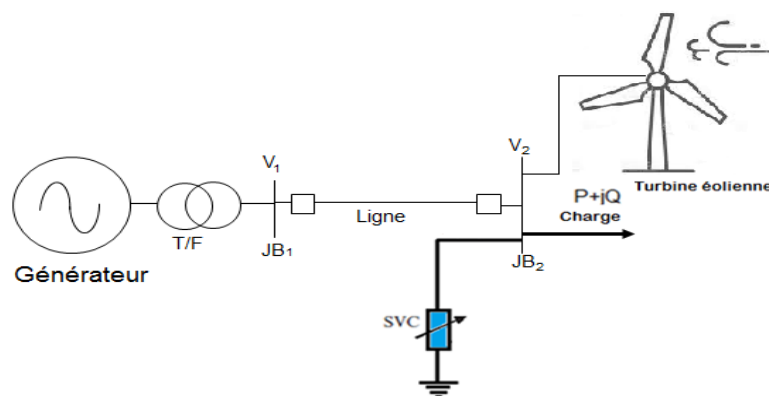


Figure 3.7 : Réseau à jeu de barres infini avec turbine éolienne et un SVC.

Dans cette simulation, on s'intéresse au contrôle du réseau électrique en termes de stabilité après une perturbation.

Pour montrer la validité de la méthode proposée, le modèle standard à deux axes du générateur avec enroulement de champ sur l'axe direct et enroulement d'amortisseur sur l'axe direct et quadrature, un système d'excitation IEEE de type I et un modèle de turbine / régulateur simplifié sont adoptés dans cette étude.

La représentation du réseau SMIB sur MATLAB/Simulink est donnée par la figure 3.8.

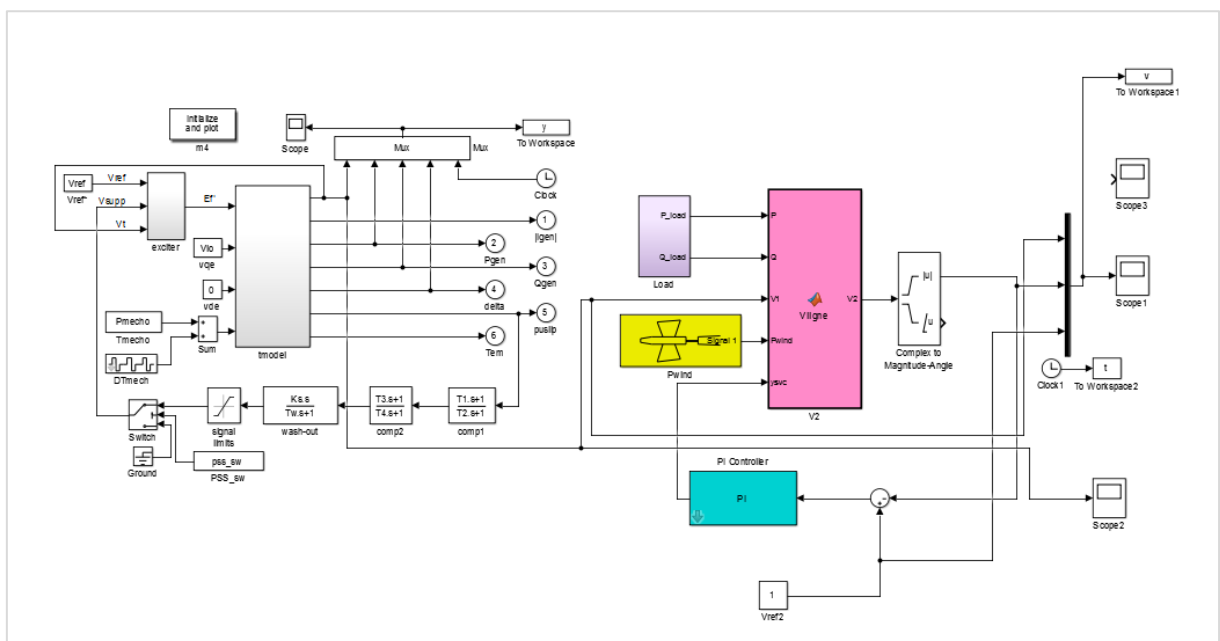


Figure 3.8 : Représentation du réseau SMIB sur MATLAB/Simulink.

3.3.2 Analyse de la stabilité transitoire

Les résultats de simulation des figures (3.9, 3.10) montrent qu'en absence de PSS, l'amortissement des oscillations de la tension, l'angle du rotor, la puissance active et la puissance réactive sont faibles. Et après l'intégration du PSS, le système devient plus stable que le système sans PSS.

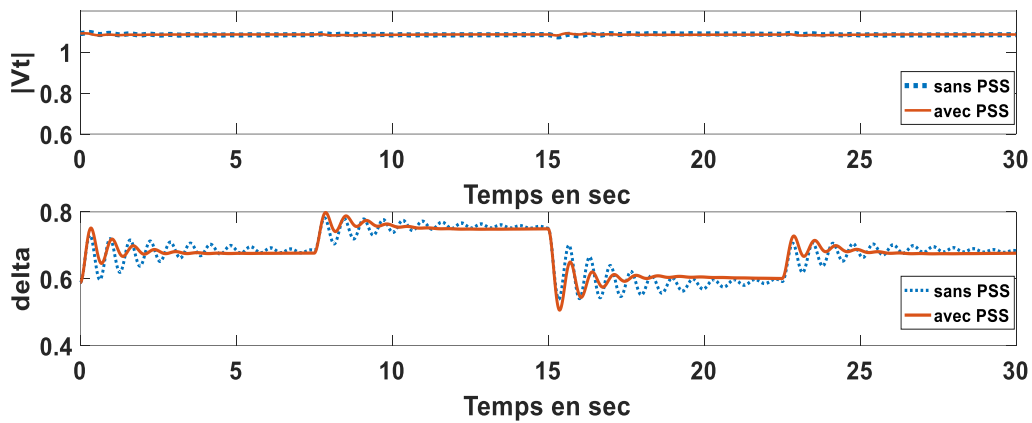


Figure 3.9 : Variation de la tension du générateur et l'angle rotorique.

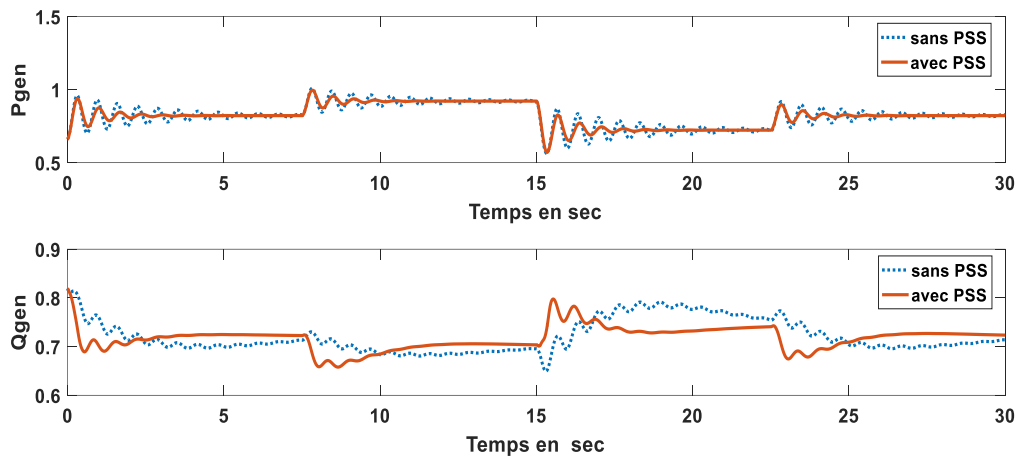


Figure 3.10 : Variation de la puissance active et la puissance réactive.

3.3.3 Analyse du contrôle de la tension

Dans cette simulation, nous présentons l'amélioration de la tension en utilisant un SVC contrôlé par un PI conventionnel optimisé

Les figures (3.11, 3.12) montrent le profil de tension aux jeux de barres 1 et 2 pour les deux cas : avec et sans dispositif SVC. Dans le premier cas sans le dispositif SVC la tension V2 est très loin de la tension de référence, et dans le deuxième cas avec le dispositif SVC la tension V2 est presque la même valeur que la valeur de tension de référence.

On peut observer que la performance de la tension avec le SVC est meilleure. Ainsi, la stratégie proposée peut être considérée comme l'une des meilleures méthodes de contrôle de la tension du système électrique.

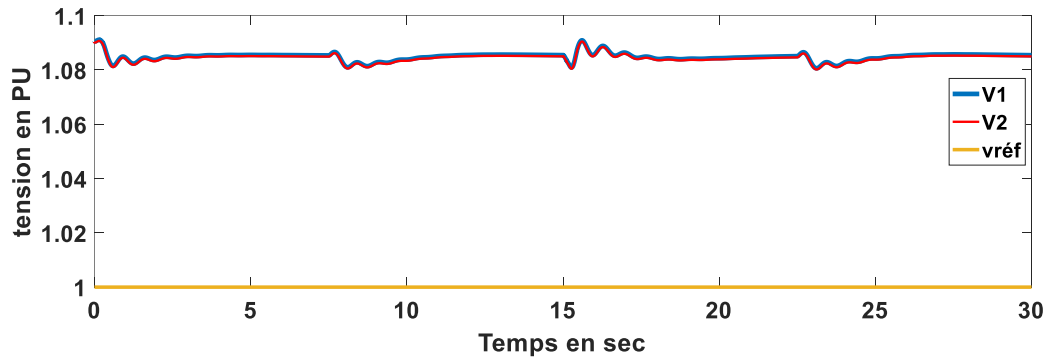


Figure 3.11 : Contrôle de tension sans SVC.

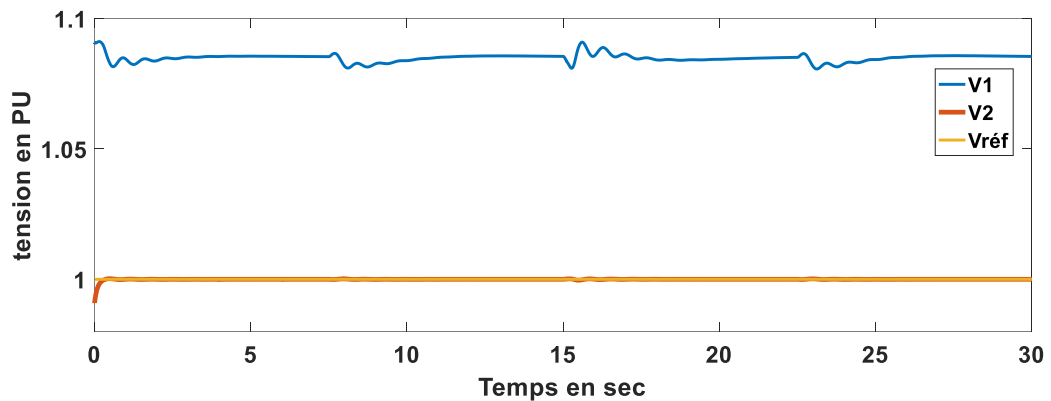


Figure 3.12 : Contrôle de tension avec SVC.

3.4 Résultats de simulation d'un réseau multi-machines

Un générateur connecté à un jeu de barres infini représente un des cas d'exploitation des réseaux électriques. Les phénomènes d'oscillation de puissance sont rencontrés en grande partie entre des grandes régions interconnectées. Dans cette section, on présentera un réseau test multi machine et une simulation avec une ferme éolienne insérée et remplace un générateur synchrone.

3.4.1 Réseau test étudié

Le réseau test se compose de deux zones totalement symétriques reliés entre-eux par deux lignes en parallèle de 230 km de longueur avec une tension nominale de 220 kV. Il a été spécifiquement conçu pour étudier les performances de la puissance éolienne injectée dans les grands systèmes électriques interconnectés. Les paramètres du réseau sont donnés par les ANNEXXE.

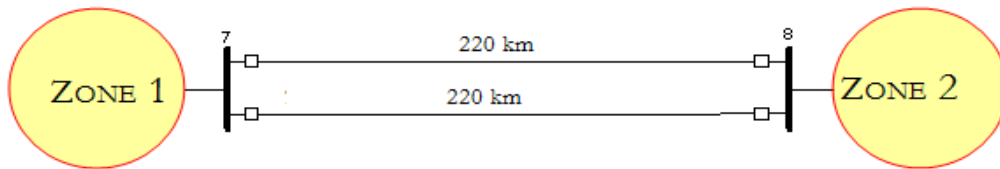


Figure 3.13 : Le réseau étudié.

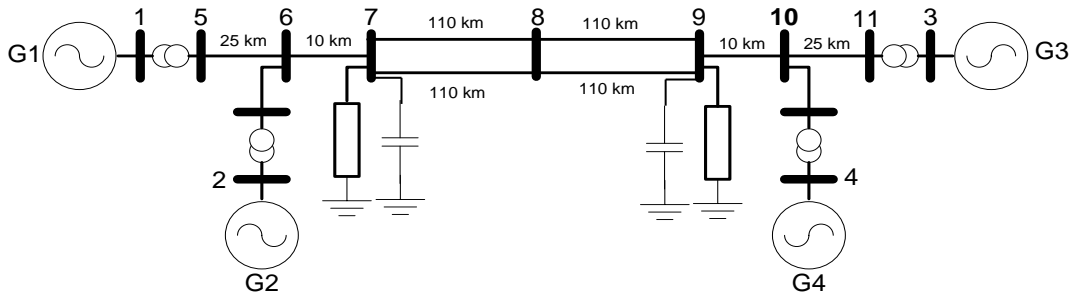


Figure 3.14 : Représentation du Réseau 4 machines 11 jeux de barres.

Dans cette simulation, on s'intéresse au contrôle du réseau électrique en termes de fréquence. La représentation du réseau multi-machine sur MATLAB/Simulink est donnée par la figure 3.15.

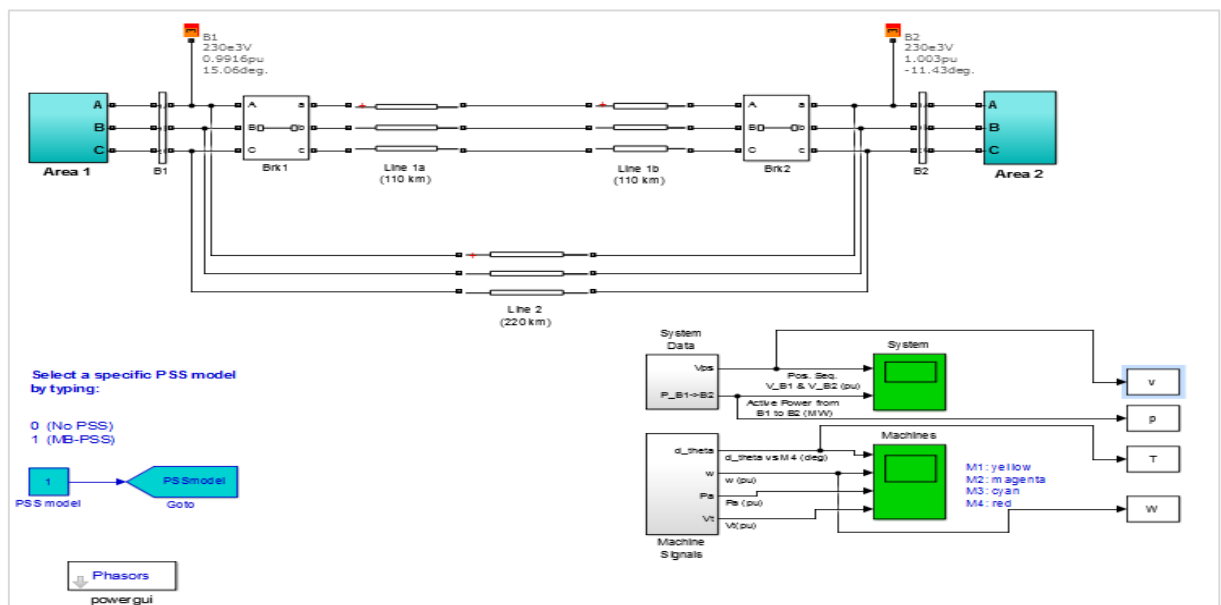


Figure 3.15 : Représentation du réseau multi-machine sur MATLAB/Simulink.

3.4.2 Les résultats de simulation sans l'intégration de la ferme éolienne

Les résultats de simulation présentés dans les figures (3.16, 3.17) représentent la tension final dans les deux jeux de barres et la puissance active du jeu de barre 1 vers le jeu de barre 2 sans l'intergration de la ferme éolienne. Le profil de tension obtenue des deux jeux de barres au début y a une perturbation après un certain temps il se stabilise. et c'est le même cas pour la puissance active.

Les figures (3.18, 3.19, 3.20, 3.21) montrent les oscillations de la réponse du système électrique telque la variation de l'angle rotorique des trois machines, vitesse de rotation de chaque machine, la puissance active et la tension de chaque machine.

On peut observer que dans le système il ya une petite perturbation après le système devient stable .

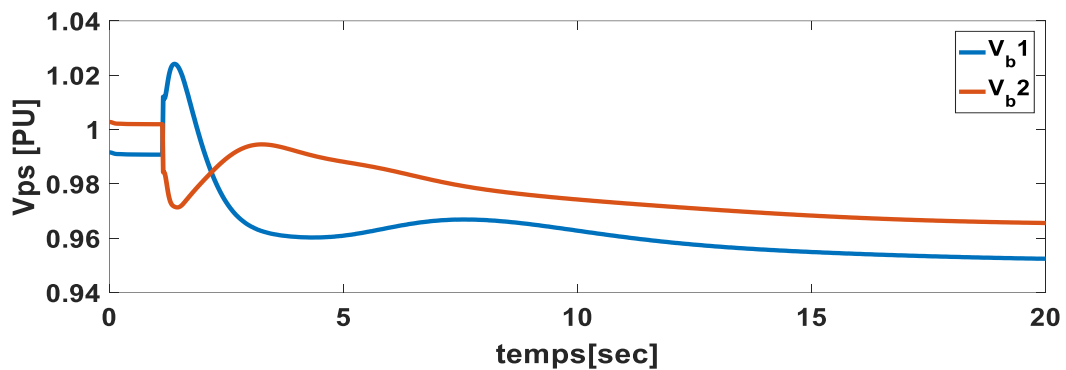


Figure 3.16 : La tension finale dans les jeux de barres 1 et 2 sans l'intégration de la ferme éolienne.

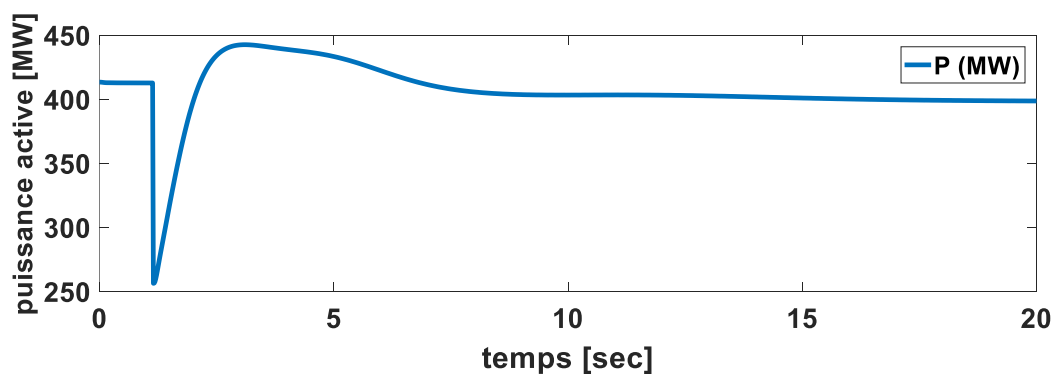


Figure 3.17 : puissance active de jeu de barre 1 vers le jeu de barre 2 sans l'intégration de la ferme éolienne.

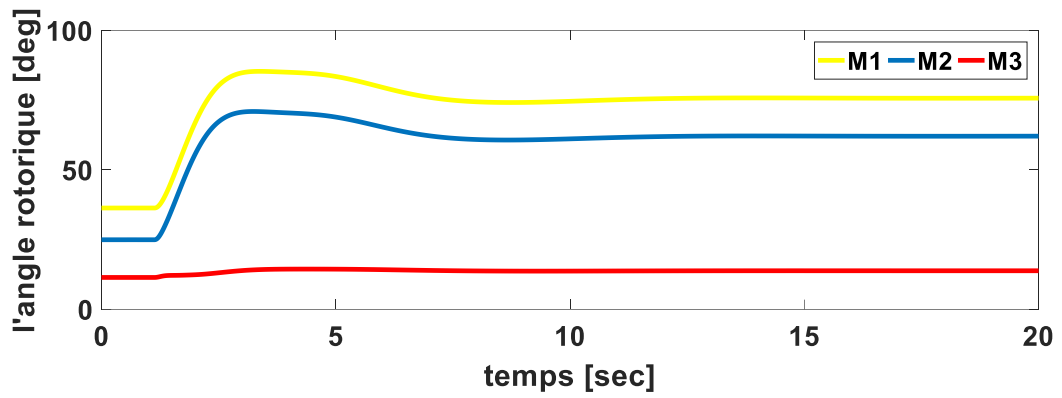


Figure 3.18 : Variation de l'angle rotorique des machines (1 2 3).

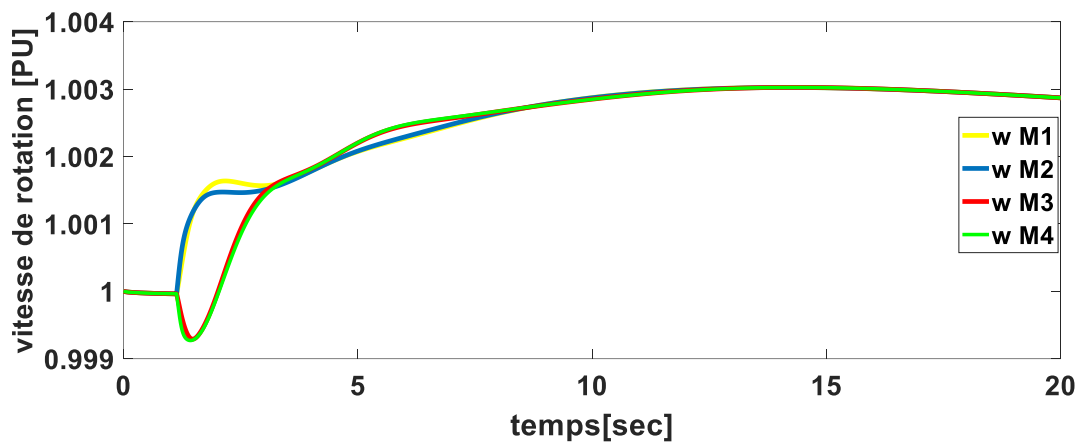


Figure 3.19 : Variation de la vitesse de rotation de chaque machine.

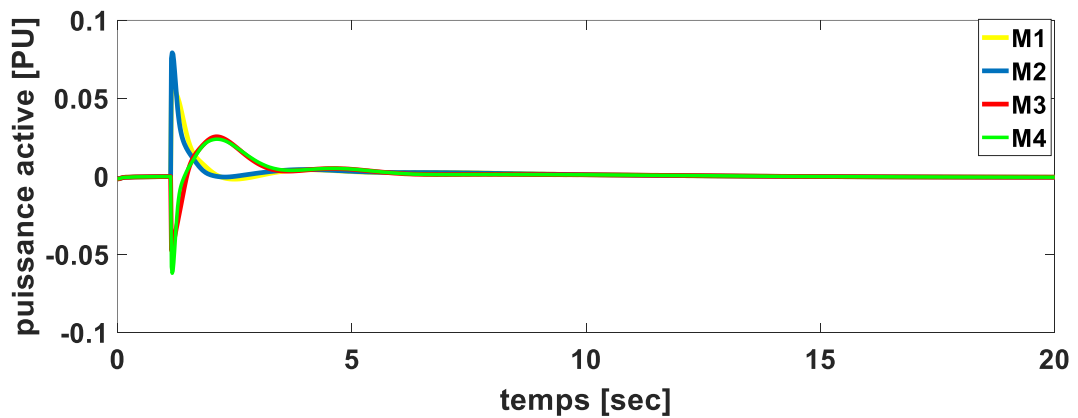


Figure 3.20 : Variation de la puissance active de chaque machine.

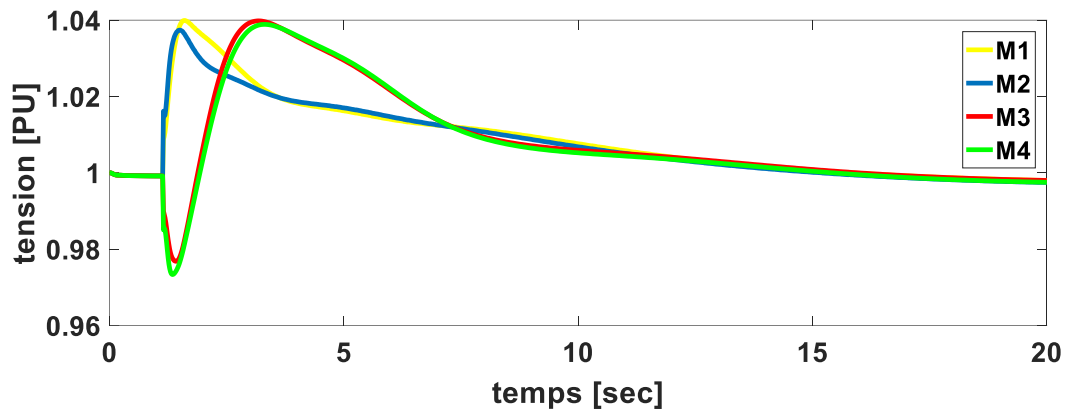


Figure 3.21: Variation de la tension de chaque machine.

3.4.3 Les résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne

La figure (3.22) montre la réponse de la fréquence selon le taux de pénétration de la ferme éolienne dans les deux régions. On observe que dans la première région la fréquence se diminue et se déséquilibre plus que la deuxième région, donc la région 1 où on a intégré la ferme éolienne c'est la plus influencée de cette diminution de fréquence que la région 2.

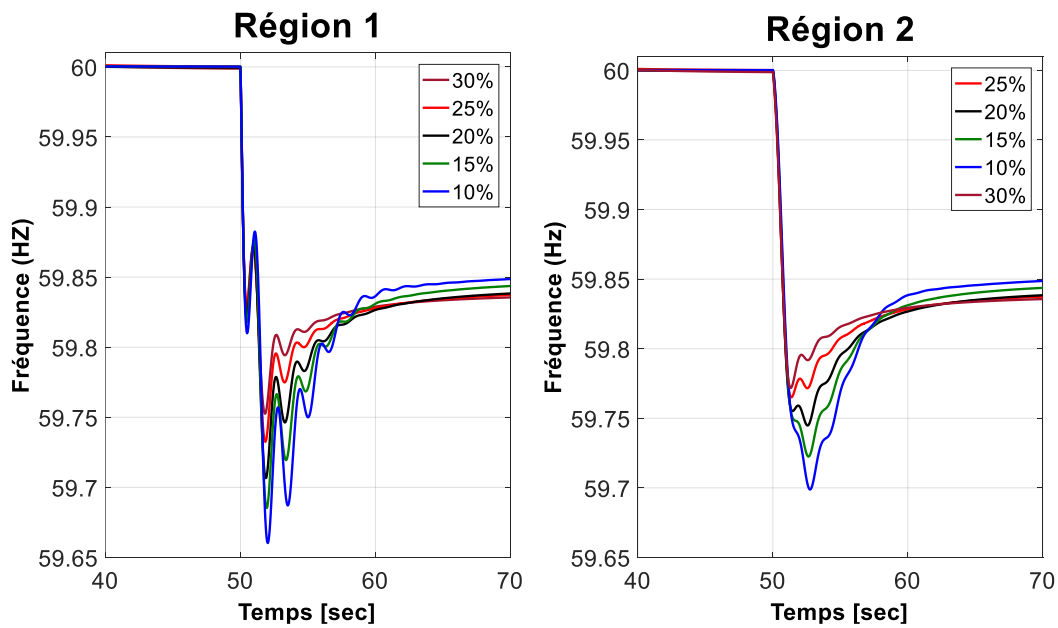


Figure 3.22 : Réponse de la fréquence selon le taux de pénétration de la ferme éolienne.

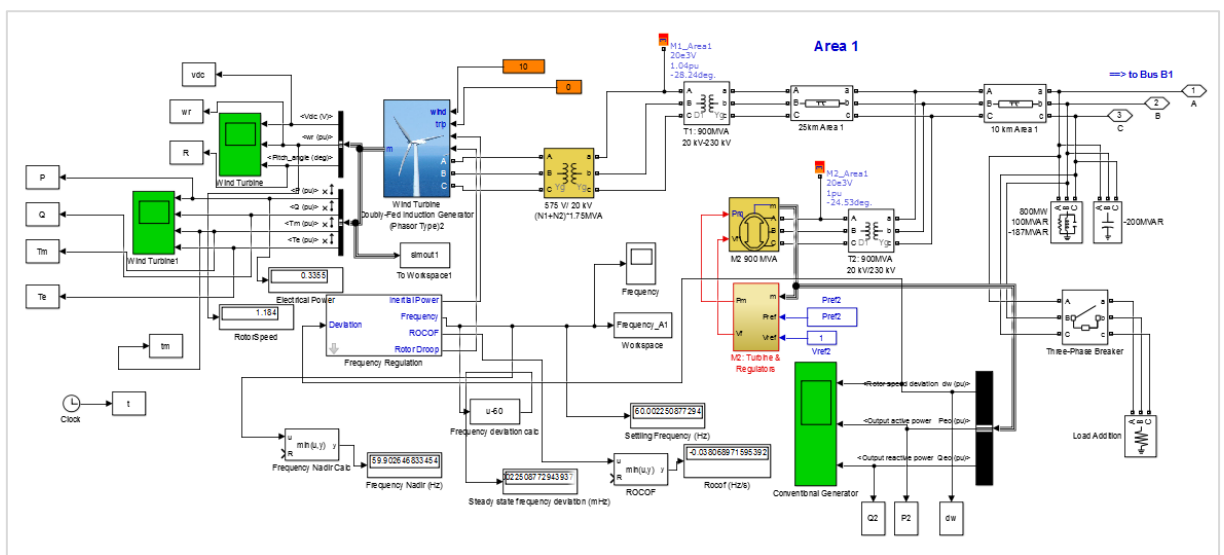


Figure 3.23 : Représentation du réseau multi-machine dans la zone 1 sur MATLAB/Simulink.

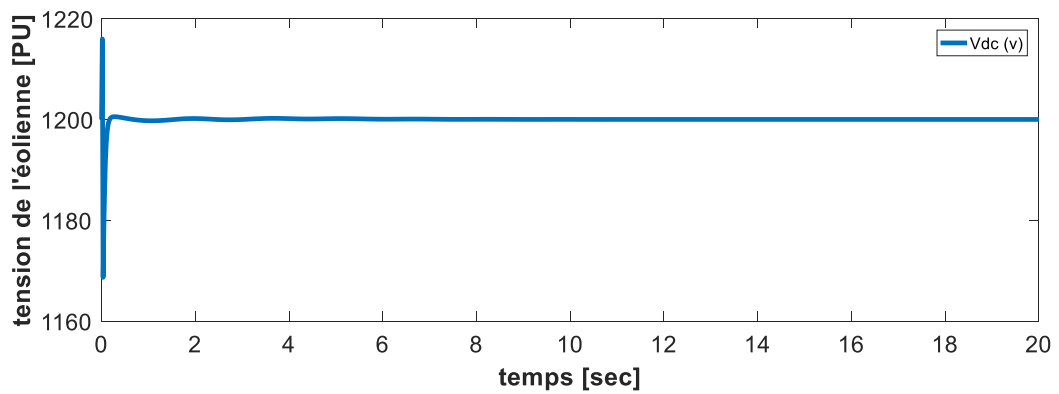


Figure 3.24 : Variation de la tension de l'éolienne.

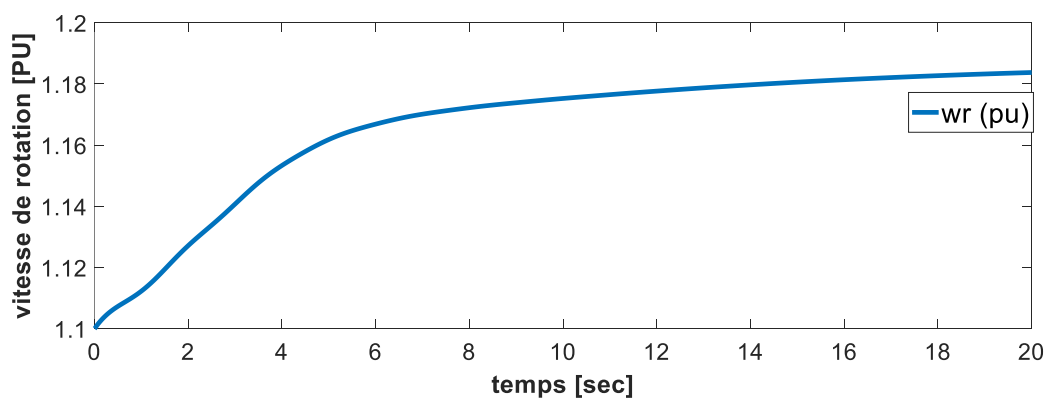


Figure 3.25 : Vitesse de rotation l'éolienne.

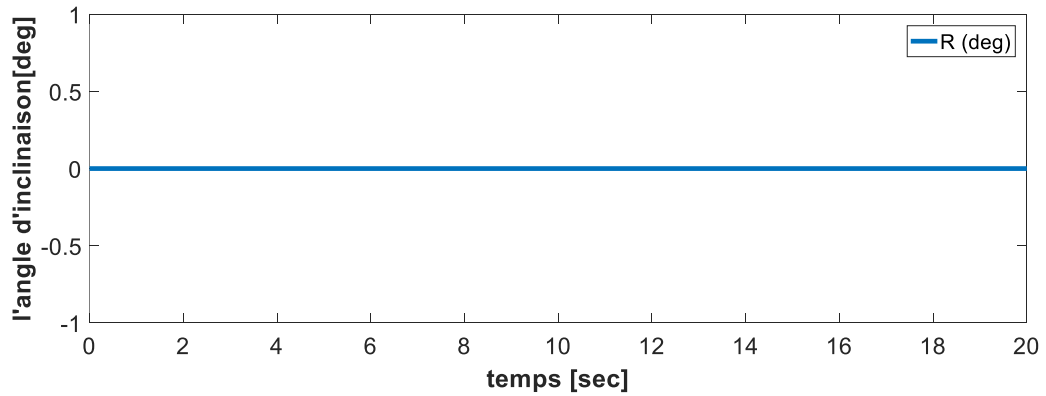


Figure 3.26 : Variation de l'angle d'inclinaison.

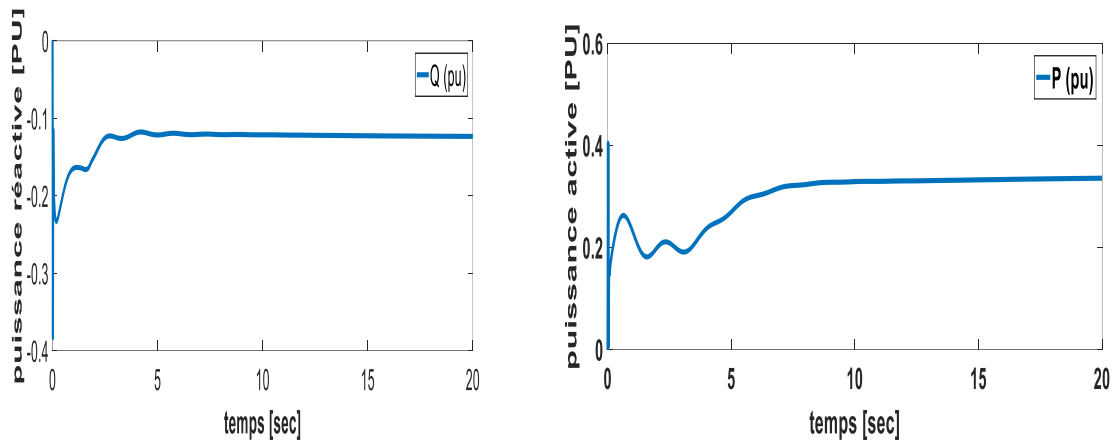


Figure 3.27 : Variation de la Puissance active et la Puissance réactive

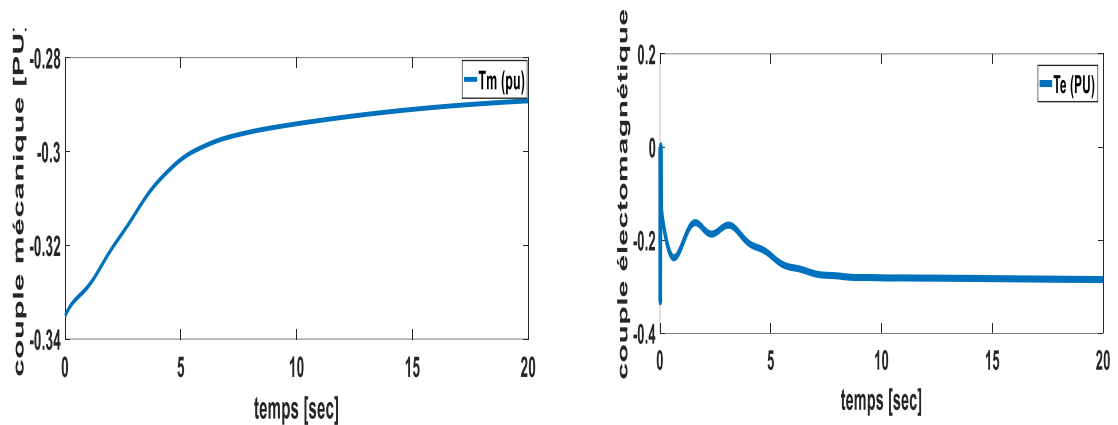


Figure 3.28 : Variation du couple mécanique et couple électromagnétique.

Les figures (3.24, 3.25) montrent respectivement la variation de la tension de l'éolienne et sa vitesse de rotation, On observe que la valeur de la tension de l'éolienne est stable et fixée à une valeur de 1200 [PU], et sa vitesse de rotation augmente régulièrement avec le temps pour se fixée à une valeur proche de 1.19 [PU].

La variation des graphes de la puissance active et la puissance réactive est perturbée pendant 5 secondes lors de l'intégration de la ferme éolienne.

La variation du couple mécanique augmente régulièrement avec le temps pour se fixée à une valeur proche de -0.29 [PU], et la variation du couple électromagnétique est perturbée pendant 5 secondes lors de l'intégration de la ferme éolienne, puis elle se fixe à une valeur proche de -0.3 [PU].

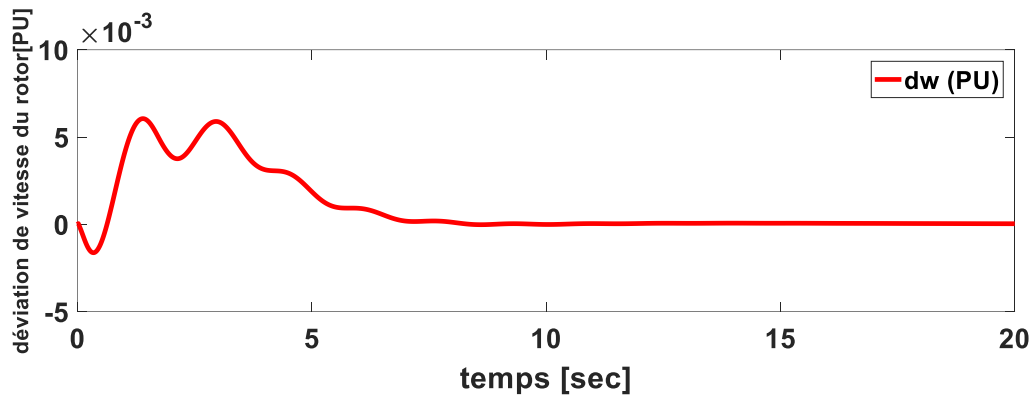


Figure 3.29 : Variation de la déviation de la vitesse du rotor du machine 2

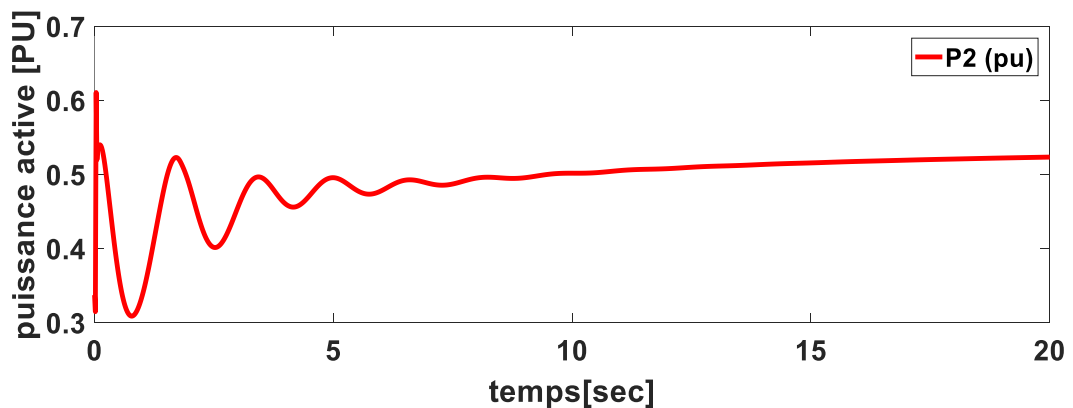


Figure 3.30 : Puissance active de la sortie du machine 2

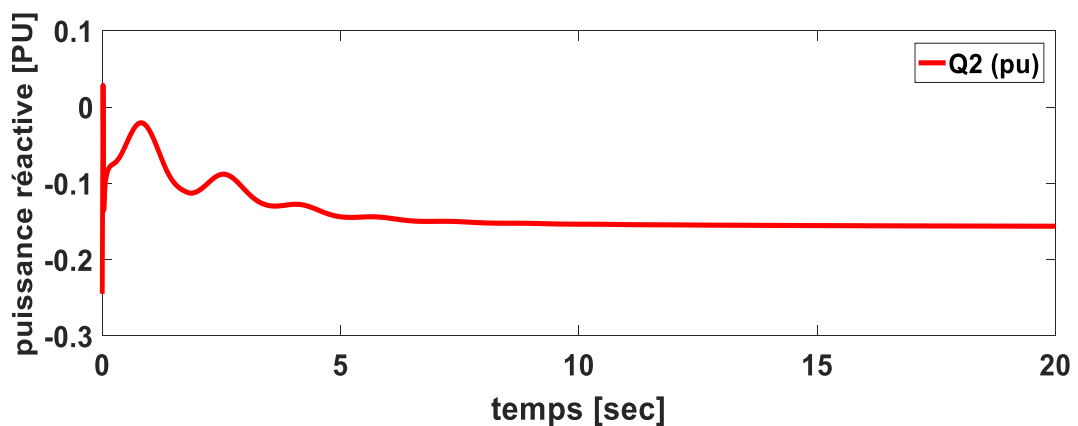


Figure 3.31 : Puissance réactive de la sortie de la machine 2

Dans cette simulation nous présentons l'amélioration et la stabilité de la fréquence lors de l'intégration de la ferme éolienne.

Les figures (3.29 ; 3.30 ; 3.31) montres le profil de Variation de la déviation de la vitesse du rotor du moteur 2, puissance active et la puissance réactive du moteur 2 lors de l'intégration de l'éolienne, donc on remarque que y a une instabilité ou un déséquilibre dans le deuxième moteur au moment de l'intégration de l'éolienne, et après environ (**5sec**) le moteur revient a son état normal.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité le problème de l'évaluation de la stabilité transitoire d'un système mono machine après une perturbation, nous avons bien remarqué l'impact de l'installation du dispositif (SVC) et du PSS à paramètres calculés sur l'amélioration de la stabilité transitoire du système électrique subit des différents types de perturbations.

Aussi l'évaluation de la stabilité de fréquence dans un système multi machine sous l'environnement MATLAB /SIMULINK avec et sans l'intégration de la ferme éolienne.

Conclusion Générale

L'objectif de notre travail est de dimensionner simultanément les contrôleurs d'un dispositif SVC et du PSS par les méthodes d'optimisation pour améliorer la stabilité transitoire des systèmes électriques.

L'étude de la stabilité transitoire du système énergétique fournit des informations sur les variations d'angle du générateur et de la vitesse du rotor, les variations de tension, de courant et de puissance de transmission pendant et après les perturbations du réseau. Cette analyse permet, d'une part, de vérifier si le système fonctionne de manière stable et d'autre part, de déterminer les mesures de protection à prendre pour éliminer les erreurs avant d'atteindre des moments critiques d'instabilité du système.

Le programme développé sous l'environnement MATLAB comprend l'écoulement de puissance et le modèle à deux axes de la machine synchrone avec des régulateurs de tensions et des stabilisateurs de puissance.

Le programme développé est testé sur deux réseaux différents qui sont :

- Cas 1 : réseau mono machine connecté à un jeu de barre infini.
- Cas 2 : un système multi-machine IEEE 4- machine 11 jeux de barres.

Pour cela nous avons subdivisé le travail en trois chapitres :

On a d'abord commencé par définir le problème de la stabilité des réseaux électriques, donner la classification des différents types de stabilités, poser le problème de la stabilité transitoire et son importance primordiale et les différentes types de commande pour le contrôle et la régulation du réseau électrique.

Dans le deuxième chapitre, nous avons décrit les trois parties essentielles du système de conversion éolienne. La première, qui représente la partie mécanique contient la turbine, le multiplicateur et l'arbre. Nous avons ensuite établi les modèles de ces derniers. Et après nous avons construit un dispositif de commande de l'ensemble afin de faire fonctionner l'éolienne de manière à extraire le maximum de puissance de l'énergie du vent. nous avons aussi étudié la modélisation de la machine asynchrone à double alimentation, fonctionnant en génératrice. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi dont la complexité a été réduite. La transformation de Park nous a permis de le simplifier.

Finalement, on a mis en évidence l'influence des SVC et PSS à paramètres optimaux sur la stabilité transitoire et ses aptitudes d'améliorer le comportement des réseaux en régimes perturbés par l'amortissement des oscillations des angles des rotors pour le cas du réseau mono machine, et

l'étude de stabilité de fréquence après avoir intégré une ferme éolienne dans un système multi machine.

Les simulations, les résultats et les représentations graphiques obtenus sous l'environnement MATLAB-SIMULINK ont clairement montré l'apport des compensateurs optimisés à l'amélioration de la stabilité transitoire pour différents types de défauts et perturbations

.

Références bibliographiques

- [1] Mr : IDRI SAID ,Mr : KHALDI FAOUZI, «Amélioration des performances de la tension et la stabilité d'un réseau électrique par la compensation de la puissance réactive» mémoire de master, UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA,2018
- [2] Kaci Lounes, Hami messaoud, «Etude de la stabilité transitoire d'un réseau électrique en présence d'un défaut symétrique» mémoire de master, UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA, 2013
- [3] Mr OUATMANI Fouad,Mr TOUAHRIA Nadir, «Contrôle d'un système éolien connecté au réseau» mémoire de master, UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA
- [4] ILLOUL Ramdane, ZENIA Massyle, SELLAH Yazid, «Stabilisation d'un système SMIB par SVC et TCSC» mémoire de master académique, UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU, 2015
- [5] <https://techno-science.net/glossaire-définition/Réseau-électrique.html/> , consulté le 15.05.2022
- [6] Ens : L. Boufenneche, «Généralités sur les réseaux électriques», Université des Frères Mentouri Constantine 1 2017/2018
- [7] BEMANA NGUEOUELE Yannick « Modélisation des injections de puissance d'un système PV sur un réseau public »institut international d'ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, Mémoire Master 2012
- [8] P. Kundur, et al. « Definition and Classification of Power System Stability », IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp.1387-1401, May 2004
- [9] M. HAMADOU Zakaria, «Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique »mémoire de magister, université UNIVERSITE de SETIF 1
- [10] Derbai Imane, «Evaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique par intégration numérique» mémoire de master, Université Larbi Ben M'Hidi - Oum El Bouaghi – 2015
- [11] HARRACHE Abdenacer « Etudes de la stabilité transitoire d'un système de puissance (cas d'un système multi machines» mémoire de master, université akli mohand oulhadj-bouira
- [12] M. Gordon et D. Hill. « Global transient stability and voltage regulation for multimachine power systems ». In : IEEE Trans. On Power Systems (2008), p. 1–11.
- [13] Y. Guo, D. J. Hill et Y. Wang. « Global transient stability and voltage regulation for power systems ». In : IEEE Trans. On Power Systems 16.4 (2001), p. 678–688.

- [14] C. ALONSO, «Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie, »Mémoire en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger les Recherches, Université Paul Sabatier, Toulouse III, 2003.
- [15] www.actu-environnement.com/ae/dictionnaire_environnement/definition/eolienne.php4
- [16] M. S. ABDOULAZIZ, « Etude du Générateur Asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne », mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, 2007.
- [17] RANDEE HOLMES et SUSAN EDWARDS, « L'ABC des technologies de l'énergie renouvelable », <http://www.pollutionprobe.org>, septembre2003.
- [18] Hamza MOUSSAOUI, «Etude et simulation de la tenue aux creux de tension d'une éolienne a base d'une GADA connectée à un réseau insulaire», Mémoire de master université de bouira, 2021.
- [19] W.Mebarki,S.Sadaoui, « Gestion de l'Energie Eolienne en Fonctionnement Autonome à base d'une GADA », Mémoire de master université de bejaia,2020.
- [20] <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/eolienne/principe-fonctionnement-eolienne/>, consulté avril 2022.
- [21] RANDEE HOLMES et SUSAN EDWARDS, « L'ABC des technologies de l'énergie renouvelable », <http://www.pollutionprobe.org>, septembre2003.
- [22] M.SELMI Tarek, M.LOUFI Tarek, «Modélisation et simulation d'un système éolien connecté au réseau», Mémoire de Master, UNIVERSITE Akli Mohand Oulhadj ,Bouira.
- [23] F. POITIERS, «étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Le 19 décembre 2003 à l'Ecole polytechnique de l'Université de Nantes », Thèse Doctorat de Université De Nantes; Soutenue en 2003.
- [24] M.HASSAD, «Influence de la commande d'une GADA des systèmes éoliens sur la stabilité des réseaux électriques », Mémoire de Magister en Electrotechnique université de Setif 1,2012.
- [25] H. Camblang, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la production d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable», Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers (ENSAM) Bordeaux 2004
- [26] D. Marin, «Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaire», Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2009
- [27] F. D. Bianchi, H. De Battista, et and R. J. Mantz, «Wind turbine control systems : principes , modeling and gain scheduling design», Springer-Verlag. Londres, 2007.
- [28] F.Lescher,« Commande LPV d'une éolienne à vitesse variable pour l'optimisation énergétique et la réduction de la fatigue mécanique», Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2006.

- [29] G. Cunty, « Eolienne et aérogénérateurs : guide de l'énergie éolienne », Edisud, 2001
- [30] H. Camblang, « Digital robust control of a variable speed pitch regulated wind turbine for above rated wind speeds », *Control Engineering Practice*, vol. 16, pp:946-958, 2008
- [31] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo et E. Ceanga « Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, pp : 523-529, 2002.
- [32] V. Rogez, « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique de réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire », Thèse de doctorat, Université d'Artois, Faculté des sciences appliquées, 2004.
- [33] H. CAMBLONG « Minimisation de l'Impact des Perturbation d'Origine Eolienne Dans La Génération D'Electricité Par des Aérogénérateurs à Vitesse Variable », Thèse de Docteur Bordeaux, 2003.
- [34] Y. Bekakra, D. Ben attous, « Speed and Flux Control for DFOC of Doubly Fed Induction Machine Using Sliding Mode Control », *Acta Electrotechnica ET Informatica*, Technical University of Košice, Letn, Košice, Slovak Republic.
- [35] O. GERGAUD « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat, L'Ecole Normale Supérieure de Cachan, 9 Décembre 2002.
- [36] H. Buhler, « Réglage par mode de glissement », presses polytechniques romandes, 1986.
- [37] K. Benchaiba, « Commande de la machine asynchrone par mode de glissement ; apport de la logique floue pour la réduction du phénomène 'chattering' », Thèse de Magister, Université de Batna, 2003.
- [38] A. ABDELLI « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », Thèses de Doctorat, octobre 2007.
- [39] Y. A. BENCHERIF « Modélisation et commande d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation pour la production de l'énergie éolienne », Projet de Fin d'Etude, Ecole Nationale Polytechnique, Département du Génie Electrique, El Harrach, Alger, 2008.
- [40] A. DAVIGNY « Participation aux Services Système de Fermes d'éoliennes à Vitesse Variable Intégrant du Stockage Inertiel d'énergie », Thèse de Doctorat, Département de formation doctorale en génie électrique, Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille, 2007
- [41] J. Pierre Caron, J. Paul. Hautier, « Modélisation et Commande de la Machine Asynchrone », 1995, Edition Technip-Paris.

[42] S. Tamalouzt, « Etude Comparative de l'Alimentation de la MADA par un Convertisseur AC/AC a Commutation Forcé et Naturelle », Mémoire de Magistère en électrotechnique, Université de Batna, 25 juin 2005.

[43] R. Abedessemed, M. Kadjoudj, « Modélisation des Machines Electriques », Presse de l'Université de Batna. ALGERIE, 1997.

[44] N. LAVERDURE «Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires», Thèses de Doctorat, INPG, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, 2005.

[45] Issam Griche, Sabir messalti, kamel Saoudi, Mohamed Y. Touafek «A New Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) and PI Controller to Voltage Regulation of Power System Equipped by Wind Turbine » Vol. 21, No. 2 , pp. 149-155, April, 2019.

[46] K. Saoudi, « Stabilisateurs Intelligents des Systèmes Electro-énergétiques, » Thèse de Doctorat, Université de Sétif, Algérie, 2014.

Annexe

1. Réseau à jeu de barre infini

Toutes les données sont en unité relative

$S_B=8$ 28.21 MVA	$H =$ 3.77 s	$V_B =$ 18 kV	$f =$ 60 Hz	$R_s=0.$ 0048	$X_d =$ 1.79	$X'_d =$ 0.355
$X''_d =$ 0.275	$X_q =$ 1.66	$X'_q =$ 0.570	$X''_q =$ 0.275	$T_d =$ 7.9 s	$T'_d =$ 0.410 s	$T''_d =$ 0.032s

Nombre de pôles =4	Facteur de puissance =0.9	$R_e = 0.027$	$X_e = 0.1$	$KA = 200$	$TF = 1.0$	$AE_x = 0.0012$
$TA = 0.06$	0.9	$VR_{max} = 1$ $VR_{min} = -1$	$TE = 0.052$	$KE = -0.0465$	$KF = 0.0832$	$BE_x = 1.264$

2. Réseau multi-machines

➤ Paramètres des générateurs

$P_N = 900$ MVA	$V_N = 20$ kV	$f_N = 60$ Hz	$X_d = 1.8$
$X'_d = 0.3$	$X''_d = 0.25$	$X_q = 1.7$	$X'_q = 0.55$
$X''_q = 0.25$	$X_L = 0.2$	$T_{do}' = 8$ s	$T_{do}'' = 0.03$ s
$T_{qo}' = 0.4$ s	$T_{qo}'' = 0.05$ s	$R_s = 0.0025$	Paires de pôles = 4

$H = 6.5$ s pour G1 et G2.

$H = 6.125$ pour G3 et G4.

➤ Paramètres des transformateurs

$S_B = 900$ MVA	20/230 kV	$f = 60$ Hz	$R_1 = 1e-6$	$R_2 = 1e-6$
$L_1 = 0$	$L_2 = 0.15$	D_1/Y_g	$R_m = 500$	$L_m = 500$

➤ Paramètres des lignes de transport :

3 Phases	60 Hz	
$L_1=1.4032e-3$ H/km	$R_1=0.0592$ Ω /km	$R_0=1.61$ Ω /km
$L_0=0.0061$ H/km	$C_1=8.775e-9$ F/km	$C_0=5.2489e-9$ F/km

3. Les paramètres de la chaîne de conversion éolienne sont donnés par le tableau 1 et 2.

Tableau 1.
Paramètres de la machine

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale (MW)	1.5
Vitesse nominale de la machine (tr/mn)	1515
Nombre de pair de pôles	2
Résistance statorique ($m\Omega$)	6.3
Résistance rotorique ($m\Omega$)	4.8
Inductance statorique (mH)	11.8
Inductance rotorique (mH)	11.6
Inductance de magnétisation (mH)	11.6
Nominal voltage (V)	400

Tableau 2.
Paramètres de la turbine éolienne

Paramètres	Valeurs
Coefficient optimal de puissance	0.475
Ratio Optimal de vitesse λ	8.1
Longueur de la pale de la turbine (m)	14
Vitesse nominal du vent (m/s)	12
Vitesse minimale du vent (m/s)	4
Multiplicateur de vitesse	1/23
Moment d'inertie (kg.m ²)	50

ملخص

لإجراء دراسة لتقييم الاستقرار العابر ، تم استخدام نموذج من محورين للآلة المتزامنة مع منظمات الجهد SVC ومثبتات الطاقة PSS. ودراسة وتقييم استقرار التردد مع دمج مزرعة الرياح في الشبكة باستخدام آلة غير متزامنة ذات تغذية مزدوجة (MADA) في وجود منظمات التردد. تم تطوير البرنامج تحت بيئة MATLAB SIMULINK. تم تطوير هذا البرنامج تم اختباره على شبكة بسيطة مع قضيب لا نهائي وعلى شبكة IEEE 04 متعددة الآلات مع 11 قضيب ناقل.

الكلمات المفتاحية: الشبكات الكهربائية ، الاستقرار العابر ، طاقة الرياح ، جهاز SVC ، MATLAB SIMULINK

Résumé

L'objectif principale visé de ce travail est de faire une étude sur l'évaluation de la stabilité transitoire, un modèle à deux axes de la machine synchrone a été utilisé avec des régulateurs de tensions SVC et des stabilisateurs de puissances PSS. Et l'étude et l'évaluation de la stabilité de fréquence avec l'intégration de la ferme éolienne dans le réseau en utilisant une machine asynchrone à double alimentation (MADA) en présence des régulateurs de fréquences. Un logiciel a été élaboré sous l'environnement MATLAB SIMULINK. Ce logiciel a été testé sur un réseau simple à un jeu de barre infini et sur un réseau multi machine IEEE 04 machines 11 jeux de barres.

Mots clés : réseaux électriques, stabilité transitoire, énergie éolienne, dispositif SVC, MATLAB SIMULINK

Abstract

The main objective of this work is to make a study on the evaluation of transient stability, a two-axis model of the synchronous machine was used with SVC voltage regulators and PSS power stabilizers. And the study and evaluation of frequency stability with the integration of the wind farm into the network using a double-fed asynchronous machine (MADA) in the presence of frequency regulators. Software has been developed under the MATLAB SIMULINK environment. This software has been tested on a simple network with an infinite bus and on a multi-machine network IEEE 04 machines with 11 bus.

Keywords: electrical networks, transient stability, wind energy, SVC device, MATLAB SIMULINK