

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université A. MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie  
Département de Génie Electrique

## Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique  
Spécialité : Réseaux Electriques

### Thème

---

**Connexion d'une production d'énergie éolienne au réseau : Impact  
sur la stabilité**

---

**Préparé par :**

Mr. MASGUENE Halim

**Devant le jury composé de :**

Mr. HAMOUDI

Mme. AOUZELAGUE

**Dirigé par :**

Mr. MEDJDOUB A.

**Soutenu : Le 01/06/ 2023**

**Année Universitaire : 2022/2023**

## Remerciement

Tout d'abord, je tiens à remercier le bon Dieu le tout puissant de m'avoir donné la force et le courage pour l'accomplissement de ce mémoire. Mes remerciements chaleureux, vont à mon encadrant de mémoire **Dr : MEDJDOUB A.** Pour son aide, sa disponibilité, aussi pour sa patience, sa compréhension et son orientation judicieuse tout au long de ma recherche. A travers ce mémoire, j'adresse mes reconnaissances à tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation.

Enfin je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la concrétisation de ce mémoire.

## Dédicace

Je dédie ce modeste travail à

Mes parents, pour leur patience sans limite, leur

Sacrifice de tous les instants.

Toute ma famille.

Tous mes amis(es).

Tous mes collègues des promotions de master.

Tous ceux qui m'ont aidée à réaliser ce mémoire de près ou de loin.

MASGUENE Halim

## SOMMAIRE

Listes des figures	
Liste des tableaux	
Liste des symboles et abréviations	

### **Chapitre I Généralités sur les réseaux électriques**

Introduction générale .....	1
I.1 Introduction .....	2
I.2 Définition du réseau électrique .....	2
I.2.1 Grandeur physique .....	3
I.2.1.1 Grandeurs électriques .....	3
I.2.1.2 Disposition spatiale .....	3
I.2.1.3 Données temporelles .....	3
I.3 Structures topologiques .....	3
I.3.1 Structure maillée .....	3
I.3.2 Structure bouclée .....	4
I.3.3 Structure radial .....	4
I.4 Différents types de réseaux électriques .....	5
I.4.1 Station de production .....	5
I.4.2 Le réseau de transport .....	6
I.4.2.1 Lignes aériennes et câbles souterrains .....	6
I.4.2.2 Postes de transformation .....	6
I.4.3 Le réseau de répartition .....	6
I.4.4 Le réseau de distribution .....	7
I.4.4.1 Réseaux de distribution à moyenne tension .....	7
I.4.4.2 Réseaux de distribution à basse tension .....	7
I.5 Structure générale d'un réseau électrique .....	8
I.6 Les niveaux de tension .....	8
I.7 Conclusion .....	9

### **Chapitre II Les productions distribuées**

II.1 Introduction .....	10
II.2 Les productions décentralisées .....	10
II.2.1 Définition .....	10

II.3 Différents types de production décentralisée à base d'énergie renouvelable .....	10
II.3.1 Energie thermique .....	10
II.3.2 Energie solaire .....	11
II.3.3 Energie hydraulique .....	12
II.4 Historique de l'énergie éolienne.....	13
II.5 Différents types des éoliennes .....	14
II.6 Composantes d'une éolienne à axe horizontale .....	15
II.7 Zones de fonctionnement .....	16
II.8 Principe de fonctionnement de l'éolien .....	16
II.9 Éolienne à vitesse fixe et à vitesse variable .....	17
II.9.1 L'éolien à vitesse fixe .....	17
II.9.2 L'éolien à vitesse variable .....	18
II.10 Avantages et inconvénients de l'éolienne.....	19
II.10.1 Avantages .....	19
II.10.2 Inconvénients.....	19
II.11 La technologie d'aérogénérateur .....	19
II.11.1 Les différentes chaines de conversion éolienne .....	20
II.11.2 Machine asynchrone à cage .....	21
II.11.2.1 Principe de fonctionnement .....	21
II.11.2.2 Les avantages et inconvénients de MAC .....	22
II.12 Condition technique de raccordements .....	22
II.12.1 Connexion au réseau .....	22
II.12.2. Tension de raccordements .....	23
II.12.3. Type de raccordement.....	23
II.13 Conclusion .....	24

### **Chapitre III Phénomène de stabilité transitoire**

III.1 Introduction .....	25
III.2 Définition de la stabilité des systèmes.....	25
III.3 Classification de la stabilité.....	25
III.2.1 Stabilité de tension .....	26
III.2.1.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	26
III.2.1.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations.....	26
III.2.2 stabilité de fréquence .....	26

III.2.3 Stabilité de l'angle de rotor (angulaire).....	26
III.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations .....	27
III.2.3.1.1 Stabilité statique.....	27
III.2.3.1.2 Stabilité dynamique .....	27
III.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoire) .....	27
III.2.3.2.1 Notion et concept.....	27
III.4 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire .....	30
III.4.1 Les méthodes directes (énergétiques).....	30
III.4.1.1 Avantage des méthodes directes : .....	31
III.4.1.2 Inconvénients des méthodes directes : .....	31
III.4.2 Les méthodes indirectes .....	31
III.4.2.1 Equation de mouvement (équation mécanique).....	32
III.4.2.1.1 Equation de mouvement sans couple d'amortissement.....	32
III.4.2.1.2 Equation de mouvement avec couple d'amortissement .....	35
III.4.2.1.3 Méthodes d'intégration numérique.....	37
III.4.2.1.3.1 Avantage des méthodes d'intégration numériques .....	38
III.4.2.1.3.2 Inconvénients des méthodes d'intégration numériques .....	38
III.5 Conclusion.....	39

## **Chapitre IV Modélisation de système éolienne basé sur la MSAC**

IV.1 Introduction.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
IV.2 Modélisation de la turbine éolienne .....	40
IV.2.1 Modèle des pales.....	40
IV.2.2 Modèle du multiplicateur de vitesse.....	43
IV.2.3 Modèle de l'arbre mécanique : .....	43
IV.3 Modélisation de la MASC: .....	45
IV.3.1 Représentation de la machine dans plan abc : .....	45
IV.3.1.1 Modèle mathématique de la machine dans abc : .....	46
IV.3.1.1.1 Équations électriques : .....	46
IV.3.1.1.2 Équations magnétiques : .....	47
IV.3.1.1.3 Équations mécaniques :.....	48
IV.3.2 Représentation de la machine dans plan d q :.....	49
IV.3.2.1 Modèle mathématique de la machine dans plan d q : .....	49
IV.3.2.1.1 Application de la transformation de Park à la machine: .....	49

IV.3.2.1.2 Équations des tensions : .....	50
IV.3.2.1.3 Équations des flux : .....	51
IV.3.2.1.4 Expression de couple électromagnétique : .....	51
IV.4 Choix du référentiel .....	51
IV.5 Conclusion.....	52

## **Chapitre V Simulation, résultats et interprétation**

V.1 Introduction .....	53
1- Analyse de la stabilité d'un parc éolienne connectée au réseau sans et avec STATCOM .....	53
V.1.2 Schéma structurel.....	53
V. 3 Schéma bloc d'un parc éolien connecté au réseau .....	53
V.4 Résultats de simulation et interprétation .....	54
□ Scénarios N°1 : Connexion sans défaut et sans compensation .....	54
V.4.1 Le profil du vent des trois turbines .....	54
V.4.2 Les puissance active et réactive des trois turbines .....	55
V.4.3 La vitesse de rotation des trois générateurs .....	56
V.4.4 Les tensions au bus « 25 » (point de connexion de parc éolien).....	56
V.4.5 La puissance active et réactive injectée au bus « 25 ».....	57
□ Scénarios N°2 : Connexion avec défaut et sans compensation.....	58
V.4.6 Les puissance active et réactive des trois turbines .....	58
V.4.7 La vitesse de rotation des trois générateurs .....	59
V.4.8 Les tensions au bus « 25 » (point de connexion de la ferme éolienne) .....	59
V.4.9 La puissance active et réactive au bus « 25 ».....	60
□ Scénarios N°3 : Connexion sans défaut et avec compensation.....	61
V.4.10 Les puissance active et réactive des trois turbines .....	61
V.4.11 La vitesse de rotation des trois turbines.....	62
V.4.12 Les tensions au bus « 25 » (point de connexion de la ferme éolienne) .....	62
V.4.13 La puissance active et réactive au bus « 25 ».....	63
□ Scénarios N°4 : Connexion avec défaut et avec compensation .....	63
V.4.14 Les puissance active et réactive des trois turbines .....	64
V.4.15 La vitesse de rotation des trois générateurs.....	64
V.4.16 Les tensions au bus « 25 ».....	65
V.4.17 Les puissance active et réactive au bus « 25 » .....	65

2- Détermination des temps critiques d'élimination du défaut en régime transitoire: Cas d'un système multi machines .....	67
V.5 Description de réseau .....	67
V.5.1 Données de réseau de 9 buses IEEE .....	68
V.5.2 Données des branches du réseau .....	69
V.6 conclusion.....	72
Conclusion générale .....	72

## Listes des figures

### Chapitre I Généralités sur les réseaux électriques

<b>Figure I.1:</b> Schéma d'un réseau électrique .....	2
<b>Figure I.2:</b> Schéma d'une structure maillé .....	4
<b>Figure I.3:</b> Schéma d'une structure bouclé .....	4
<b>Figure I.4:</b> Schéma d'une structure radial .....	5
<b>Figure I.5:</b> Schémas des réseaux de transport, répartition et distribution .....	5
<b>Figure I.6:</b> Structure générale d'un réseau électrique .....	8

### Chapitre II Les productions distribuées

<b>Figure II.1:</b> Centrale thermique à flamme .....	11
<b>Figure II.2:</b> Schéma d'une installation photovoltaïque connectée au réseau .....	11
<b>Figure II.3:</b> Schéma d'une centrale hydroélectrique .....	12
<b>Figure II.4:</b> Schéma de principe d'une production éolienne .....	13
<b>Figure II.5 :</b> Evolution de la puissance du parc éolien mondial .....	14
<b>Figure II.6:</b> Différents types des éoliennes : A– à axe vertical ; B– a axe horizontal .....	14
<b>Figure II.7 :</b> Schéma des différentes composantes d'une éolienne à axe horizontale .....	15
<b>Figure II.8 :</b> Caractéristique puissance / vitesse de vent d'une éolienne classique .....	16
<b>Figure II.9 :</b> Conversion de l'énergie éolienne.....	17
<b>Figure II.10 :</b> Eolienne à vitesse fixe.....	17
<b>Figure II.11 :</b> Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et la vitesse du vent. ....	18
<b>Figure II.12 :</b> Eolienne a vitesse variable.....	19
<b>Figure II.13 :</b> Chaîne de conversion éolienne basée sur machine asynchrone à cage .....	20
<b>Figure II.14 :</b> Chaîne de conversion éolienne basée sur MADA.....	20
<b>Figure II.15 :</b> Caractéristique couple/vitesse .....	21
<b>Figure II.16:</b> Illustration des configurations de raccordement.....	24

### Chapitre III Phénomène de stabilité transitoire

<b>Figure III.1:</b> Classification de la stabilité des réseaux électriques .....	26
<b>Figure III.2:</b> Variation d'angle de rotor .....	28
<b>Figure III.3:</b> Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini .....	29
<b>Figure III.4:</b> Relation puissance – angle de rotor .....	29
<b>Figure III.5:</b> Variation d'angle de rotor .....	30

### Chapitre IV Modélisation de système éolienne basé sur la MSAC

<b>Figure IV.1:</b> Turbine éolienne.....	40
<b>Figure IV.2:</b> éolienne simplifiée .....	41
<b>Figure IV.3:</b> Coefficient de puissance ( $C_p = f(\lambda)$ ).....	42
<b>Figure IV.4:</b> Schéma bloc du modèle de toute la turbine éolienne.....	45
<b>Figure IV.5:</b> Représentation schématique de la machine dans le système triphasé .....	46
<b>Figure IV.6:</b> Passage du plan abc au plan d q .....	49

## **Chapitre V    Simulation, résultats et interprétation**

### **Scénarios N°1**

<b>Figure V.1:</b> Schéma bloc d'un parc éolien connecté au réseau.....	54
<b>Figure V.2 :</b> Profil du vent.....	54
<b>Figure V.3 :</b> La puissance active.....	55
<b>Figure V.4 :</b> La puissance réactive.....	55
<b>Figure V.5 :</b> La vitesse de rotation.....	56
<b>Figure V.6 :</b> La tension au bus « 25 ».....	56
<b>Figure V.7 :</b> La puissance active au bus « 25 ».....	57
<b>Figure V.8 :</b> La puissance réactive au bus « 25 » .....	57

### **Scénarios N°2**

<b>Figure V.9 :</b> La puissance active.....	58
<b>Figure V.10 :</b> La puissance réactive.....	58
<b>Figure V.11 :</b> La vitesse de rotation.....	59
<b>Figure V.12 :</b> La tension au bus « 25 ».....	59
<b>Figure V.13 :</b> Zoom sur la tension au bus « 25 » .....	60
<b>Figure V.14 :</b> La puissance active au bus « 25 ».....	60
<b>Figure V.15 :</b> La puissance réactive au bus « 25 » .....	60

### **Scénarios N°3**

<b>Figure V.16 :</b> La puissance active.....	61
<b>Figure V.17 :</b> La puissance réactive.....	61
<b>Figure V.18 :</b> La vitesse de rotation.....	62
<b>Figure V.19 :</b> La tension au bus « 25 ».....	62
<b>Figure V.20 :</b> La puissance active au bus « 25 ».....	63
<b>Figure V.21 :</b> La puissance réactive au bus « 25 » .....	63

### **Scénarios N°4**

<b>Figure V.22 :</b> La puissance active.....	64
<b>Figure V.23 :</b> La puissance réactive.....	64
<b>Figure V.24 :</b> La vitesse de rotation.....	64
<b>Figure V.25 :</b> La tension au bus « 25 ».....	65
<b>Figure V.26 :</b> La puissance active au bus « 25 ».....	65
<b>Figure V.27 :</b> La puissance réactive au bus « 25 » .....	66

<b>Figure V.28 :</b> Structure de réseau test.....	68
<b>Figure V.29 :</b> Angle rotorique et la vitesse angulaire pour les trois générateurs a t=0.200s ..	71
<b>Figure V.30 :</b> Angle rotorique et la vitesse angulaire pour les trois générateurs a t=0.260s ..	71
<b>Figure V.31 :</b> Angle rotorique et la vitesse angulaire pour les trois générateurs a t=0.270s ..	72

## Liste des tableaux

### Chapitre I

**Tableau I.1 :** Des domaines de tension alternative ..... 9

### Chapitre II

**Tableau II.1:** Avantage et inconvénients ..... 22

**Tableau II.2:** Niveaux de tension aux points de raccordement en fonction de la puissance installée. .... 23

### Chapitre IV

**Tableau IV.1:** Les valeurs des puissances et tension ..... 69

**Tableau IV.2:** Les caractéristiques du réseau ..... 69

## Nomenclature

**MADA** : Machine asynchrone à double alimentions.

**[P ( $\theta$ )]<sup>-1</sup>** : La transformation inverse de Park.

**$\rho$**  : La densité de l'air.

**R** : rayon de la turbine en m.

**V** : Vitesse du vent en m/s.

**$\lambda$**  : Vitesse spécifique.

**v** : Volume de l'aire.

**E<sub>c</sub>**: Energie cinétique.

**P<sub>vent</sub>** : Puissance du vent disponible.

**P<sub>mec</sub>**: Puissance mécanique de la turbine.

**w<sub>s</sub>** : La pulsation statorique.

**w<sub>r</sub>** : La pulsation rotorique.

**w** : La pulsation électrique entre les bobinages statorique et rotorique.

**$\Theta$**  : Angle et vitesse angulaire du repère.

**w<sub>t</sub>**: Vitesse de rotation des pales (rad/s).

**w<sub>mec</sub>**: Vitesse mécanique de la génératrice (rad/s).

**T<sub>mec</sub>** : Couple mécanique de la turbine (N.m).

**$\Omega_{mec}$** : Vitesses de rotation mécanique.

**J** : Inertie totale des parties tournantes.

**J<sub>t</sub>** : Inertie de la turbine.

**K<sub>f</sub>** : Coefficient de frottement.

**T<sub>em</sub>** : Couple électromécanique.

**C<sub>p</sub> ( $\lambda, \beta$ )** : Coefficient de puissance.

**w<sub>éle</sub>** : vitesse électrique.

**V<sub>sa</sub>, V<sub>sb</sub> et V<sub>sc</sub>**: Tensions instantanées de phases statoriques respectivement des phases a, b et c.

**V<sub>ra</sub>, V<sub>rb</sub> et V<sub>rc</sub>** : Tensions instantanées de phases rotoriques respectivement des phases a, b et c.

**V<sub>sd</sub>, V<sub>sq</sub>** : Tensions statoriques exprimée dans le repère de PARK respectivement sur axe d et q.

$V_{rd}, V_{rq}$  : Tensions statoriques exprimées dans le repère de PARK respectivement sur axe d et q.

$I_{sd}, I_{sq}$  : Courant statorique exprimée dans le repère de PARK respectivement sur axe d et q.

$I_{rq}, I_{rd}$  : Courant rotoriques exprimée dans le repère de PARK respectivement sur axe d et q.

$R_s$  : Résistance de chaque phase du stator.

$R_r$  : Résistance de chaque phase du rotor.

$l_s$  : Inductance propre de chaque enroulement du stator.

$l_r$  : Inductance mutuelle entre les enroulements rotoriques.

$\delta$  : Angle relatif de la puissance électrique en degrés.

$K$  : Constante d'amortissement

$H$  : Constante inertielle par unité.

$C_m$  : Couple mécanique en N m.

$C_e$  : Couple résistant en N m.

$C_i$  : Couple d'inertie en N m.

$C_a$  : Couple d'amortissement en N m

$F$  : Fréquence en Hz

$\delta_m$  : Position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone en rad.

$\theta_m$  : Position angulaire dans le référentiel stationnaire en rad.

$E_a$  : Puissance d'accélération en P.U.

$E_m$  : Puissance mécanique fournie par la turbine en P.U.

$E_e$  : Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes

$\Pi$  : Pi, appelé parfois constante d'Archimède.

$R$  : Résistance en  $\Omega$ .

$X$  : Réactance en  $\Omega$ .

$t$  : Temps en s.

$E_g$  : Tension interne du générateur en P.U

$E_0$  : Tension du jeu de barre infini en P.U.

$W_{ms}$  : Vitesse synchrone du rotor en rad/s.



## **Introduction générale**

---

# Introduction générale

---

## Introduction générale

L'énergie est vitale pour le développement de l'humanité. Sa consommation a connu une forte augmentation depuis l'ère industrielle, et avec l'évolution de la population mondiale, la demande ne fera qu'augmenter. En effet, bien que l'énergie soit abordable aujourd'hui, il est fort probable que cela ne soit plus le cas demain. Il est donc essentiel de se préparer en envisageant différentes sources d'énergie possibles, tout en tenant compte des aspects économiques, politiques et environnementaux. Il est particulièrement important d'adopter un véritable coût de l'énergie qui inclut les externalités actuelles. Les crises pétrolières ont relancé la recherche et le développement des énergies renouvelables dans le monde. Parmi celles-ci, l'énergie éolienne occupe une place importante, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais en tant qu'énergie complémentaire aux autres formes d'énergie.

La multiplication des éoliennes a incité les chercheurs en génie électrique à mener des recherches pour améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et la qualité de l'énergie fournie.

Lorsqu'un réseau d'énergie électrique présente des défauts, il est nécessaire d'effectuer une analyse de la stabilité afin d'évaluer sa capacité à faire face à d'éventuelles perturbations. L'analyse de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter ces perturbations et à proposer les mesures appropriées pour améliorer cette capacité.

La stabilité transitoire est évaluée en résolvant l'équation mécanique qui décrit le comportement dynamique du réseau électrique. Cette analyse vise à identifier et étudier les perturbations les plus critiques susceptibles d'affecter la stabilité du réseau d'énergie électrique.

Dans ce présent travail, nous nous intéressons à l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques lorsque le système subit des perturbations dangereuses comme le court-circuit.

La rédaction de ce mémoire est structurée en cinq chapitres :

- **Le premier chapitre** est consacré à des généralités sur les réseaux électriques.
- **Le deuxième chapitre** traite les généralités sur l'énergie éolienne, ainsi que son insertion dans le réseau électrique.
- **Le troisième chapitre** est consacré à la présentation des notions de basse liées à la stabilité transitoire des réseaux électriques qui sont : définition des différentes stabilités, et les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux.
- **Le quatrième chapitre** aborde la modélisation de la conversion éolienne (Turbine, MAS).
- **Le cinquième chapitre** est dédié à la simulation et interprétation des résultats.



## **Chapitre I :**

# **Généralité sur les réseaux électriques**

# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

## I.1 Introduction

Les réseaux électriques sont des systèmes complexes qui permettent de transporter l'énergie électrique des centrales de production vers les consommateurs finaux, tels que les entreprises et les foyers. Ces réseaux sont essentiels pour alimenter les sociétés modernes et sont donc présents partout dans le monde. En raison de la nature critique de ces systèmes, leur fonctionnement est soumis à des normes et des réglementations strictes pour assurer la sécurité et la qualité de l'énergie fournie aux utilisateurs finaux. Les réseaux électriques sont en constante évolution pour s'adapter à la nouvelle technologie et aux besoins croissants de la société en matière d'énergie électrique.

## I.2 Définition du réseau électrique

Un réseau électrique est un groupe de composants nécessaires pour conduire l'énergie électrique d'un système source (générateur) à charge (consommateur). Cet ensemble comprend le transformateur, lignes de transmission, des postes de distribution, générateurs, moteurs, réacteurs, condensateurs, appareils de mesure et de contrôle, protection contre la foudre et protection contre les court-circuit, etc. [1].

Le réseau électrique a pour fonction d'interconnecter les centres de production, tels que il existe des centrales hydroélectriques et des centrales thermiques, etc. dans les centres de consommation (villes, usines, etc.).

La puissance est transmise à hautes tensions, voire très hautes tensions pour limiter les pertes joules (la perte est proportionnelle au carré de l'intensité) et minimise la chute de tension réduisez progressivement au niveau de tension de l'utilisateur final. [1].

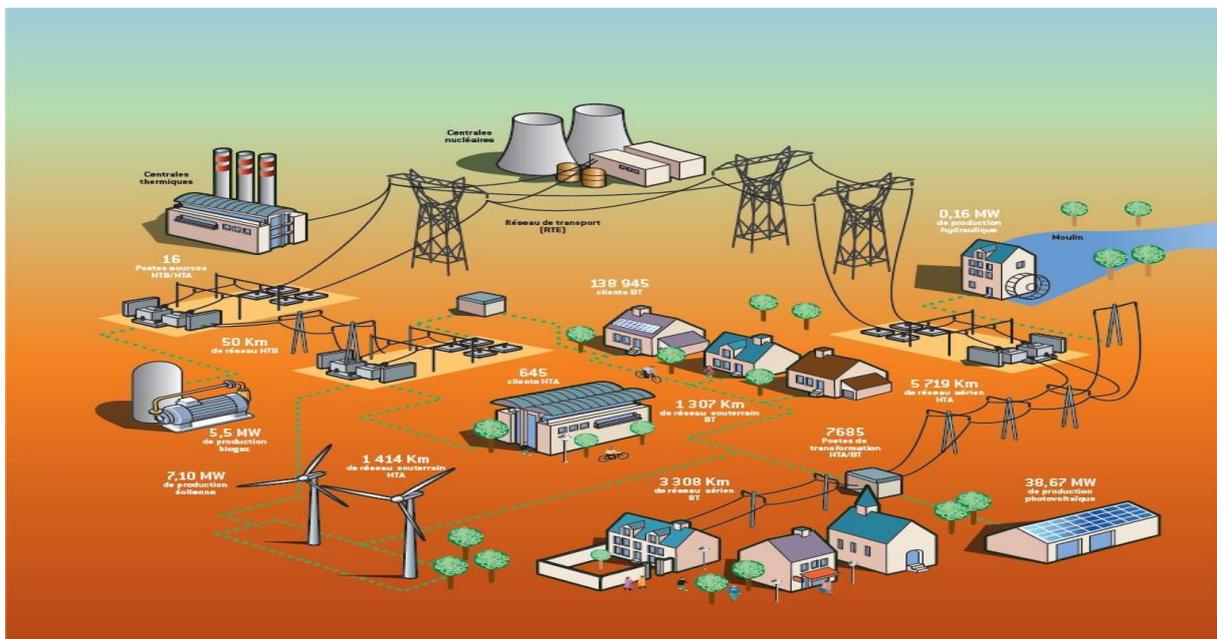


Figure I.1 : Schéma d'un réseau électrique

---

# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

---

## I.2.1 Grandeur physique

- Grandeurs électriques.
- Disposition spatiale.
- Données temporelles [2].

### I.2.1.1 Grandeurs électriques

Fréquence : 50 ou 60 Hz, selon les pays.

Des tensions de centaines de volts à des centaines de KV, regardez ceci ou cela partie du réseau.

Ces grandeurs fondamentales sont affectées par l'intensité du courant circulant dans la ligne, Câbles associés à la génération, la transmission et la transmission de puissance active et réactive consommation.

- Puissance active générée par l'alternateur à partir de la chaleur ou mécanique, et également converti thermiquement ou mécaniquement par des récepteurs,
- La puissance réactive est produite ou consommée dans tous les éléments du réseau. Est nécessaire à noter qu'en mode dynamique l'énergie active est "emmagasinée" par le moteur en rotation (inertie), et l'énergie de réaction est également sous forme magnétique (par ex. transformateurs ou machines électriques tournantes) ou capacitifs (câbles par exemple).

### I.2.1.2 Disposition spatiale

La structure topologique est à échelle :

- des continents
- des pays, des régions
- des sites industriels (centaines de mètres à une dizaine de kilomètres)
- des bâtiments du tertiaire

### I.2.1.3 Données temporelles

Les modifications de l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie provoquent des changements. Perturbations des grandeurs électriques que sont la fréquence et la tension que l'on doit se situer dans une fourchette acceptable.

## I.3 Structures topologiques

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous [3] :

### I.3.1 Structure maillée

Lorsque des lignes en boucle sont regroupées pour relier des points très éloignés les uns des autres, elles forment un réseau maillé. Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d'approvisionnement car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Même une défaillance sur plusieurs tronçons n'engendre pas une grosse perturbation.

# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

Les réseaux maillés sont surtout construits et exploités là où la sécurité d’approvisionnement d’un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, comme c’est particulièrement le cas pour les réseaux de transport et de distribution moyenne tension.

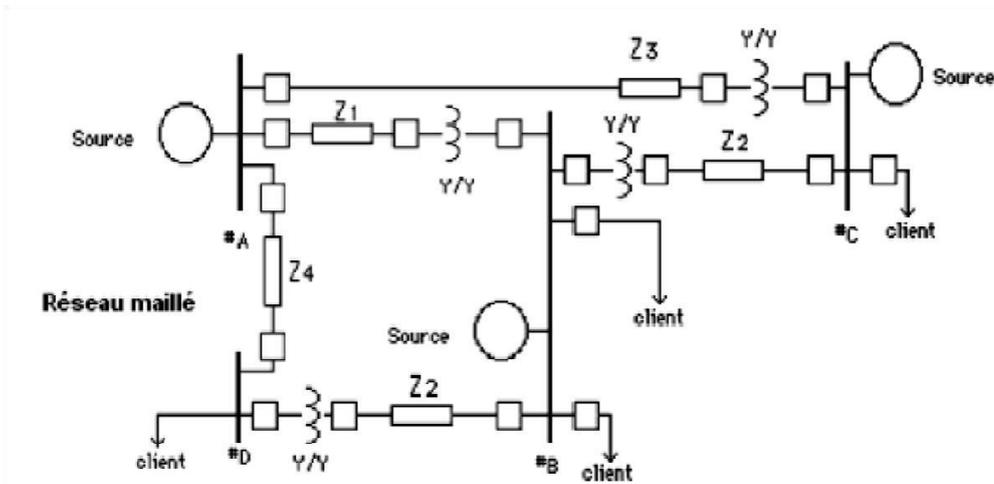


Figure I.1 : Schéma d’une structure maillée

### I.3.2 Structure bouclée

L’assemblage en boucle des lignes permet de mettre hors circuit une partie de la ligne défectueuse grâce à ses points d’ouverture. L’alimentation électrique est interrompue uniquement dans cette partie jusqu’à la réparation de la panne, le reste du réseau peut continuer à fonctionner.

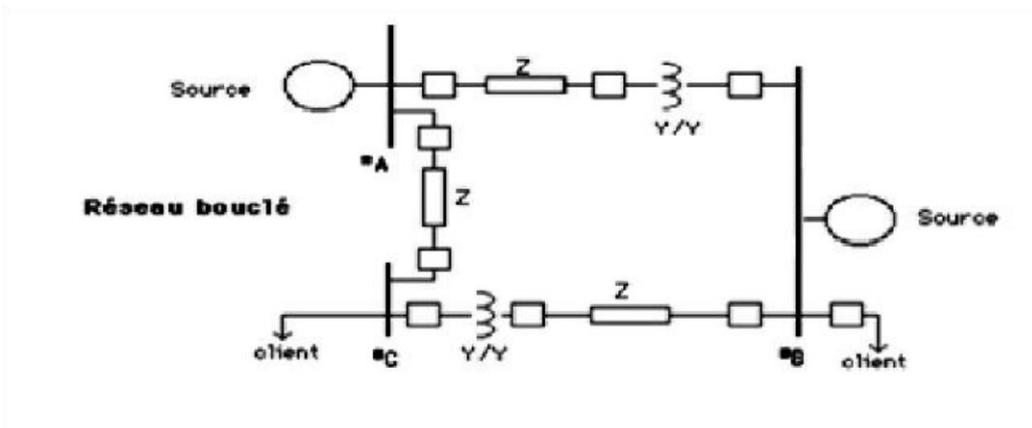


Figure I.2 : Schéma d’une structure bouclée

### I.3.3 Structure radiale

Il représente le réseau sous sa forme la plus simple. Les lignes partent d’un point central, par exemple une station de transformation locale, et rayonnent depuis celui-ci. Si une perturbation se produit sur ce type de réseau, l’alimentation électrique de tous les clients

# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

rattachés à ce rayon défectueux est interrompue, jusqu'à ce que la panne soit réparée. La panne d'une station de transformation peut paralyser tout un quartier [3].

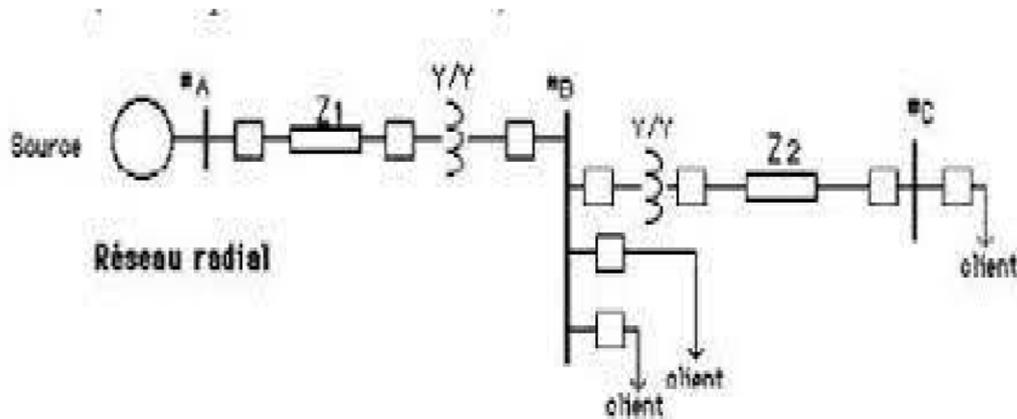


Figure I.3 : Schéma d'une structure radiale

## I.4 Différents types de réseaux électriques

Un grand réseau électrique, également appelé système électrique, est composé de nombreux éléments interconnectés, plus ou moins selon la taille du réseau, et formant un système complexe.

Cette complexité structurelle facilite et augmente le risque de problèmes de stabilité et de dynamique dans les systèmes électriques interconnectés. Les différents niveaux du système électrique sont illustrés dans le schéma de la figure (I.5) [4].

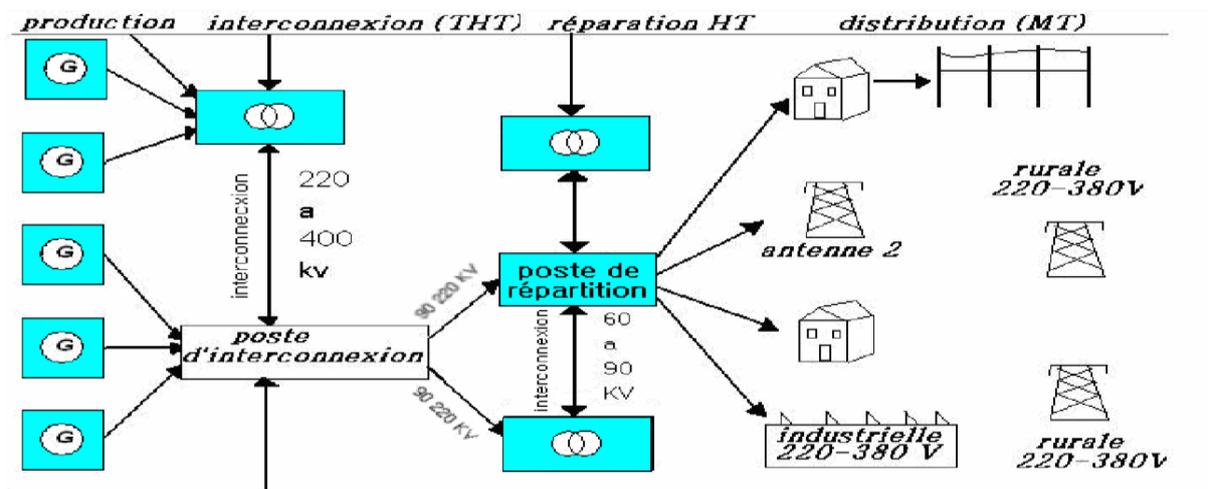


Figure I.4 : Schémas des réseaux de transport, répartition et distribution

### I.4.1 Station de production

La création d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique. La production d'électricité se fait à partir de différentes sources d'énergie primaire. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois.

# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

---

Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydroélectrique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse [4].

## I.4.2 Le réseau de transport

L'énergie électrique produite par les différentes centrales est transportée à des centres de consommations qui sont souvent éloignés des lieux de production. L'énergie électrique étant non stockable doit être produite en temps réel et transportée en tous point du système où cette énergie est demandée afin de satisfaire la demande de consommation.

L'élévation de la tension au moyen des transformateurs est nécessaire pour les longues distances afin de réduire les pertes, le coût d'exploitation et de disposer d'une plus grande quantité d'énergie à la consommation.

Le réseau de transport permet aussi l'échange de puissance entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents, à travers des lignes d'interconnexion [4].

Le réseau de transport est généralement composé de lignes et de postes de transformations. Les détails de ces deux composants seront présentés dans les sous-sections suivantes.

### I.4.2.1 Lignes aériennes et câbles souterrains

Les lignes aériennes et les câbles souterrains sont des équipements permettant de transporter l'électricité sur une longue distance. Elles sont composées de pylônes, de conducteurs, d'isolateurs et de câbles de garde. Les câbles souterrains sont des conducteurs entourés d'une gaine qui assure l'isolation du câble par rapport à son environnement extérieur [5].

### I.4.2.2 Postes de transformation

Les postes de transformation sont composés de différents appareils électriques tel que : des transformateurs, des jeux barres et des dispositifs de sécurité et de mesure. Un poste de transformation est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet de faire le lien entre les différents réseaux (transport, répartition et distribution), de plus il joue un rôle important pour le maintien de la tension [5].

Donc les réseaux de transports et d'interconnexions ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- la tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- Neutre directement à la terre,
- Réseau maillé [6].

## I.4.3 Le réseau de répartition

La vocation de ce réseau est avant tout d'acheminer depuis le réseau de transport vers les grands centres de consommation ces centres de consommation sont :

---

## Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

---

- Soit du public avec accès au réseau de distribution MT.
- Soit depuis un domaine privé avec accès aux abonnements grand public distribués directement dans le HT. Il s'agit principalement des industries telles que la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire, etc...

La structure de ces réseaux est généralement de type souterrain parfois à proximité des zones urbaines. Les tensions sur ces réseaux vont de 25 à 275 kV. Par conséquent, les garanties sont de même nature que celles sur les réseaux de transport, les centres de contrôle régionaux [7].

### I.4.4 Le réseau de distribution

Certains gros consommateurs d'énergie électrique peuvent être desservis directement par le réseau de transport et d'interconnexion, mais en ce qui concerne les consommateurs industriels ou domestiques qui ont besoin de petites puissances, il faut des réseaux intermédiaires qui sont appelés réseaux de distributions.

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :

- Des lignes à moyenne tension (MT ou HTA) alimentées par des postes HT/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes MT/BT.
- Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasé. les réseaux MT font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution [8].

#### I.4.4.1 Réseaux de distribution à moyenne tension

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,- Réseaux souterrains en boucle ouverte [6].

#### I.4.4.2 Réseaux de distribution à basse tension

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés [6].

# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

## I.5 Structure générale d'un réseau électrique

Le schéma se présente comme suit :

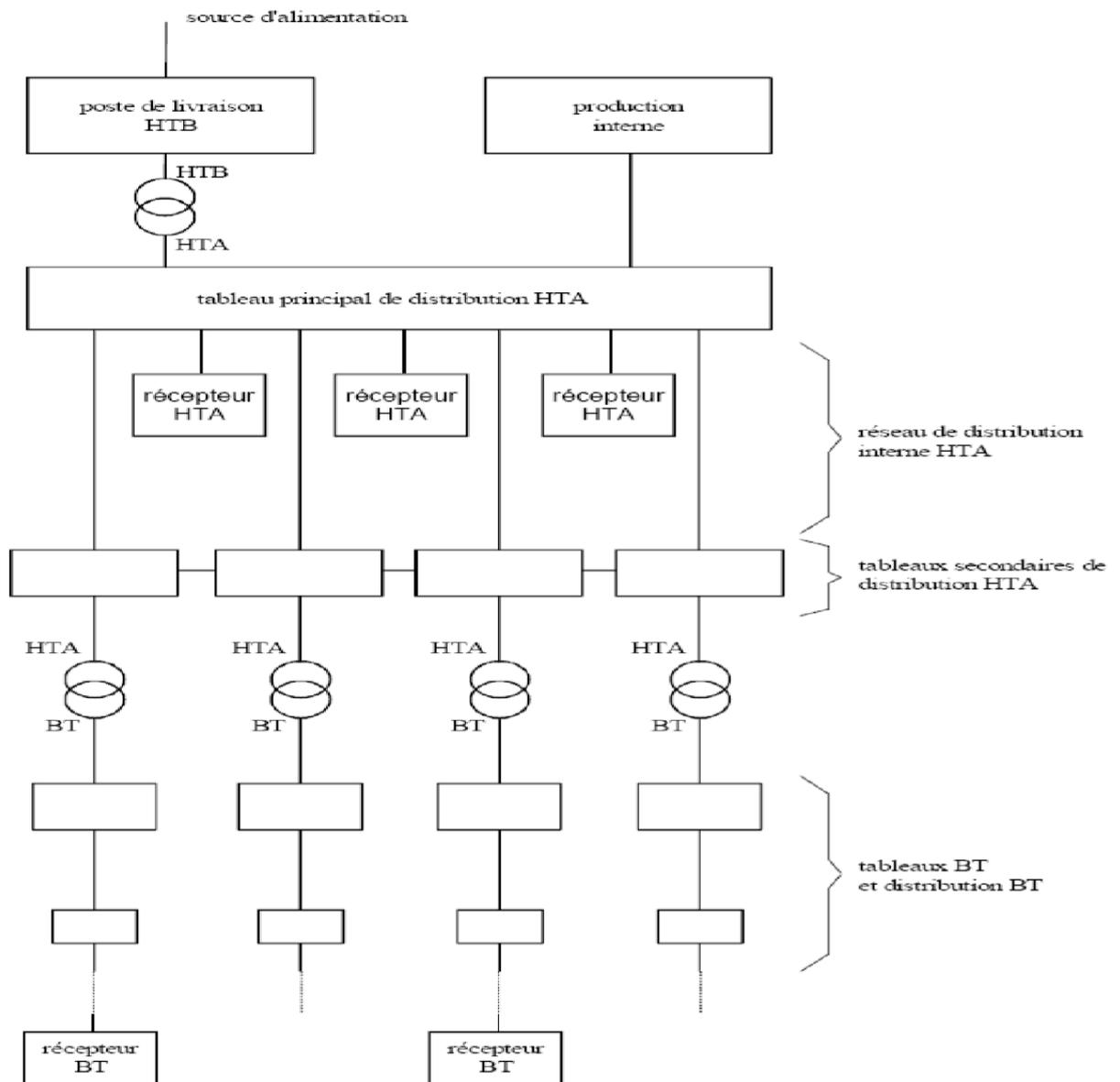


Figure I.5 : Structure générale d'un réseau électrique [9]

## I.6 Les niveaux de tension

La dramatique norme en constance en Algérie (SONELGAZ) définit les paliers d'énergie alternative pendant suit :

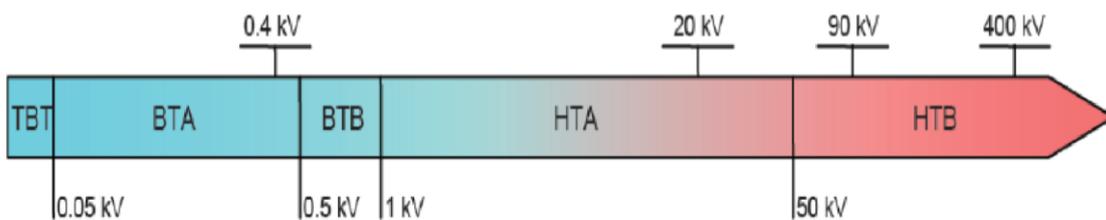
# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

Tableau I.1 : Des domaines de tension alternative [5]

Domaine de tension	Courant alternatif	Courant continu
TBT	$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 120 \text{ V}$
BTA	$50 < U \leq 500 \text{ V}$	$120 < U \leq 750 \text{ V}$
BTB	$500 < U \leq 1000 \text{ V}$	$750 < U \leq 1500 \text{ V}$
HTA	$1000 < U \leq 50 \text{ KV}$	$1500 < U \leq 75 \text{ KV}$
HTB	$U > 50 \text{ KV}$	$U > 50 \text{ KV}$

La nouvelle norme UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- ✦ HTB → pour une tension composée supérieure à 50 kV
- ✦ HTA → pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- ✦ BTB → pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- ✦ BTA → pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- ✦ TBT → pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V



## I.7 Conclusion

Le but de ce chapitre est de donner une définition d'un réseau électrique et d'introduire les composants de base du réseau (transformateurs, lignes de transmission, sources de production, etc.), nous introduisons les types de réseaux qui motivent la connexion des centres de production aux clients. En fait, cette tâche est assurée par le système électrique présenté dans ce chapitre, à savoir définir sa quantité et les différentes structures utilisées pour le réaliser.



**Chapitre II :**  
**Les productions distribuées**

---

## Chapitre II : Les productions distribuées

---

### II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons d'abord fournir une description générale des énergies renouvelables, puis divers concepts d'éoliens et différents générateurs éoliens.

Les systèmes éoliens sont devenus une source d'énergie renouvelable de plus en plus importante dans le paysage énergétique mondial. Ils utilisent la puissance du vent pour générer de l'électricité de manière propre et durable. Parmi les différentes technologies utilisées dans les éoliennes, la machine asynchrone à cage est l'une des plus couramment employées.

Dans ce chapitre on présente les éoliennes de manière générale, ainsi que la chaîne de la conversion électrique.

### II.2 Les productions décentralisées

#### II.2.1 Définition

Ce sont des unités de production d'énergie décentralisée ou distribuée (GED), également appelée production décentralisée (PD). Elles se distinguent des unités de production centralisées par le fait qu'elles sont le plus souvent connectées à des réseaux de distribution et qu'elles sont de petite taille.

De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons les suivantes [10] :

- ❖ La technologie disponible actuellement offre les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW.
- ❖ Les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver ; la production est réalisée à proximité de son utilisation, de manière à réduire les frais de transport.
- ❖ Les rendements énergétiques supérieurs des systèmes de cogénération ou à cycle combiné (gaz et vapeur) permettent une réduction des frais de fonctionnement.
- ❖ Les politiques des états pour promouvoir des technologies propres afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, et promouvoir les énergies renouvelables par des subsides et des interventions dans les tarifs, qui conduisent à des conditions économiques intéressantes.

### II.3 Différents types de production décentralisée à base d'énergie renouvelable

Les énergies renouvelables sont diverses et variées, allant du solaire à l'éolien, géothermie, biomasse, et hydroélectrique.

#### II.3.1 Energie thermique

Les centrales thermiques produisent de l'électricité en exploitant la chaleur générée par la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel.

## Chapitre II : Les productions distribuées

On les trouve souvent près des rivières, lac et mer, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines. La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur). On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur sous pression fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière [11].

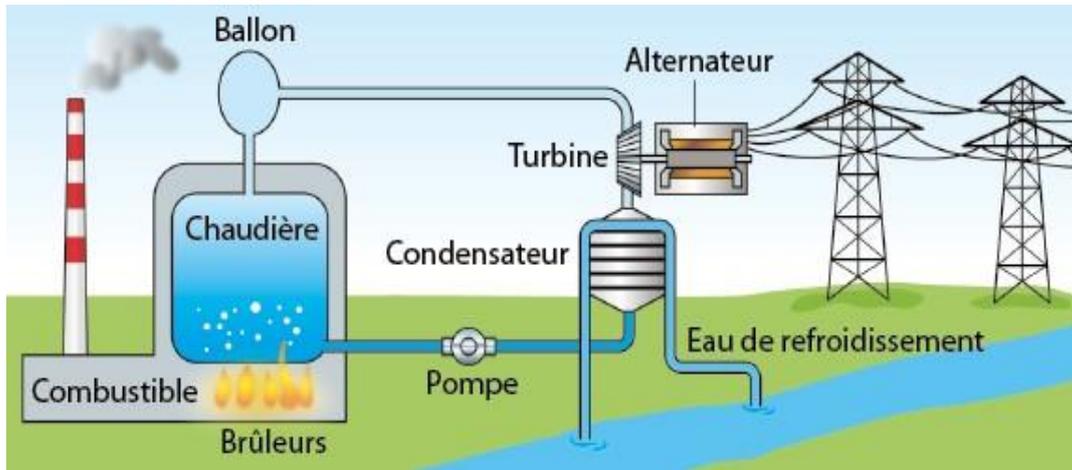


Figure II.1 : Centrale thermique à flamme

### II.3.2 Energie solaire

L'énergie solaire est une source d'énergie qui dépend du soleil. Cette énergie permet de produire de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ou de centrales solaires thermiques grâce à la lumière solaire captée. L'énergie solaire peut être utilisée à grande échelle dans des parcs prévus à cet effet, ou à petite échelle dans des habitations privées. Cette énergie est propre, n'émet pas de gaz à effet de serre et ses matières premières sont gratuites, inépuisables et disponibles partout dans le monde [12].

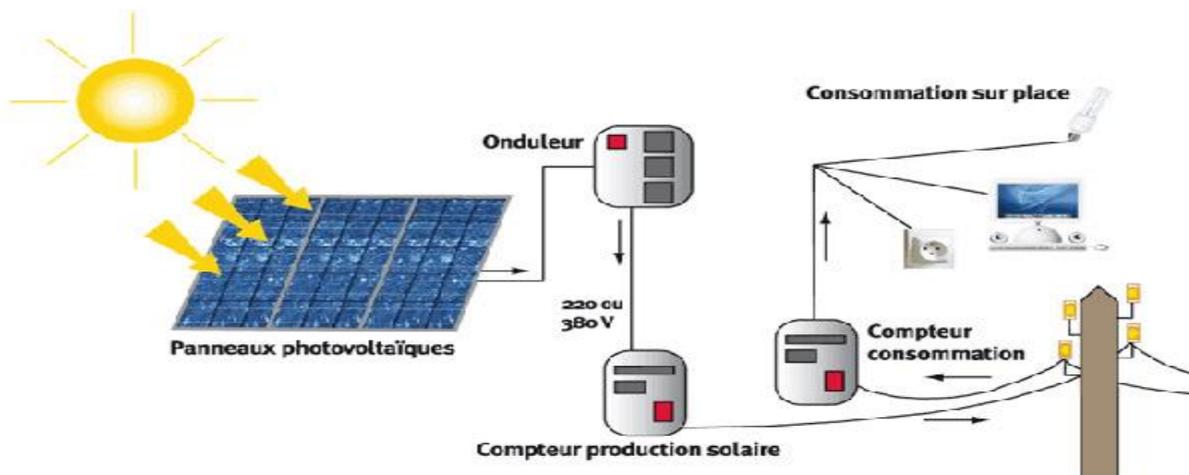


Figure II.2 : Schéma d'une installation photovoltaïque connectée au réseau

## Chapitre II : Les productions distribuées

### II.3.3 Energie hydraulique

Il s'agit d'installations de production d'électricité dans lesquelles le débit créé par l'eau amenée par des conduites libres (canaux) ou sous pression (tuyaux pendants) entraîne en rotation un turbo-alternateur avant de retourner dans le fleuve. C'est une source d'énergie renouvelable, propre et non polluante. Il existe de petites centrales hydroélectriques qui convertissent l'énergie naturelle des chutes d'eau en énergie mécanique grâce à des turbines, puis en énergie électrique grâce à des générateurs [13].

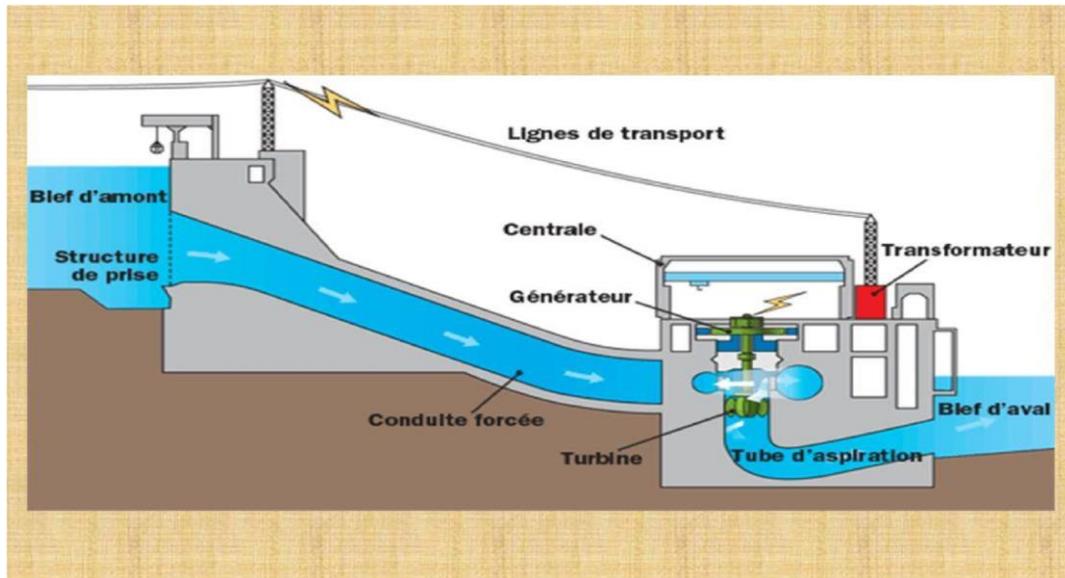


Figure II.3 : Schéma d'une centrale hydroélectrique

### II.3.4 Energie éolien

La production d'énergie éolienne repose sur l'utilisation de la force du vent pour générer de l'électricité. L'énergie éolienne est considérée comme une source d'énergie renouvelable car le vent est une ressource naturelle inépuisable.

L'éolienne utilise la puissance du vent pour entraîner la rotation des pales du rotor. L'axe des pales est mécaniquement relié à un alternateur qui génère des tensions triphasées. Afin de garantir une stabilité de la production d'électricité [11]. Dans notre travail, nous nous intéressons à ce type d'énergie renouvelable.

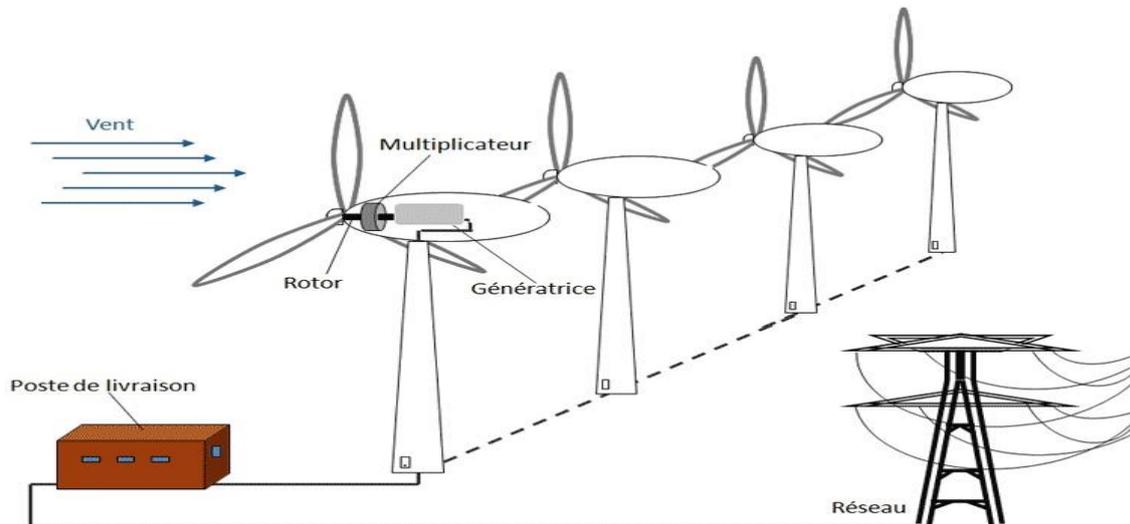


Figure II.4 : Schéma de principe d'une production éolienne

### II.4 Historique de l'énergie éolienne

La préoccupation de l'épuisement des réserves de pétrole, de l'augmentation de la pollution de l'environnement et du changement climatique, a conduit à la recherche de sources d'énergie propres et durables. Parmi les sources d'énergie renouvelables, l'énergie éolienne est une source d'énergie prometteuse, qui gagne actuellement de plus en plus d'attention dans le monde [51].

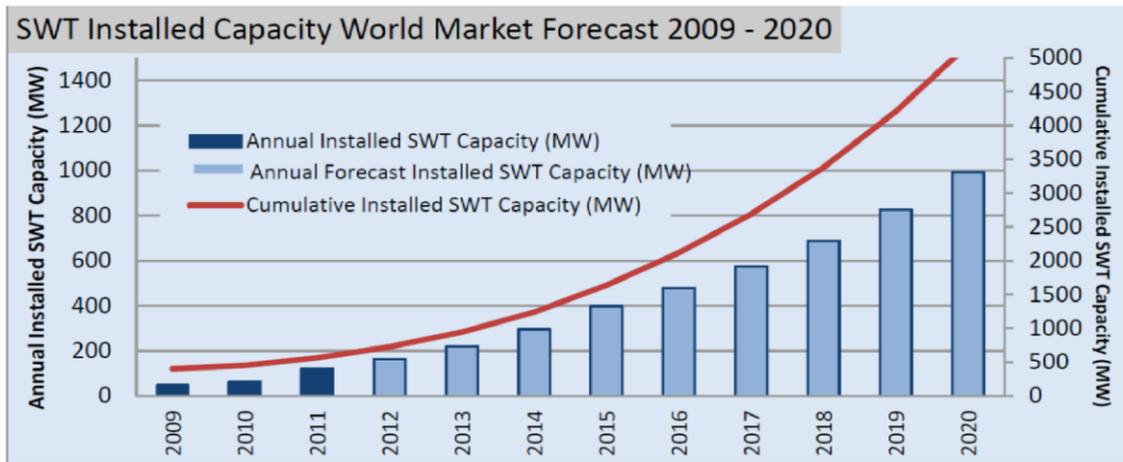
Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2000 ans avant J.-C environ. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. Les Chinois ont également exploité la puissance du vent pour les systèmes de pompage de l'eau [52].

Dès le XIV<sup>e</sup> siècle, des améliorations sont apportées progressivement aux moulins à vent européens afin d'augmenter la portance aérodynamique et la vitesse du rotor. Les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie [53].

Après le premier choc pétrolier, des études et des expériences avec une échelle plus élevée, ce qui oblige plusieurs pays de commencer l'investissement pour améliorer et moderniser la technologie des aérogénérateurs. Cette fois-ci dans le but de produire de l'électricité [54].

Depuis les années 90, l'amélioration de la technologie des éoliennes a permis de construire des aérogénérateurs de plus de 1 MW. Ces éoliennes servent à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur, un barrage hydroélectrique ou une centrale thermique au charbon [55]. La figure (II.5) montre une prévision du marché mondial du petit éolien à l'horizon 2020.

## Chapitre II : Les productions distribuées

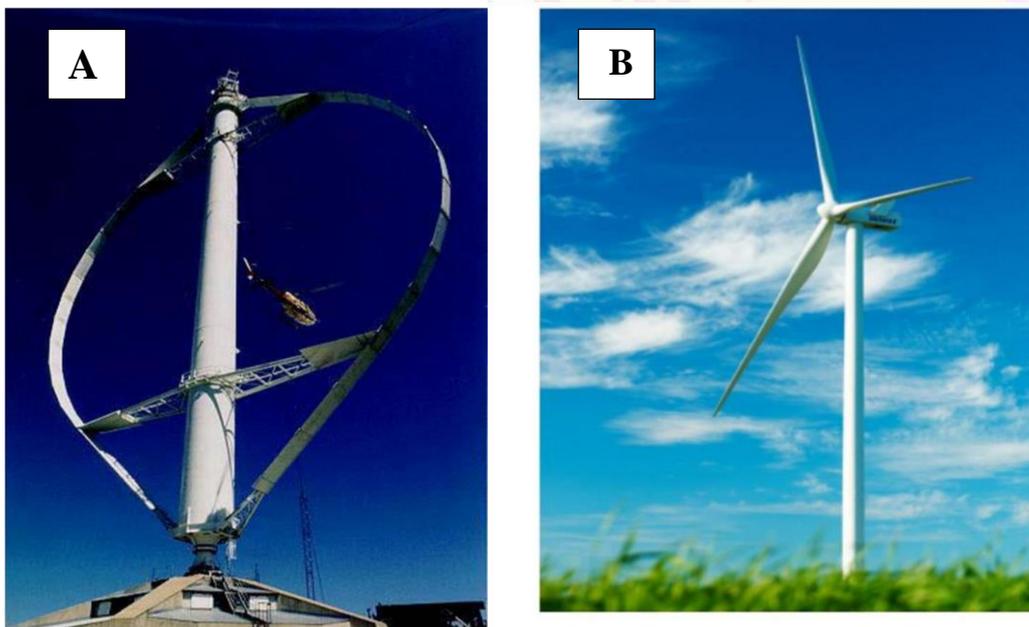


**Figure II.5 :** Evolution de la puissance du parc éolien mondial [19]

Une forte croissance de la demande d'installation de petites éoliennes, cette association envisage en 2020 une capacité de production cumulée de la petite éolienne de 5000 MW à travers le monde.

### II.5 Différents types des éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. En effet les turbines éoliennes sont classées selon la disposition géométrique de leur arbre sur lequel est montée l'hélice en deux types des éoliennes à axe horizontal et à axe vertical ; dans notre étude on s'intéresse à l'éolienne à axe horizontal [14].



**Figure II.6 :** Différents types des éoliennes : A— à axe vertical ; B— a axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal ou éoliennes horizontal dominant la majorité d'industrie éolienne dues à leurs forts rendements. Par contre, les turbines à axe vertical pour un usage

## Chapitre II : Les productions distribuées

résidentiel, ou les éoliennes domestiques et de petite puissance nominale, les turbines à axe vertical ont aussi leur place.

### II.6 Composantes d'une éolienne à axe horizontale

Les composants les plus souvent utilisés pour décrire une éolienne retiennent principalement quatre sous-ensembles [15].

- **Le rotor** : partie rotative de l'éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et réguliers. Il est composé de pales (en général 3) en matériau composite qui sont mises en mouvement par l'énergie cinétique du vent. reliées par un moyeu, ces dernières peuvent en moyenne mesurer chacune 25 à 60 m de long et tourner à une vitesse de 5 à 25 tours par minute.
- **La nacelle** : structure soutenue par le mât abritant les différents éléments mécaniques. On distingue les éoliennes à entraînement direct de celles équipées de train d'engrenages (multiplicateur/réducteur) selon le type d'alternateur utilisé. Les alternateurs classiques requièrent une adaptation de la vitesse de rotation par rapport au mouvement initial du rotor.
- **Le mât** : composé du mât, du système de commande électrique et du transformateur. le mât supporte la nacelle. Il mesure entre 50 et 130 m de haut et a un diamètre à son pied compris entre 4 et 7 m. Une ouverture en bas du mât permet d'accéder aux différents équipements de l'éolienne parmi lesquels le transformateur qui permet d'augmenter la tension de l'électricité produite afin de l'injecter sur le réseau ;
- **La base** : souvent circulaire et en béton armé dans le cas des éoliennes terrestres, qui permet de maintenir la structure globale.

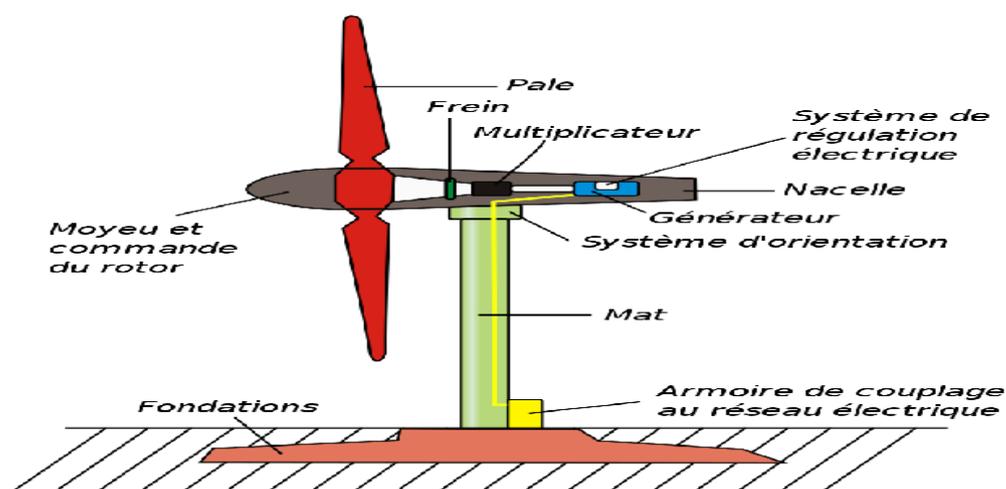


Figure II.7 : Schéma des différentes composantes d'une éolienne à axe horizontale

### II.7 Zones de fonctionnement

Les éoliennes ne peuvent pas fonctionner quelle que soit la vitesse du vent. Il existe une vitesse de démarrage de (5 m/s) et une vitesse maximale de (25 m/s), à partir de (25 m/s) la turbine risque de s'endommager.

On peut définir quatre zones de fonctionnement, la figure (II.8) représente la caractéristique de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent [16].

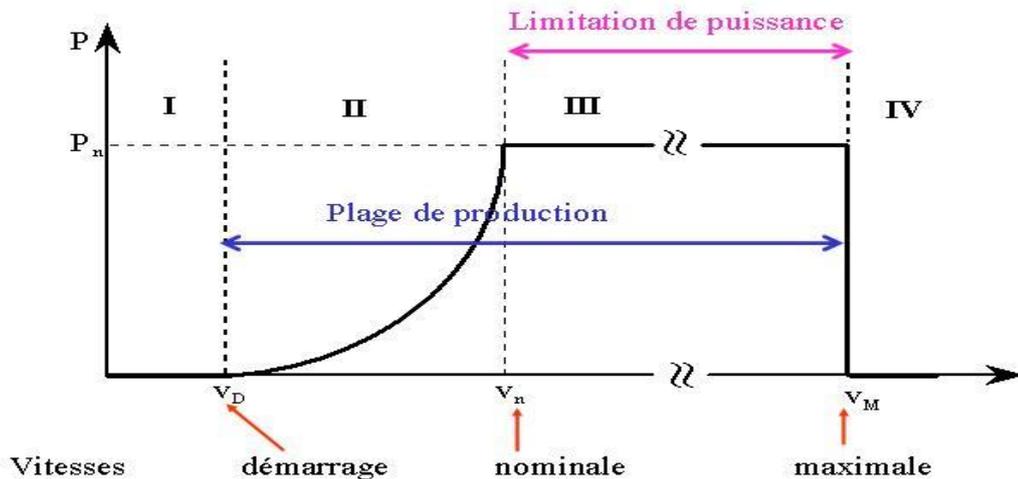


Figure II.8 : Caractéristique puissance / vitesse de vent d'une éolienne classique

- ❖ La zone I : la vitesse du vent est faible, insuffisant pour faire fonctionner la turbine ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont égales à zéro.
- ❖ La zone II : le vent atteint une vitesse minimale  $V_D$  pour permettre le démarrage ; la puissance fournie par l'arbre va dépendre de la vitesse du vent ;
- ❖ La zone III : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leurs valeurs nominales et la puissance  $P$  fournie reste égale à  $P_n$  ;
- ❖ La zone IV : la vitesse du vent est trop importante, pour ne pas endommager le générateur éolienne, les pales de la turbine sont mises en drapeaux ( $\beta=90^\circ$ )

### II.8 Principe de fonctionnement de l'éolien

Le fonctionnement général de l'éolienne est illustré par la figure (II.9). Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes [17] :

- La turbine extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
- La génératrice convertit, enfin l'énergie mécanique en énergie électrique, Transmise ensuite directement ou indirectement au réseau électrique.

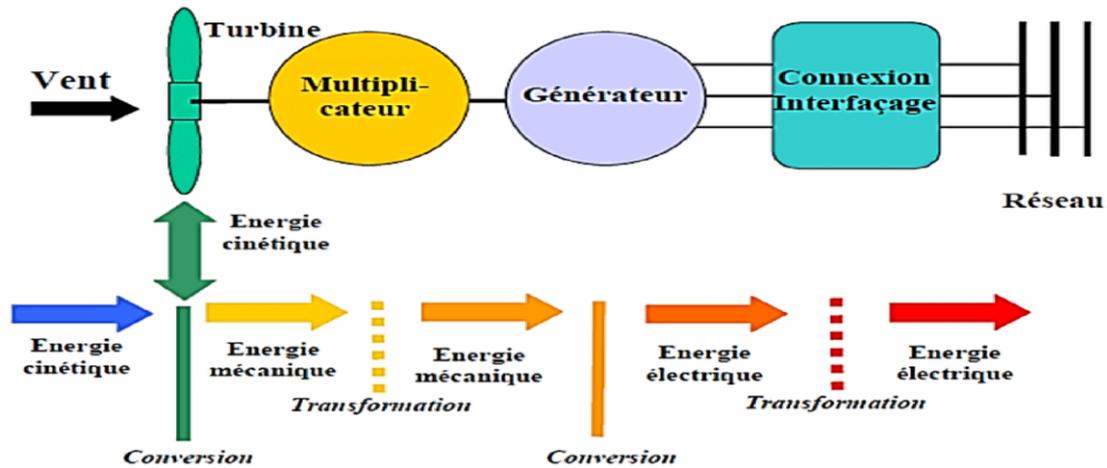


Figure II.9 : Conversion de l'énergie éolienne.

### II.9 Éolienne à vitesse fixe et à vitesse variable

Les éoliennes reçoivent de l'énergie mécanique et la convertissent en énergie électrique. Plusieurs types de techniques peuvent entrer en jeu générateurs dans des systèmes aérodynamiques nécessitant des caractéristiques très spécifiques plus précisément [18].

Dans cette étude, nous décrivons les principaux types de systèmes éoliens.

#### II.9.1 L'éolien à vitesse fixe

Dans le cas des éoliennes à vitesse fixe la puissance de la turbine est optimisée pour un seul point de fonctionnement et la génératrice est connectée directement au réseau. Le problème avec ce type d'installation est que les fluctuations sur la vitesse de vent mènent automatiquement à des fluctuations sur le couple donc des fluctuations de tension à l'origine de stress mécanique pour le rotor.

Les principaux avantages de ce type d'installation peuvent être classés comme suit [19] :

- Système électrique plus simple, aucun convertisseur,
- Pas besoin d'un système d'électronique de commande,
- Moins chère au niveau de l'installation.

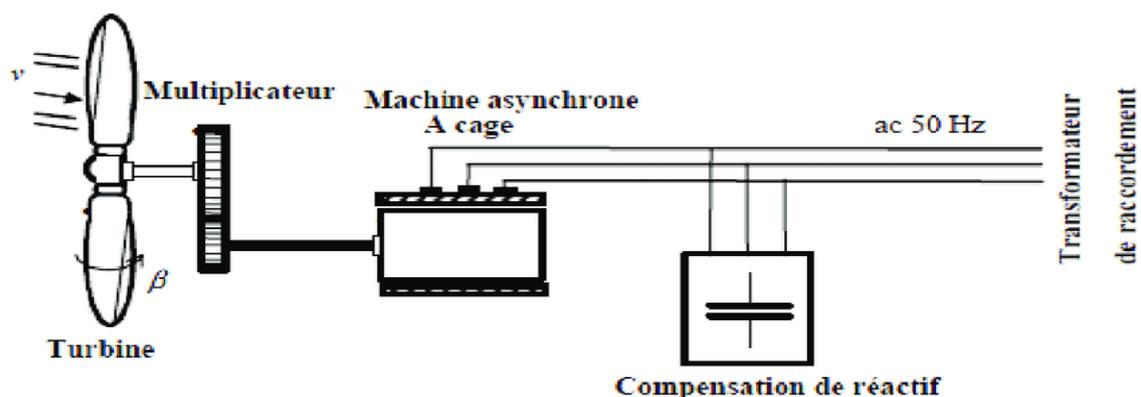


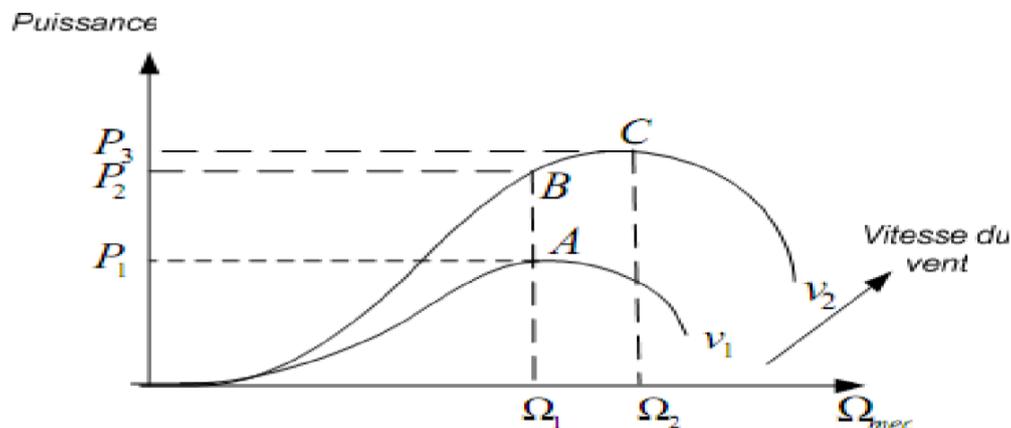
Figure II.10 : Eolienne à vitesse fixe.

### II.9.2 L'éolien à vitesse variable

Dans cette cas, une interface de puissance adapte la fréquence des courants du générateur à celle réseau et permet ainsi de fonctionner à vitesse variable. Autrement dit, l'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau donne lieu à un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la machine électrique, Pour cela, et afin de pouvoir optimiser le point de fonctionnement en termes de la puissance extraite, il y a lieu de pouvoir ajuster la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent. Au niveau de la turbine, on donne sur la figure (II.11) la caractéristique générale de la puissance convertie par une turbine éolienne en fonction de la vitesse mécanique et la vitesse du vent.

Les avantages de ce type d'éolienne sont [19] :

- augmentation du rendement énergétique,
- l'amélioration de la qualité d'énergie,
- réduction des oscillations du couple mécanique.



**Figure II.11** : Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et la vitesse du vent.

Pour une vitesse du vent  $V_1$  et une vitesse mécanique de la génératrice  $\Omega_1$ , on obtient une puissance nominale  $P_1$  (point A). Si la vitesse du vent passe de  $V_1$  à  $V_2$ , et que la vitesse de la génératrice reste inchangée (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance se trouve sur la 2ème caractéristique (point B). La puissance maximale se trouve ailleurs sur cette caractéristique (point C). Si on désire extraire la puissance maximale, il est nécessaire de fixer la vitesse de la génératrice à une vitesse supérieure à  $\Omega_2$ , il faut donc rendre la vitesse mécanique variable en fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de la puissance générée. Des systèmes éoliens à vitesse de rotation variable vont permettre d'optimiser les conditions de fonctionnement de la turbine [20].

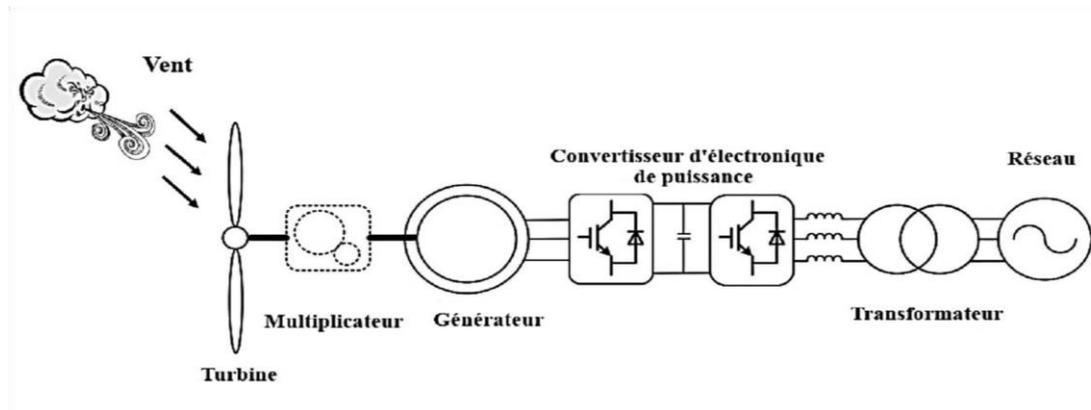


Figure II.12 : Eolienne a vitesse variable

### II.10 Avantages et inconvénients de l'éolienne

L'énergie éolienne a ses propres avantages qui lui permettent sa croissance et son évolution entre les autres sources d'énergie, cela lui permettra de jouer un rôle important à l'avenir à conditions d'éviter les effets de ses inconvénients sont les suivantes [21].

#### II.10.1 Avantages

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles
- L'énergie éolienne ne présente aucun risque et ne produit pas de déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire,
- L'énergie éolienne est une forme d'énergie propre qui ne présente aucun effet néfaste sur l'environnement, contrairement aux autres sources d'énergie responsables d'un changement climatique radical dû à leur production massive et directe de CO<sub>2</sub>.

#### II.10.2 Inconvénients

- Nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour les gérants des réseaux,
- Le coût de l'énergie éolienne demeure plus élevé que celui des sources d'énergie traditionnelles, en particulier sur les sites peu venteux.
- Grâce aux avancées dans le domaine des multiplicateurs, le bruit a considérablement diminué.

### II.11 La technologie d'aérogénérateur

Il existe plusieurs technologies d'aérogénérateurs, elles diffèrent selon le choix de la génératrice et le mode de commande, parmi les plus importantes en trouve [22] :

- ❖ La machine à courant continu ;
- ❖ La machine synchrone à aimants ;
- ❖ La machine asynchrone à cage fonctionnant à vitesse variable ;
- ❖ La machine asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe ;
- ❖ La machine asynchrone à double alimentation (MADA).

## Chapitre II : Les productions distribuées

### II.11.1 Les différentes chaînes de conversion éolienne

Les différentes étapes de conversion de l'énergie éolienne nécessitent l'utilisation de diverses chaînes de conversion. Actuellement, la production d'électricité est l'application la plus courante des turbines éoliennes, pour cela l'utilisation d'une machine électrique est indispensable. Les générateurs utilisés dans les éoliennes sont présentés ci-dessous [18] :

- La configuration figure (II.13) repose sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage fonctionne à vitesse fixe, Elles sont souvent liées à une batterie de condensateurs de compensation de puissance réactive et à un démarreur automatique progressif à gradateur, permettant de limiter le transitoire d'appel au moment de la connexion au réseau.
- La configuration figure (II.14) repose sur une machine asynchrone à double alimentation à rotor bobiné, permettant une vitesse variable.

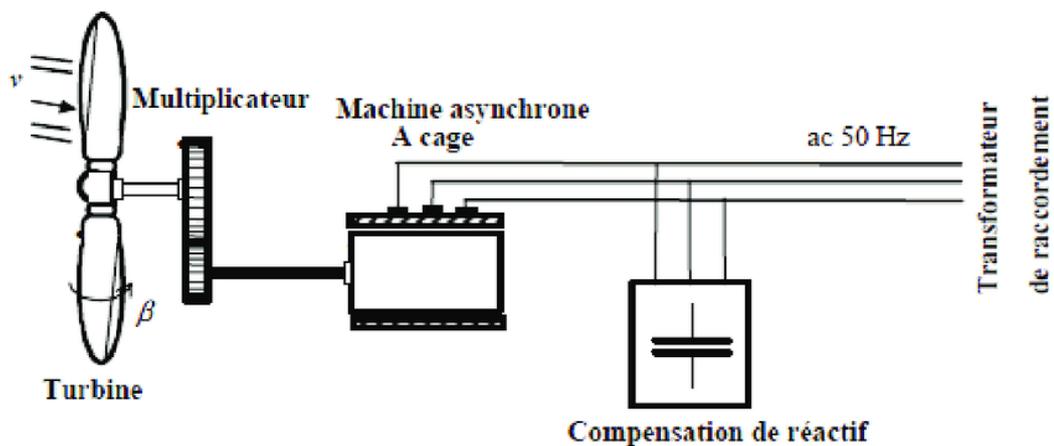


Figure II.13 : Chaîne de conversion éolienne basée sur machine asynchrone à cage

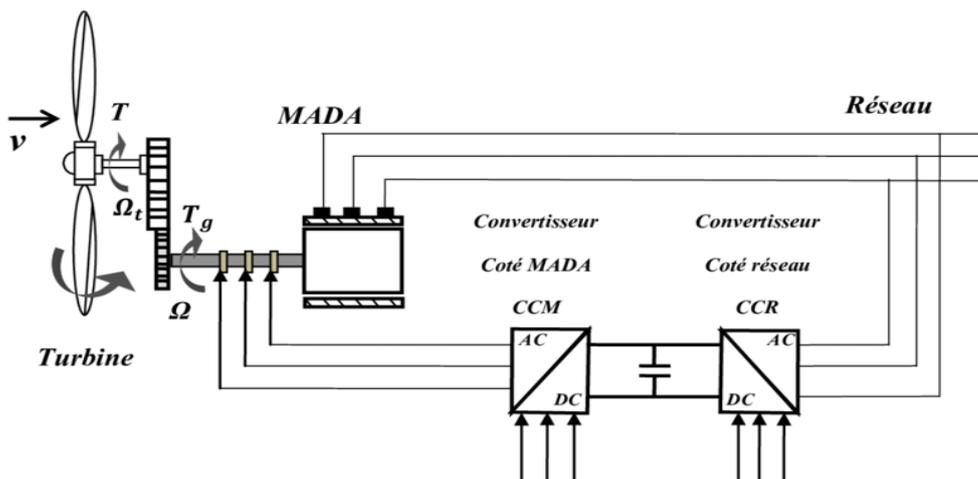


Figure II.14 : Chaîne de conversion éolienne basée sur MADA

### II.11.2 Machine asynchrone à cage

A l'heure actuelle, un grand nombre d'éoliennes installées dans le monde sont équipées de générateurs asynchrones à cage d'écureuil. La plupart des applications utilisant des moteurs asynchrones sont conçues pour fonctionner comme des moteurs électriques (qui représentent également un tiers de la consommation électrique mondiale), mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne[23].

La caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles est donnée sur la figure (II.15).

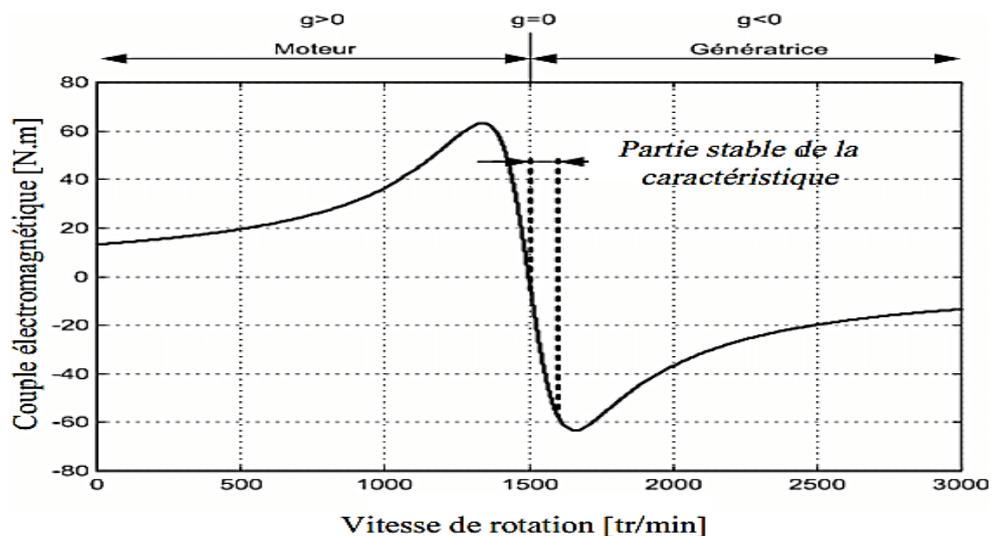


Figure II.15 : Caractéristique couple/vitesse

Pour garantir un fonctionnement stable du dispositif, il est essentiel que la génératrice maintienne une vitesse de rotation proche du synchronisme ( $g=0$ ). Dans le cas de la caractéristique mentionnée précédemment, la génératrice devra maintenir une vitesse comprise entre 1500 et 1600 (tr/min) pour assurer un fonctionnement optimal.

#### II.11.2.1 Principe de fonctionnement

Une machine asynchrone à cage fonctionne en induisant des courants électriques dans le rotor à l'aide d'un champ magnétique tournant créé par le stator. Cette interaction électromagnétique génère un couple moteur, ce qui permet à la machine de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique.

## Chapitre II : Les productions distribuées

### II.11.2.2 Les avantages et inconvénients de MAC

Tableau II.1: Avantage et inconvénients [24]

Avantages	Inconvénients
-Le générateur à induction à cage d'écureuil est directement relié au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur.	Elle nécessite une excitation de puissance réactive.
-Le générateur à induction à cage d'écureuil exige un entretien minimal.	-Le générateur à induction à cage d'écureuil exige un ralentisseur  -Opération à vitesse fixe.

### II.12 Condition technique de raccordements

Selon les pays, et en considération des impacts potentiels des moyens de production sur les réseaux, des conditions techniques spécifiques de raccordement sont reconnues par les codes de réseau ou les codes de distribution.

#### II.12.1 Connexion au réseau

Les éoliennes connectées, comme tous les appareils connectés au réseau, ont une plus ou moins ont un impact significatif sur la qualité de l'énergie. De plus, les parcs éoliens Situés dans une zone avec de bons vents et une mauvaise connexion internet développée. Cependant, les parcs éoliens doivent être connectés de plusieurs manières par exemple [25] :

- Parc éolien connecté à la ligne moyenne tension (HTA) existante qui répond aux demandes environnantes (puissance transmissible de 2 à 5 MW).
- Si la ligne HTA est trop faible pour le parc éolien, elle peut être connectée au jeu de barres HTA de la sous-station (HTB / HTA) la plus proche par sa propre ligne (puissance transmissible de 10 à 40 MW).
- Parc éolien connecté au jeu de barres (HTB) dans la sous-station (HTB /HTA) la plus proche par une ligne propre avec son propre transformateur (HTB / HTA) (puissance transmissible jusqu'à 100 MW).

Quelle que soit la méthode de connexion, plus ou moins d'éoliennes sont introduites dans le réseau moins de variation de puissance. Généralement, la solution la plus courante consiste à connecter moyenne tension (MT), qui génère la plupart des perturbations.

## Chapitre II : Les productions distribuées

### II.12.2. Tension de raccordements

La tension au point de raccordement détermine la puissance maximale de l'insertion de production décentralisée. Les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance de l'installation sont donnés dans le tableau (II.2) [25].

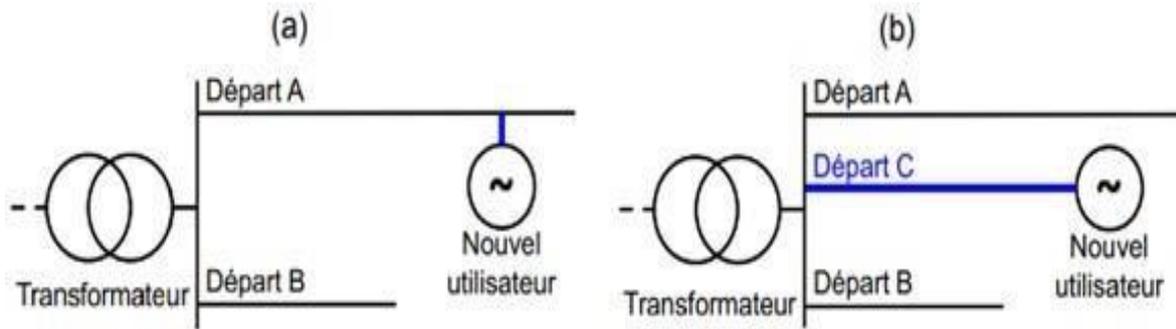
**Tableau II.2 :** Niveaux de tension aux points de raccordement en fonction de la puissance installée.

Réseau	Limite de tension	Niveaux réels	Limite de puissance
BT	$U \leq 1 \text{ KV}$ (raccordement monophasé)	230 KV	$P \leq 18 \text{ KVA}$
BT	$U \leq 1 \text{ KV}$ (raccordement triphasé)	400 KV	$P \leq 250 \text{ KVA}$
HTA	$1 \text{ KV} < U \leq 50 \text{ KV}$	15 KV, 20KV, 33KV	$P \leq 17 \text{ MW}$
HTB	$50 \text{ KV} < U \leq 130 \text{ KV}$	63 kV, 90 kV	$P \leq 50 \text{ MW}$
HTB	$130 \text{ KV} < U \leq 350 \text{ KV}$	150KV, 225KV	$P \leq 250 \text{ MW}$
HTB	$350 \text{ KV} < U \leq 500 \text{ KV}$	400 KV	$P > 250 \text{ MW}$

### II.12.3. Type de raccordement

Deux types de configuration de raccordement sont envisagés [25].

- Le raccordement en départ mixte : le raccordement à un départ existant auquel des consommateurs éventuellement des producteurs sont déjà raccordés figure (II.16.a)
- Le raccordement en départ direct : le raccordement au poste source le plus proche via un départ nouvellement créé pour le nouvel utilisateur figure (II.16.b).



**Figure II.16 :** Illustration des configurations de raccordement

(a) départ mixte      (b) départ direct

### II.13 Conclusion

En conclusion, les systèmes éoliens basés sur la machine asynchrone à cage et raccordés au réseau représentent une technologie avancée et efficace pour la production d'énergie éolienne. Ils contribuent à exploiter de manière optimale l'énergie éolienne et à intégrer cette source d'énergie renouvelable dans le réseau électrique de manière fiable et stable.



**Chapitre III :**  
**Phénomène de stabilité transitoire**

### III.1 Introduction

Dans le domaine de l'ingénierie électrique, la stabilité transitoire des réseaux électriques revêt une importance cruciale pour assurer un fonctionnement fiable et sécurisé du système électrique. Lorsqu'un réseau électrique subit des perturbations telles que des courts-circuits, des variations de charges importantes ou des défaillances d'équipements, il est essentiel de comprendre comment le système va réagir et maintenir sa stabilité.

L'objectif principal de ce chapitre est d'explorer la stabilité transitoire des réseaux électriques, ainsi que les méthodes d'analyse utilisées pour évaluer et prévoir le comportement du système lors de ces transitoires.

### III.2 Définition de la stabilité des systèmes

Au fil des ans, des études diverses et complexes ont été réalisées pour comprendre les problèmes de stabilité du système électrique. Par conséquent, de nombreuses définitions de la stabilité du système électrique ont été proposées, mettant l'accent sur divers aspects reflétant les performances en régime permanent du système. La dernière définition que nous adopterons est le résultat du groupe de travail IEEE [28].

La stabilité du système électrique est la capacité du système électrique à revenir au même état ou à un autre état proche de l'équilibre après avoir subi une perturbation physique dans les conditions de fonctionnement initiales données, de sorte que la plupart des variables du système restent dans leur plage, donc que tout le système est presque laissé tel quel.

Un système d'énergie électrique est dit stable si, après une perturbation, il peut passer d'un état ou état stationnaire à un autre état stationnaire en passant par des états transitoires sans perte du synchronisme. Dépend de la nature et de l'amplitude de la perturbation.

### III.3 Classification de la stabilité

La classification de la stabilité du réseau est essentielle pour l'analyse pratique importante pour résoudre les problèmes de stabilité du système électrique. Peuvent être classés comme suit [29] :

-  La nature de la perturbation : stabilité de l'angle de rotor, stabilité de tension, stabilité de fréquence.
-  L'origine et la taille de la perturbation : petites perturbations et grandes perturbations.
-  Le temps d'évaluation de la perturbation : courte durée et longue durée.

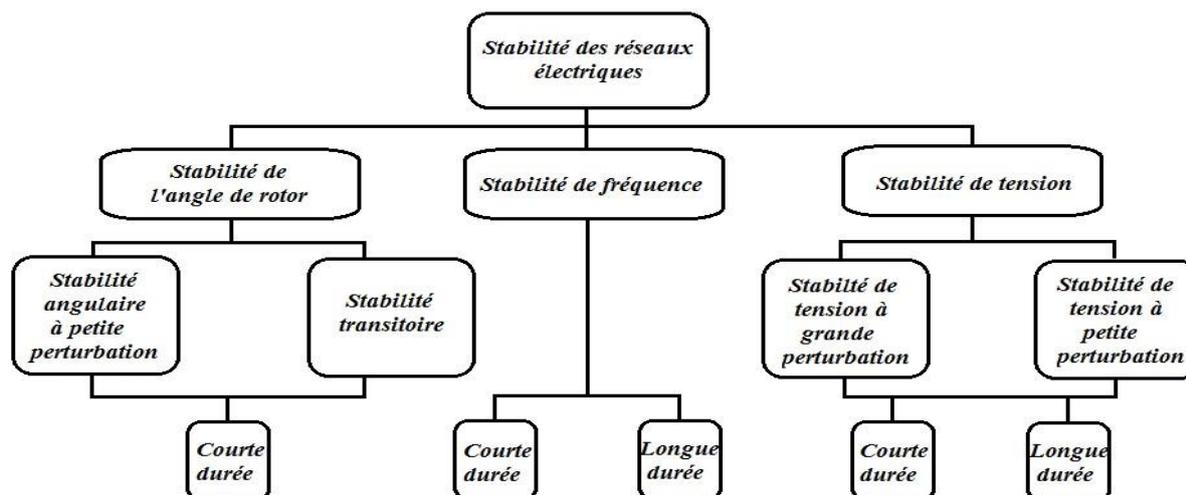


Figure III.1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques [30]

### III.2.1 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un système électrique à maintenir des tensions constantes sur tous les bus du système après avoir subi une perturbation due à une condition de fonctionnement initial donnée. Cela dépend de la capacité à maintenir, rétablir l'équilibre entre la demande de charge et l'alimentation de la charge du système électrique [30].

#### III.2.1.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

La stabilité de la tension en présence de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans une plage acceptable en présence de perturbations telles que : Petites variations de charge, de production, etc.

#### III.2.1.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir la tension du réseau électrique. Nœuds dans les limites de fonctionnement autorisées en présence de défauts graves tels que des pannes d'équipements de transmission ou de production, des courts-circuits, etc. L'instabilité de tension implique plusieurs phénomènes se produisant simultanément. Il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.

### III.2.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système d'alimentation à maintenir une fréquence régulière suite à une perturbation importante du système, entraînant un déséquilibre important entre la production et la consommation [30].

### III.2.3 Stabilité de l'angle de rotor (angulaire)

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/rétablir l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

---

résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs [31].

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories :

### III.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à garder la synchronisation en présence de petites perturbations, telles que : petits changements de charge ou de production, fonctionnement des équipements, etc. [32].

Selon l'origine et la taille de la perturbation, la stabilité de l'angle de rotor est ensuite classée en deux sous-catégories :

#### III.2.3.1.1 Stabilité statique

Un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone identique au régime initial ou infiniment voisin de celui-ci [33]. Dans ce cas, pour étudier le système, il faut évaluer la stabilité statique du réseau. Le système n'est pas stable si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : l'état instable ou l'état d'urgence. Dans un réseau qui est dans l'état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires.

#### III.2.3.1.2 Stabilité dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau [34].

### III.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoire)

#### III.2.3.2.1 Notion et concept

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à rester synchronisé lorsque il subit de grande perturbation transitoire sévère, telles que :

- Des courts circuits sur des lignes de transmission ;
- Des arrêts des générateurs, débranchement des transformateurs ;
- Une perte d'une grande charge etc...

La réponse de l'angle du rotor du système varie considérablement et est influencée par la relation non linéaire entre le couple et l'angle [32].

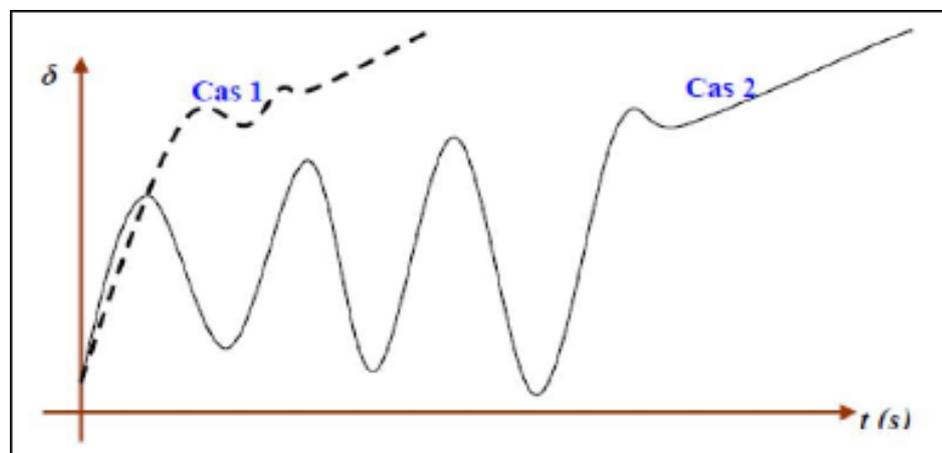
Phénomène de stabilité transitoire :

Lorsqu'un défaut se produit aux bornes d'un GS, la puissance de sortie de la machine est fortement réduite la vitesse de rotation de générateur, sa position angulaire et sa puissance transmise sont exposées à des changements rapides. Ainsi, la puissance d'entrée du générateur

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

à partir de la turbine n'a pas le temps à changer pendant la courte durée du défaut, le rotor s'efforce à tourner pour gagner de la vitesse et stocker de l'énergie. Si le défaut reste existe longtemps (long durée), l'angle du rotor augmente (grande vitesse) jusqu'à ce que le rotor perde toute l'énergie cinétique qu'il a gagnée pendant la période d'erreur. Généralement le phénomène de stabilité transitoire se produit sur le générateur le plus proche de l'emplacement de la perturbation (défaut). Grâce à un meilleur temps de fonctionnement des disjoncteurs et des relais à action rapide, le disjoncteur déclenche quand le défaut est détecté et se réenclenche automatiquement après une période spécifiée, si le défaut existe encore, le disjoncteur déclenche puis se referme comme précédemment. Ceci est répété une fois de plus, quand le défaut persiste, le disjoncteur reste ouvert [35].

La réponse du système implique des variations importantes des angles de rotor. Elle est influencée par la relation non-linéaire puissance-angle [30]. La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Si l'instabilité se manifeste directement à la première seconde qui suit l'élimination du défaut, elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas 1, Figure III.2), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement, elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, Figure III.2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes [36].



**Figure III.1** : Variation d'angle de rotor

Cas 1 : instabilité première oscillation.

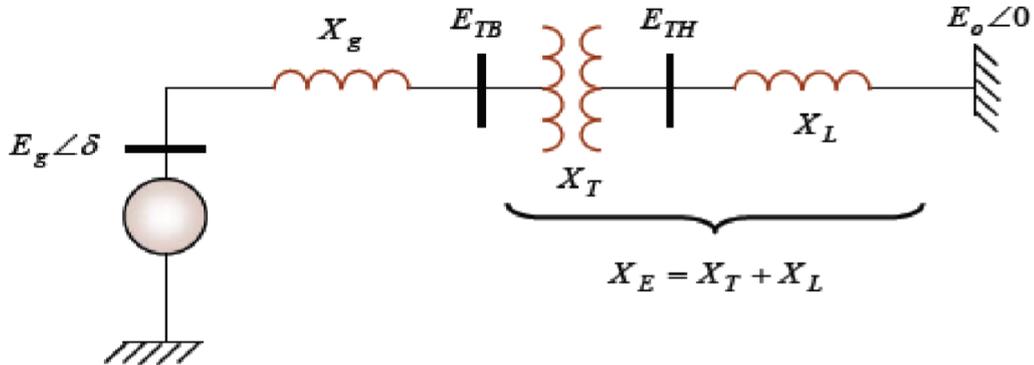
Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- $\delta$ ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor.

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission,

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale  $E_g$  en série avec une réactance  $X_g$  (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance  $X_E$  [31].



- **Relation entre la puissance produite et l'angle du rotor (P-δ) :**

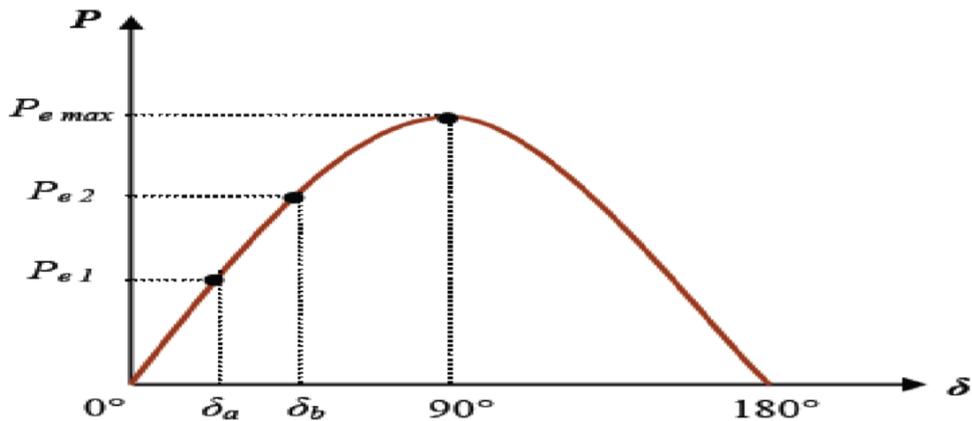
Dans l'équilibre, la puissance produite par le générateur est donnée par la relation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_E} \sin \delta \quad (\text{III.1})$$

Le modèle d'une machine synchrone peut s'écrire sous l'équation suivante :

$$P_e = P_{\max} \sin \delta \quad (\text{III.2})$$

Avec  $\delta$  l'angle de rotor, est le déphasage entre la tension interne du générateur  $E_g$  et la tension du jeu de barre infini  $E_0$ . L'équation (I) est représentée graphiquement à la figure (III.3).



**Figure III.3 :** Relation puissance – angle de rotor

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ .

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

Une variation brutale de la charge du générateur provoque une variation de la puissance mécanique, qui à son tour provoque une variation de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$  (Figure III-4). Par conséquent, le rotor accélérera de telle sorte que l'angle de puissance augmente de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , pour capable de fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas être arrêtée immédiatement. Par conséquent, bien que la puissance générée pour l'angle  $\delta_b$  soit suffisante pour satisfaire la charge, le rotor dépassera l'angle  $\delta_b$  jusqu'à ce qu'un couple réactif suffisant soit généré pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire ralentit le rotor et l'angle de puissance diminue. En fonction de l'inertie et de l'amortissement du système, les oscillations résultantes de l'angle du rotor seront amorties et la machine restera stable cas 1, (Figure. III.4), ou divergentes et la machine deviendra instable en raison de la perte de synchronisation avec le système stable cas 2, Figure (III.4) [36].

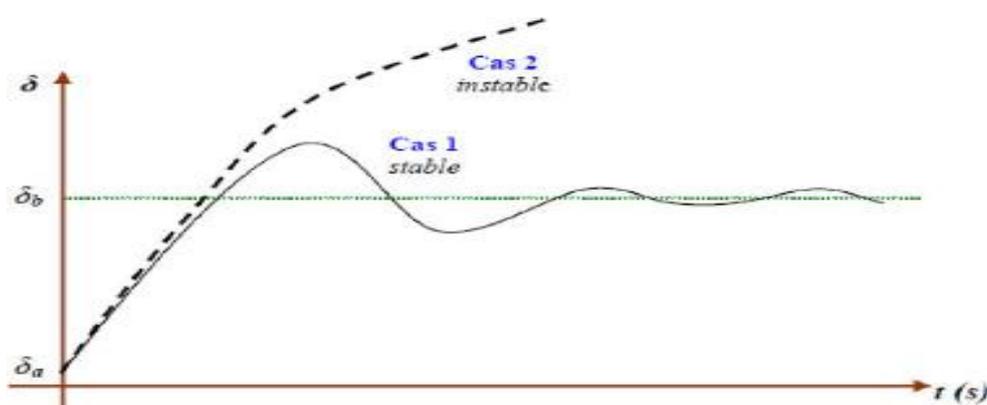


Figure III.4 : Variation d'angle de rotor

### III.4 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

Dans le contexte de l'analyse transitoire d'un système de puissance, il existe diverses méthodes, toutes destinées à atteindre plusieurs objectifs, tels que :

- ✓ L'amélioration de la capacité de transfert des lignes.
- ✓ L'amélioration du temps critique d'élimination des défauts.
- ✓ L'amortissement des oscillations après la perturbation.

#### III.4.1 Les méthodes directes (énergétiques)

Plusieurs chercheurs se sont intéressés aux méthodes énergétiques directes. A.M. Lyapunov a créé un cadre global permettant d'évaluer la stabilité d'un système régi par un ensemble d'équations différentielles, dans le but d'accélérer le processus d'évaluation.

Les nouvelles méthodes développées visent à déterminer la stabilité ou l'instabilité du réseau d'énergie sans résoudre les équations différentielles régissant le système après l'élimination du défaut. Elles reposent sur un raisonnement physique simplifié qui consiste à évaluer les énergies cinétique et potentielle du système [37].

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

---

La dynamique du réseau d'énergie électrique est décrite par un système d'équations différentielles non linéaires de la forme suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (\text{III.3})$$

Avec :

$x$ : Vecteur des variables d'état du système.

$u$  : Vecteur des paramètres du système.

Soit une trajectoire  $x_s$  : , on dit que  $x_s$  est un point d'équilibre du système si  $f(x, u) = 0$ . Le théorème de stabilité de Lyapunov stipule que le point d'équilibre (origine)  $x_s$  est stable si dans un certain voisinage  $\Omega$  de l'origine  $x_s$ , il existe une fonction réelle scalaire (fonction de Lyapunov)  $V(x)$  telle que :

- ✓  $V(x_s) = 0$
- ✓  $V(x) > 0$  pour tout  $x$  dans  $\Omega$
- ✓  $\frac{dV(x)}{dx} \leq 0$  dans  $\Omega$

La troisième condition exprime que la fonction  $V(x)$  diminue avec le temps et tend vers sa valeur minimale (le point d'équilibre du système  $x_s$ ). Plus la valeur est négative, plus rapide est le retour du système vers  $x_s$  (amortissement des oscillations plus rapide).

Contrairement à l'approche basée sur le temps, les méthodes directes ont pour objectif de déterminer la stabilité du réseau en se basant directement sur les fonctions d'énergie. En principe, ces méthodes permettent de déterminer si le système restera stable une fois que le défaut aura été éliminé, en comparant l'énergie du système (après l'élimination du défaut) à une valeur critique d'énergie préétablie.

Ces méthodes présentent plusieurs avantages significatifs. Tout d'abord, elles sont très efficaces pour évaluer le niveau de stabilité ou d'instabilité d'un système. De plus, elles permettent de calculer la sensibilité de la marge de stabilité par rapport à différents paramètres du réseau. Cette capacité facilite grandement le calcul des limites d'exploitation de manière efficace.

### III.4.1.1 Avantage des méthodes directes :

- ✓ La rapidité (le temps de calcul court).
- ✓ La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [38].

### III.4.1.2 Inconvénients des méthodes directes :

- ✓ Ces méthodes ne permettent pas de considérer un système de grande taille.
- ✓ Une limitation dans la modélisation du réseau [38].

### III.4.2 Les méthodes indirectes

- Pour un système mono machine

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

---

### III.4.2.1 Equation de mouvement (équation mécanique)

Le lien entre les aspects mécaniques et électriques d'une machine synchrone est déterminé par les équations dynamiques de l'accélération du rotor de l'alternateur relié à la turbine, appelées (Equations de mouvement) [39].

Le générateur synchrone est composé de plusieurs couples distincts, tels que :

-un couple d'entrée, couple mécanique  $C_m$ .

-un couple électrique correspondant à la puissance fournie au réseau  $C_e$ .

-un couple d'inertie  $C_i$ .

-un couple d'amortissement  $C_a$ .

A tout instant, le couple mécanique appliqué à l'équilibre égale :

$$C_m = C_e + C_i + C_a \quad (\text{III.4})$$

#### III.4.2.1.1 Equation de mouvement sans couple d'amortissement

A l'absence de couple d'amortissement  $C_a$  à l'équilibre,

$$C_i = C_m - C_e \quad (\text{III.5})$$

- Si  $C_i > 0$  accélération.
- Si  $C_i < 0$  décélération.

Lorsque  $t \rightarrow \infty$  (régime permanent)

$$C_m = C_e \quad (\text{III.6})$$

On si que :

$$C_i = J \frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{III.7})$$

On pose :

$$\theta_m = \omega_{ms}t + \delta_m \quad (\text{III.8})$$

Avec :

$J$  : Inertie totale du système (turbine + machine) (Kg.m<sup>2</sup>).

$\theta_m$  : Position angulaire dans le référentiel stationnaire (rad).

$t$  : Temps (sec).

$\omega_{ms}$  : Vitesse synchrone du rotor (rad/s).

$\delta_m$  : Position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone (rad)

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

---

La dérivée de  $\theta_m$  par rapport au temps nous donne :

$$w_m = \frac{d\theta_m}{dt} = w_{ms} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (\text{III.9})$$

Sa deuxième dérivée :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{III.10})$$

En remplaçant l'équation (III.10) dans l'équation (III.7), on obtient :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_m - C_e \text{ (N.m)} \quad (\text{III.11})$$

Je multiplie l'équation (III.11) par  $w_m$  :

$$Jw_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = w_m C_m - w_m C_e \quad (\text{III.12})$$

Avec :  $w_m C_m = P_m$  et  $w_m C_e = P_e$

On obtient l'équation de puissance suivante :

$$Jw_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (\text{III.13})$$

Avec :

$P_a$  : Puissance d'accélération.

$P_m$  : Puissance mécanique fournie par la turbine.

$P_e$  : Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques.

$Jw_m$  : Couple angulaire du rotor

On peut mettre que  $Jw_m$  est la constante d'inertie de la machine, à la vitesse synchrone notée par :

$$M = Jw_m \quad (\text{III.14})$$

Alors l'équation (III.13) devient :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (\text{III.15})$$

La constante d'inertie H est définie par :

$$H = \frac{\frac{1}{2}Jw_{ms}^2}{S_n} \text{ (J/VA)} \quad (\text{III.16})$$

Ou :

$\frac{1}{2}Jw_{ms}^2$  : L'énergie cinétique à la vitesse synchrone ;

$S_n$  : Puissance apparente nominale du générateur ;

De (III.16) on obtient ;

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

---

$$M = \frac{2H}{w_{ms}} S_n \quad (\text{III.17})$$

Si on remplace l'équation (III.17) dans (III.15) on obtient :

$$\frac{2H}{w_{ms}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_n} = \frac{P_a}{S_n} \quad (\text{III.18})$$

Dans un générateur synchrone de pôles « P », nous avons :

$$\delta = \delta_m \left( \frac{p}{2} \right) \quad (\text{III.19})$$

Alors l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique devient :

$$\frac{2}{P} M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.20})$$

L'expression de la fréquence angulaire synchrone :

$$w_{ms} = w_s \left( \frac{p}{2} \right) \quad (\text{III.21})$$

Si on déplace les équations (III.20) et (III.21) dans (III.18) on obtient :

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{III.22})$$

L'équation (III.22) est une équation différentielle de deuxième ordre qui décrit le mouvement du système. Cette équation de deuxième ordre est écrite sous forme de deux équations du premier ordre qui sont les équations différentielles à résoudre :

On a :

$$w_s = 2\pi f \quad (\text{III.23})$$

Alors :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{III.24})$$

Par combinaison, l'équation (III.2) qui représente le modèle d'une machine synchrone et l'équation (III.24) qui représente le modèle du générateur dynamique, on obtient l'équation du mouvement (équations mécanique), sous sa forme finale comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_e = P_{\max} \sin \delta \\ \frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{array} \right. \quad (\text{III.25})$$

$$\Rightarrow \frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_{\max} \sin \delta \quad (\text{III.26})$$

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

---

### III.4.2.1.2 Equation de mouvement avec couple d'amortissement

Si on tient compte du couple d'amortissement  $C_a$ , nous obtenons :

$$C_i + C_a = C_m - C_e \quad (\text{III.27})$$

Avec : 
$$C_i = J \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (\text{III.28})$$

Et 
$$C_a = \frac{a}{w_s} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{III.29})$$

L'équation d'équilibre des couples :

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} + \frac{a}{w_s} \frac{d\delta}{dt} = C_m - C_e(\delta) \quad (\text{III.30})$$

Donc l'équation de mouvement avec le couple d'amortissement sous forme :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_e = P_{\max} \sin \delta \\ \frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a \frac{d\delta}{dt} = P_m(\text{pu}) - P_e(\text{pu}) \end{array} \right. \quad (\text{III.31})$$

Avec :

$a$  : Le coefficient d'amortissement de la machine en (pu).

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a \frac{d\delta}{dt} = P_m(\text{pu}) - P_{\max} \sin \delta \quad (\text{III.32})$$

➤ **pour un système multi machine**

Pour ce modèle, le mouvement des générateurs peut être représenté par l'ensemble des équations différentielles suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} M_i \frac{dw_i}{dt} + D_i w_j = P_{mi} - P_{ei} \\ \frac{d\delta_i}{dt} = w_i - w_R, \quad i = 1, 2, 3 \dots, n \end{array} \right. \quad (\text{III.33})$$

Avec :

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

---

- $\delta_i$  : Angle de tension derrière la réactance transitoire, indiquant la position du rotor du générateur.
- $w_i$  : La vitesse du rotor.
- $M_i = \frac{H}{\pi f}$  : La constante d'inertie du générateur.
- $D_i$  : Coefficient d'amortissement.

Les expressions de  $P_i$  et  $P_{ei}$  et donnée par :

$$P_{ai} = P_{mi} - P_{ei} \quad (\text{III.34})$$

La puissance dans le réseau au nœud i, qui est la puissance électrique de la machine i notée  $P_{ei}$  ;

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{III.35})$$

$i=1, 2, 3, \dots, n$

Avec :

$Y_{ij} \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$  : Négative de l'admittance de transfert entre les nœuds i et j.

$Y_{ii} \angle \theta_i = G_{ii} + jB_{ii}$  : L'admittance du point de conduite du nœud i.

$$W = 2\pi f \quad \Rightarrow \quad f = \frac{w}{2\pi} \quad \Rightarrow \quad M_i = \frac{2H}{w} \quad (\text{III.36})$$

$G_{ii}$  : Partie réelle du i ème élément diagonal de la matrice Y du réseau

$B_{ij}$  : Composantes imaginaires du ij ème élément de la matrice Y du réseau

L'équation de mouvement devient :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{2H_i}{w_R} \frac{dW_i}{dt} + D_i W_j = P_{mi} - [ E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) ] \\ \frac{d\delta_i}{dt} = w_i - w_R, \quad i = 1, 2, \dots, n \end{array} \right. \quad (\text{III.37})$$

A (t=0) avant le défaut ( $P_{mi0} = P_{ei0}$ )

$$P_{mi0} = E_i^2 G_{ii0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij0} \cos(\theta_{ij0} - \delta_{i0} + \delta_{j0}) \quad (\text{III.38})$$

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

### III.4.2.1.3 Méthodes d'intégration numérique

Les méthodes mentionnées évaluent la robustesse du réseau envers d'importantes perturbations en suivant son évolution temporelle à travers une résolution progressive de l'ensemble des équations intégrales, différentielles non linéaires et algébriques qui régissent le phénomène.

L'étude de la stabilité en utilisant cette méthode implique la recherche d'un modèle mathématique capable de représenter le réseau et la dynamique des machines électriques lors de trois phases clés : avant, pendant et après une perturbation quelconque. Pour résoudre ces équations, des méthodes d'intégration numérique sont employées dans le domaine temporel. Parmi les méthodes les plus couramment utilisées, on retrouve la méthode d'Euler modifiée et la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4.

Cette approche comporte trois étapes essentielles :

- Étude de système avant défaut
- Étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut.
- Étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut [40].

Les méthodes d'intégration numériques résolvent les systèmes d'équations différentielles, pour lesquels, il n'existe pas une solution analytique évidente. Habituellement, un système d'équations différentielles est énoncé comme suit :

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (\text{III.39})$$

Avec :  $x_{t=0} = X_0$

L'intégration numérique, par la méthode explicite d'Euler, approche la solution du système d'équations (III.1) comme suit :

$$x^{(K)} = x^{(K+1)} + hf(x^{(K-1)}, t^{(t-1)}) \quad (\text{III.40})$$

Ou :

- h : est le pas d'intégration
- k : représente l'itération
- $x^{(K)}$  : est appelée la variable ou l'ensemble des variables d'état. Pour ce cas, la valeur de  $x^{(K)}$  est déterminée complètement par la solution  $X^{(K-1)}$  au moment  $t^{(t-1)}$  Ainsi, la première itération est donnée par l'expression suivante :

$$x^{(1)} = x^{(0)} + hf(x^{(0)}, t^{(0)}) \quad (\text{III.41})$$

Avec :  $x_{t=0} = x^{(0)} = x_0$  (III.42)

Ces méthodes qui ne se servent que de l'information disponible aux temps antérieurs sont appelées explicites. Une des variations possibles à la méthode d'Euler est présentée comme suit :

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k)}, t^{(k)}) \quad (\text{III.43})$$

## Chapitre III : Phénomène de stabilité transitoire

Il faut noter que pour cette équation, la fonction  $(hf(X^{(k)}, t^{(k)}))$ , dépend de  $(x^{(k)})$ . Alors, le système d'équations différentielles, après l'intégration numérique, devient un système d'équations non linéaires. Donc il faut utiliser une autre méthode, comme R-K pour le résoudre. Ces types de méthodes sont appelées implicites.

Les méthodes, explicites ou implicites, qui ne se servent que de l'information disponible au moment  $(t^k)$  pour calculer la solution en  $(t^{k-1})$  sont appelées méthodes à un pas. D'autres exemples des méthodes à un pas sont présentés ci-dessus :

### - Trapézoïdale implicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{2} f(x^{(k)}, t^{(k)}) + f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (\text{III.44})$$

### - Euler-Cauchy explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) + \frac{h}{2} f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (\text{III.45})$$

### -Runge Kutta d'ordre 4 explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (\text{III.46})$$

Avec :

$$k_1 = f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)})$$

$$k_2 = f(x^{(k-1)} + \frac{h}{2} k_1, t^{(k-1)} + \frac{h}{2})$$

$$k_3 = f(x^{(k-1)} + \frac{h}{2} k_2, t^{(k-1)} + \frac{h}{2})$$

$$k_4 = f(x^{(k-1)} + hk_3, t^{(k)})$$

Ainsi, les méthodes numériques qui résolvent les équations différentielles sont classifiées généralement en tant que méthodes implicites ou explicites.

### III.4.2.1.3.1 Avantage des méthodes d'intégration numériques

- ✓ Offrir des données essentielles concernant les phénomènes transitoires, en mettant l'accent sur le comportement des paramètres clés et la manière dont le système évolue dans le temps (tels que les angles des rotors, les vitesses, la puissance, etc.).
- ✓ Sous réserve d'une modélisation adéquate et de valeurs précises des paramètres du système [19], il est possible d'atteindre le niveau de précision requis [38].

### III.4.2.1.3.2 Inconvénients des méthodes d'intégration numériques

- ✓ Il ne permet pas d'avoir une marge de stabilité qui pourrait indiquer à quelle distance le système se trouve de l'instabilité, ni faciliter le calcul de la sensibilité.
- ✓ Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable [38].

### **III.5 Conclusion**

En conclusion, ce chapitre vise à fournir une vue d'ensemble de la stabilité transitoire des réseaux électriques et des méthodes d'analyse associées. Comprendre et évaluer la stabilité transitoire est essentiel pour garantir un fonctionnement fiable des réseaux électriques, minimiser les risques de défaillance et maintenir la qualité de l'alimentation électrique.



## **Chapitre IV :**

# **Modélisation de système éolien basé sur la machine asynchrone à cage**

## IV.1 Introduction

L'énergie éolienne est devenue une source d'énergie renouvelable essentielle dans la transition vers des systèmes énergétiques durables. Les éoliennes, qui transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

L'objet de ce chapitre est de donner la présentation des modèles dynamiques du système éolien qui utilisent différentes technologies, L'une des technologies les plus couramment utilisées est la machine asynchrone à cage, également appelée moteur asynchrone à cage d'écureuil.

## IV.2 Modélisation de la turbine éolienne

Une éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en couple, ce qui permet de tourner les pales du rotor. Trois facteurs déterminent la relation entre l'énergie éolienne et l'énergie mécanique récupérée par le rotor : densité de l'air, surfaces balayées par le rotor et vitesse du vent. La densité de l'air et la vitesse du vent sont des paramètres climatiques qui varient d'un endroit à l'autre. L'évolution du coefficient de puissance est une donnée propre à chaque éolienne [41].

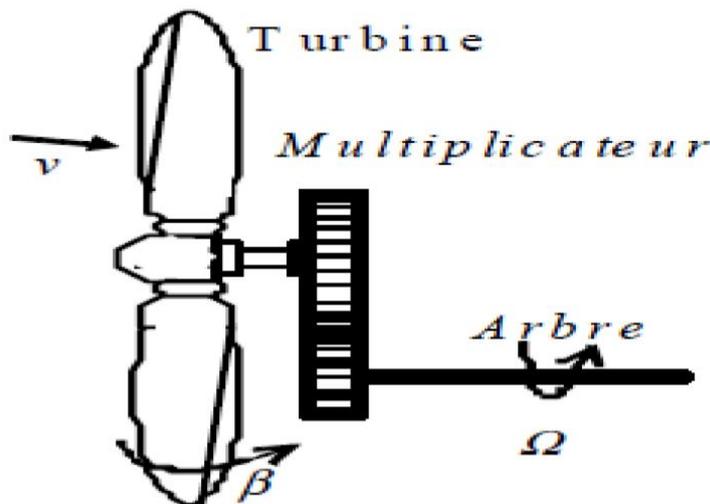


Figure IV.1 : Turbine éolienne

### IV.2.1 Modèle des pales

L'expression fondamentale de l'énergie éolienne s'exprime par la relation suivante [42] :

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad (\text{IV.1})$$

Avec :  $m = \rho * v$  (IV.2)

Étudions l'éolienne représentée sur la figure IV.2. Selon la théorie de BETZ, la puissance du vent dépend de la surface  $S$  balayée par les pales de rayon  $R$  et la vitesse de vent  $V$ , est donné par la relation suivante [18] :

## Chapitre IV : Modélisation de système éolien basé sur la MSAC

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (IV.3)$$

Avec :

- $S = \pi R^2$  : la surface balayée par l'éolienne ;
- $\rho$  : la masse volumique de l'air ( $1.22 \text{ kg/m}^3$ ) ;
- $V$  : la vitesse du vent en (m/s) ;

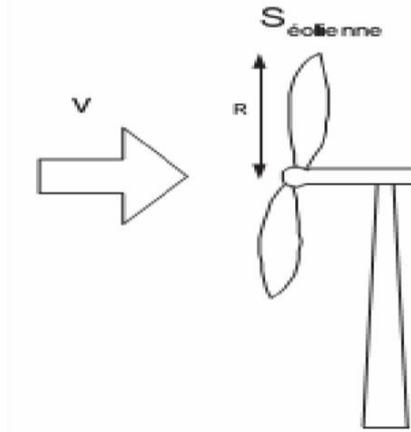


Figure IV.2 : Eolienne simplifiée

La puissance du vent et la puissance extraite par l'éolienne (Puissance mécanique) peuvent être exprimées en fonction du coefficient de puissance  $C_p$  [43], [44] :

$$P_{mec} = C_p P_{vent} \quad (IV.4)$$

Selon BETZ, le coefficient de puissance  $C_p$  ne peut être supérieur à  $16/27$ . soit environ de 59%,

Le coefficient  $C_p$ , défère pour chaque éolienne, dépend de l'angle d'inclinaison des pales  $\beta_i$  et de ratio de vitesse  $\lambda$ .

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire de la turbine  $\Omega_t$  et la vitesse du vent, son expression est donnée comme suit :

$$\lambda = \frac{R_t \Omega_t}{V} \quad (IV.5)$$

Avec :

- $R_t$  : le rayon des pales de la turbine en (m) ;
- $\Omega_t$  : la vitesse angulaire de la turbine en (rd/s) ;
- $V$  : la vitesse du vent en (m/s) ;
- $\lambda$  : la vitesse spécifique (sans unité).

Donc la puissance mécanique apparaissant au niveau du rotor s'écrit :

## Chapitre IV : Modélisation de système éolien basé sur la MSAC

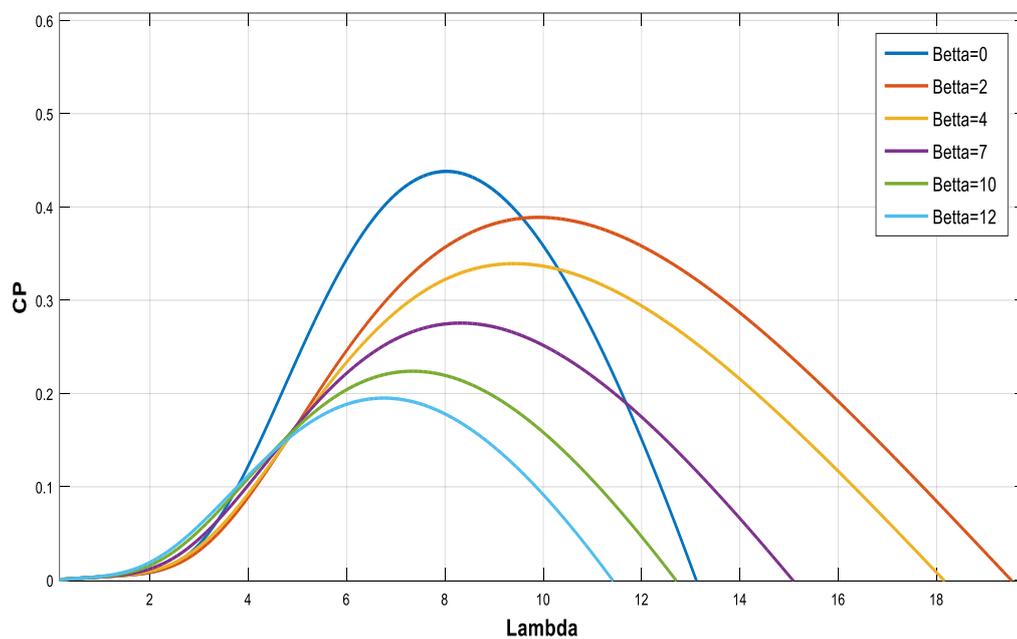
$$P_{mec} = C_p P_{vent} = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) S V^3 \quad (IV.6)$$

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, le couple mécanique disponible sur l'arbre lent de la turbine peut donc déterminer par :

$$C_{mec} = \frac{1}{2\Omega_t} C_p \rho S V^3 \quad (IV.7)$$

Le coefficient de puissance  $C_p$  est souvent issu de mesures pratiques.

Le coefficient de puissance représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne et dépend du nombre de pales du rotor et de leurs formes géométriques et aérodynamiques de la turbine (longueur, profil des sections).



**Figure IV.3 :** Coefficient de puissance ( $C_p = f(\lambda)$ )

La figure (IV. 3) représente la variation de ce coefficient en fonction du ratio de vitesse  $\lambda$ , et de l'angle de l'orientation des pales  $\beta$  pour une éolienne de grande puissance prise comme exemple d'application dans cette étude. A partir des relevés réalisés sur cette éolienne, l'expression du coefficient de puissance est interpolée sous la forme suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 * \left[ \left( \frac{C_2}{\lambda_i} \right) - C_3 * \beta - C_4 \right] * e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 * \lambda \quad (IV.8)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 * \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1};$$

$$C_1=0,5 ; C_2=116 ; C_3=0,4 ; C_4=5 ; C_5=-21 ; C_6=0,006$$

## Chapitre IV : Modélisation de système éolien basé sur la MSAC

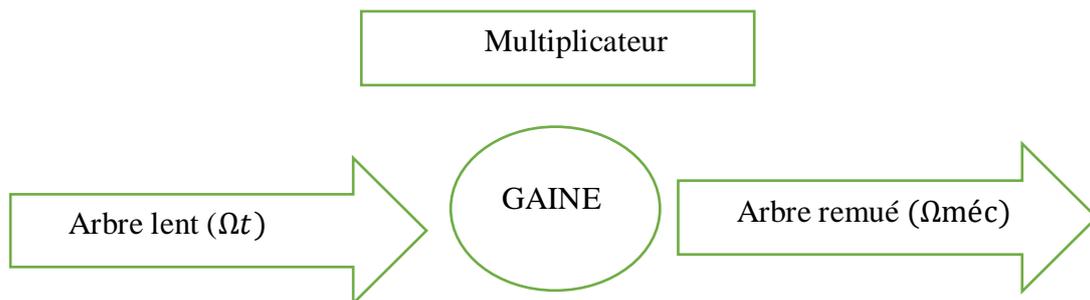
- Pour un fonctionnement à vitesse fixe, le coefficient  $\lambda$  varie avec la vitesse du vent : la puissance captée est maximale que pour une vitesse de vent donnée (généralement vitesse nominale de fonctionnement).
- Pour un fonctionnement à vitesse de rotation variable permet d'optimiser l'énergie captée par l'éolienne mais demande la mise en œuvre d'un convertisseur avec sa commande, ce qui entraîne un surcoût par rapport à la vitesse fixe. La littérature donne un gain de puissance extraite variant entre 2% et 38% [45].

### IV.2.2 Modèle du multiplicateur de vitesse

La boîte de vitesse (multiplicateur) permet de convertir la vitesse réduite de la turbine  $\Omega_t$  en une vitesse élevée nécessaire pour la machine électrique  $\Omega_{mec}$  selon le rapport de multiplication de transmission  $G$  [46]. Cet élément définit le couple mécanique et la vitesse de rotation de la machine comme suit :

$$C_{gén} = \frac{C_{mec}}{G} \quad (IV.9)$$

$$W_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (IV.10)$$



Avec :

- $C_{gén}, C_{mec}$  : sont les couples de génératrice et aérodynamique en (N.m),
- $\Omega_t, \Omega_{mec}$  : sont les vitesses angulaire de génératrice et aérodynamique en (rd/s),
- $G$  : gain de multiplicateur,

### IV.2.3 Modèle de l'arbre mécanique :

La transmission de puissance est contrôlée par l'inertie du rotor de la turbine et l'inertie du générateur [47]. Le schéma mécanique équivalent proposé intègre ces deux inerties.

L'accélération de l'ensemble est modélisée par une équation différentielle du premier ordre :

$$J_t \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{tot} - C_{vis} \quad (IV.11)$$

## Chapitre IV : Modélisation de système éolien basé sur la MSAC

---

Où :

- $J_t$  : C'est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice ( $\text{kg.m}^2$ )
- $C_{\text{vis}}$  : est le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottement visqueux  $f$  ( $\text{N.m.s/rad}$ ),

$$C_{\text{vis}} = f \Omega_{\text{méc}} \quad (\text{IV.12})$$

- $C_{\text{tot}}$  : c'est le couple total de l'éolienne qui égale à la superposition des couples de la génératrice  $C_{\text{gén}}$  et électromagnétique du générateur  $C_{\text{ém}}$ ,

$$C_{\text{tot}} = C_{\text{gén}} - C_{\text{ém}} \quad (\text{IV.13})$$

En remplaçant (IV.12) et (IV.13) dans (IV.11), nous aurons :

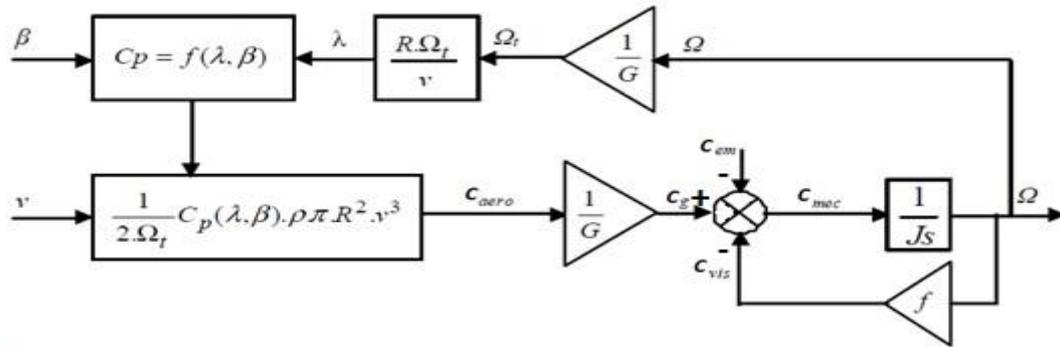
$$J_t \frac{d\Omega_{\text{méc}}}{dt} + f \Omega_{\text{méc}} = C_{\text{gén}} - C_{\text{ém}} \quad (\text{IV.14})$$

Basée sur les équations présentées précédemment, la figure (IV.4) peut définir un modèle physique de la turbine.

Cette figure (IV.4) montre qu'à partir de la puissance cinétique  $P_v$  du vent et par action de l'angle d'orientation des pales  $\beta$  la turbine produit un couple mécanique  $C_{\text{mec}}$ .

Le multiplicateur de vitesse transforme le couple mécanique  $C_{\text{mec}}$  de la turbine en couple du multiplicateur  $C_{\text{gén}}$ , et en même temps, il transforme la vitesse mécanique  $w_{\text{méc}}$  en vitesse de la turbine  $w_{\text{tur}}$ .

La vitesse mécanique de l'arbre de la génératrice  $w_{\text{méc}}$  résulte de l'application du couple moteur disponible à la sortie du multiplicateur  $C_{\text{gén}}$  auquel s'oppose le couple électromagnétique  $C_{\text{ém}}$ . Le contrôle de cette dernière peut donc être effectué soit par action sur l'angle d'orientation des pales soit à travers le couple électromagnétique de la génératrice.



**Figure IV.4 :** Schéma bloc du modèle de toute la turbine éolienne.

### IV.3 Modélisation de la MASC :

La modélisation de la machine asynchrone à cage s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses simplificatrices, à savoir [48] :

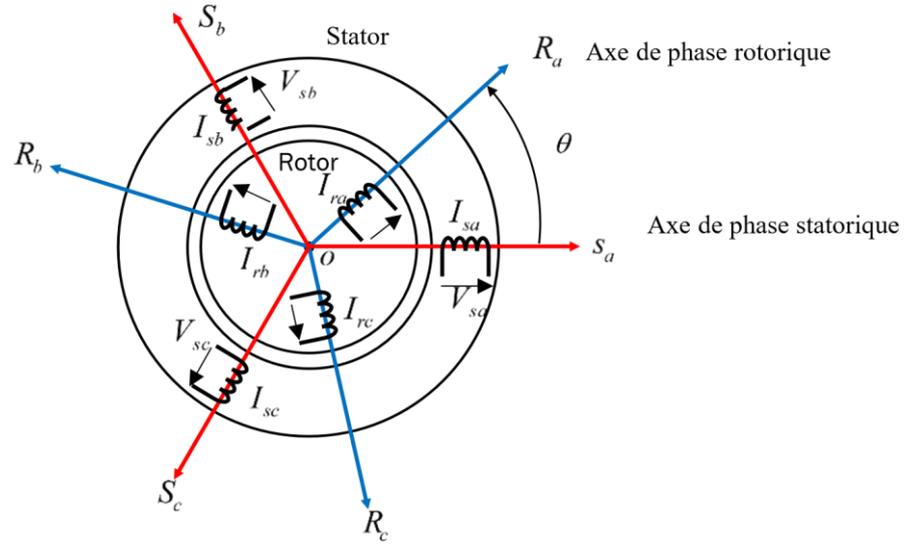
- L'entrefer entre le stator et le rotor constant ;
- L'effet d'encoches ainsi que l'effet de peau sont négligeables ;
- Les circuits magnétiques sont symétriques ;
- Les pertes ferromagnétiques sont négligées ;

Trois types d'équation permettent de modéliser la MASC :

- Equations électriques ;
- Equations magnétiques ;
- Equations mécaniques ;

#### IV.3.1 Représentation de la machine dans plan abc :

Les enroulements de trois phases de stator et de trois phases de rotor dans l'espace peuvent être représentés comme indiqué sur la figure (IV.5) :



**Figure IV.5 :** Représentation schématique de la machine dans le système triphasé

Avec  $S_a, S_b, S_c$  enroulements statoriques fixes et  $R_a, R_b, R_c$  enroulements rotoriques mobiles.

### IV.3.1.1 Modèle mathématique de la machine dans abc :

#### IV.3.1.1.1 Équations électriques :

La loi de Faraday permet d'écrire : 
$$V = RI + \frac{d\varphi}{dt} \quad (IV.17)$$

Les équations électriques en notation matricielle s'écrivent :

- Pour le stator :

$$[V_s]_{abc} = [R_s]_{abc} [I_s]_{abc} + \frac{d}{dt} [\varphi_s]_{abc} \quad (IV.18)$$

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = [R_s] \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV.19)$$

- Pour le rotor :

$$[V_r]_{abc} = [R_r]_{abc} [I_r]_{abc} + \frac{d}{dt} [\varphi_r]_{abc} \quad (IV.20)$$

$$\begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = [R_r] \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} \quad (IV.21)$$

## Chapitre IV : Modélisation de système éolien basé sur la MSAC

Les matrices des résistances statoriques et rotoriques

$$[R_s] = \begin{bmatrix} R_{as} & 0 & 0 \\ 0 & R_{bs} & 0 \\ 0 & 0 & R_{cs} \end{bmatrix} \quad (IV.22)$$

$$[R_r] = \begin{bmatrix} R_{ar} & 0 & 0 \\ 0 & R_{br} & 0 \\ 0 & 0 & R_{cr} \end{bmatrix} \quad (IV.23)$$

Avec :

- $R_s, R_r$  : les résistances des phases statoriques et rotoriques respectivement ;
- $[V_s], [V_r]$  : sont les vecteurs de tensions statoriques et rotoriques.
- $[I_s], [I_r]$  : sont les vecteurs de courants statoriques et rotoriques.
- $[\varphi_{sa}], [\varphi_r]$  : sont les vecteurs de flux statoriques et rotoriques.
- $[R_s], [R_r]$  : sont les matrices des résistances statoriques et rotoriques.

### IV.3.1.1.2 Équations magnétiques :

On sait que :  $[\varphi] = [L][I]$  (IV.24)

Les équations magnétiques sous forme matricielle est donnée par :

$$[\varphi_s]_{abc} = [L_{ss}][I_s]_{abc} + [M_{sr}][I_r]_{abc} \quad (IV.25)$$

$$\begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} = [L_{ss}] \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + [M_{sr}] \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} \quad (IV.26)$$

$$[\varphi_r]_{abc} = [L_{rr}][I_r]_{abc} + [M_{rs}][I_s]_{abc} \quad (IV.27)$$

$$\begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} = [L_{rr}] \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + [M_{rs}] \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV.28)$$

Avec :

$[L_s]$  : La matrice d'inductances statoriques donnée par :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \quad (IV.29)$$

$[L_r]$  : La matrice d'inductances rotoriques donnée par :

$$[L_r] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix} \quad (IV.30)$$

- $L_s, L_r$  : Les inductances propres d'une phase statorique et rotorique respectivement ;
- $M_s, M_r$  : Les inductances mutuelles entre phases statoriques et rotoriques respectivement ;
- $[M_{sr}]$  et  $[M_{rs}]$  : Les matrices des inductances mutuelles stator-rotor et rotor-stator, elle est donnée par :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (IV.31)$$

Avec :

- $M_{max}$  : Inductance mutuelle maximale entre une phase statorique et une phase rotorique pour  $\theta = 0$  ;
- $\theta$  : L'écart angulaire entre une phase statorique et une phase rotorique ;

### IV.3.1.1.3 Équations mécaniques :

L'équation fondamentale de la dynamique (équation mécanique) est donnée par :

$$C_e = J \frac{d\Omega_r}{dt} + f_v \Omega + C_r \quad (IV.32)$$

$$\Omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (IV.33)$$

Où :

- $C_e$  : Le couple électromagnétique de la machine en  $(N. m)$ .
- $J$  : Le moment d'inertie du rotor de la machine en  $(Kg. m^2)$ .
- $f_v$  : Le coefficient de frottement visqueux de la machine en  $(N. m. s/rad)$ .
- $C_r$  : Le couple résistant en  $(N. m)$ .
- $\Omega_r = \omega r / P$  : La vitesse de rotation de l'axe de la machine en  $(rad/s)$ .
- $P$  : Nombre de paires de pôles de la machine.

## IV.3.2 Représentation de la machine dans plan d q :

La résolution analytique dans le plan (abc) du système d'équations (IV.18) (IV.20) est très difficile car les éléments de la matrice d'inductance mutuelle  $[Msr]$  sont fonction de l'angle  $\theta$  (angle de rotation de la machine).

La transformation de Park est un outil mathématique, qui permet de passer d'un système triphasé à un autre plan diphasé (d, q, o) dont les éléments sont continus, ce qui simplifie la résolution de ce système d'équations [49].

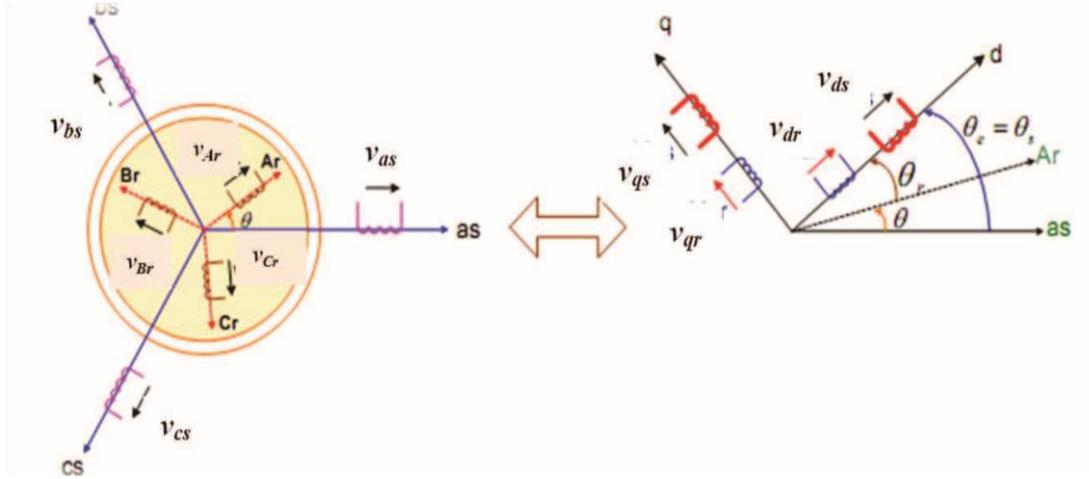


Figure IV.6 : Passage du plan abc au plan d q

### IV.3.2.1 Modèle mathématique de la machine dans plan d q :

#### IV.3.2.1.1 Application de la transformation de Park à la machine :

La transformation de Park permet de transformer les enroulements stator et rotor (abc) en enroulements équivalents en quadrature (d q o) pour obtenir un modèle mathématique plus simple que le modèle physique du système [50].

A partir de cette transformation, on définit une matrice appelée matrice de Park donnée par l'équation (IV.36), (IV.37) :

La transformation de Park est définie comme suit :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (IV.34)$$

La transformation inverse de Park est :

$$[P(\theta)^{-1}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (IV.35)$$

Après l'application de la transformation de Park aux flux et tensions intervenant dans les équations de la machine, nous obtenons le modèle diphasé de celle-ci qui s'écrit sous la forme

### IV.3.2.1.2 Équations des tensions :

▪ pour le stator :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d}{dt}(\varphi_{sd}) - w_s \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d}{dt}(\varphi_{sq}) + w_s \varphi_{sd} \end{cases} \quad (IV.36)$$

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV.37)$$

▪ pour le rotor :

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d}{dt}(\varphi_{rd}) - (w_s - w_r) \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \frac{d}{dt}(\varphi_{rq}) + (w_s - w_r) \varphi_{rd} \end{cases} \quad (IV.38)$$

$$\begin{bmatrix} V_{rd} \\ V_{rq} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} \quad (IV.39)$$

Car on a ( $w = P * \Omega$ ), avec  $w_s = (\frac{d\theta_s}{dt})$ ,  $w_r = (\frac{d\theta_r}{dt})$

- $V_{sd}, V_{sq}, V_{rd}, V_{rq}$  : sont les tensions statoriques et rotoriques directe et en quadrature du système diphasé ;
- $w_s, w_r$  : sont les pulsations des grandeurs électriques statoriques et rotoriques ;
- $\theta_s$  : L'angle électrique du champ tournant statorique ;
- $\theta_r$  : L'angle électrique du champ tournant rotorique ;

### IV.3.2.1.3 Équations des flux :

Les relations entre les flux et les courants au stator et au rotor sont données par le système suivant :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s I_{sd} + M I_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s I_{sq} + M I_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r I_{rd} + M I_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r I_{rq} + M I_{sq} \end{cases} \quad (IV.40)$$

En remplaçant les flux dans les expressions des tensions, on obtient :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + L_s \frac{dI_{sd}}{dt} + M \frac{dI_{rd}}{dt} - w_s (L_s I_{sq} + M I_{rq}) \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + L_s \frac{dI_{sq}}{dt} + M \frac{dI_{rq}}{dt} + w_s (L_s I_{sd} + M I_{rd}) \\ V_{rd} = R_r I_{rd} + L_r \frac{dI_{rd}}{dt} + M \frac{dI_{sd}}{dt} - (w_s - w_r) (L_r I_{rq} + M I_{sq}) \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + L_r \frac{dI_{rq}}{dt} + M \frac{dI_{sq}}{dt} - (w_s - w_r) (L_r I_{rd} + M I_{sd}) \end{cases} \quad (IV.41)$$

Avec :

- $I_{sd}, I_{sq}$  : Les courants statoriques directs et en quadratures du système diphasé ;
- $I_{rd}, I_{rq}$  : Les courants rotoriques directs et en quadratures du système diphasé ;
- $\varphi_{sd}, \varphi_{sq}$  : Les flux statoriques direct et en quadrature du système diphasé ;
- $\varphi_{rd}, \varphi_{rq}$  : Les flux rotoriques direct et en quadrature du système diphasé ;

### IV.3.2.1.4 Expression de couple électromagnétique :

Le couple électromagnétique de la machine est donné par la relation générale.

$$C_{em} = P (\varphi_{sd} I_{sq} - \varphi_{sq} I_{sd}) \quad (IV.42)$$

P : nombre de pair de pole de la machine ;

## IV.4 Choix du référentiel

Dans la pratique, on trouve trois types de référentiels. Le choix de celui-ci dépend du problème à étudier. Le référentiel en question n'implique aucune simplification dans la transformation des équations électriques, mais présente l'avantage d'obtenir des grandeurs continues.

- ❖ Référentiel lié au stator  $w = 0$
- ❖ Référentiel lié au rotor  $w = w_r$

## **Chapitre IV : Modélisation de système éolien basé sur la MSAC**

---

❖ Référentiel lié au champ tournant  $w = w_s$

### **IV.5 Conclusion**

En conclusion, la modélisation du système éolien basé sur la machine asynchrone à cage permet d'obtenir une compréhension approfondie du fonctionnement des éoliennes et de faciliter leur intégration dans les réseaux électriques.

C'est un outil essentiel pour l'optimisation et la gestion des parcs éoliens, contribuant ainsi à la transition vers une production d'énergie plus durable et respectueuse de l'environnement.



**Chapitre V :**  
**Simulation, résultats et interprétation**

### V.1 Introduction

Dans cette étude, nous nous sommes concentrés sur l'analyse de la stabilité d'un parc éolien composé de 3 turbines connectées au réseau électrique, en examinant plus particulièrement l'impact de l'utilisation d'un dispositif de compensation statique (STATCOM).

Quatre scénarios sont considérés :

- 1- Connexion sans défaut et sans compensation
- 2- Connexion avec défaut et sans compensation
- 3- Connexion avec compensation et sans défaut
- 4- Connexion avec compensation et avec défaut

Les temps critiques d'élimination du défaut font référence aux durées nécessaires pour localiser, isoler et éliminer le défaut, de manière à rétablir la stabilité et la continuité de l'alimentation électrique. La détermination précise de ces temps critiques est essentielle pour minimiser les perturbations du système et garantir la sécurité et la fiabilité de l'alimentation électrique.

#### **1- Analyse de la stabilité d'un parc éolienne connectée au réseau sans et avec STATCOM**

### V.2 Schéma structurel

Pour ce faire, nous avons considéré un parc éolien composé de 3 turbines de 3MW chacune et de tension de 575 V. Les trois éoliennes sont raccordées à un jeu de barre de 25 KV à travers un transformateur de 575/ 25 kV et exporte de l'électricité vers un réseau de 120 KV via une ligne d'alimentation de 25 Km de 25 KV.

Les éoliennes utilisent des générateurs à induction à cage d'écureuil dont les paramètres sont :  $S_n=3\text{MVA}$ ,  $V_n=575$ ,  $f_n=60\text{Hz}$ , l'enroulement du stator est connecté directement au réseau 60Hz et le rotor est entraîné par une éolienne à vitesse variable.

L'angle de calage est contrôlé afin de limiter la puissance de sortie du générateur à sa valeur nominale pour les vents dépassant la vitesse nominale (9 m/s).

L'ensemble des éléments du système est implémenté à l'aide de MATLAB/Simulink, les résultats de simulation sont obtenus dans les 4 cas considérés.

### V.3 Schéma bloc d'un parc éolien connecté au réseau

L'architecture de réseau étudié avec le parc éolien est illustrée dans la figure (V.1). Les résultats sont présentés pour les quatre scénarios considérés.

# Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

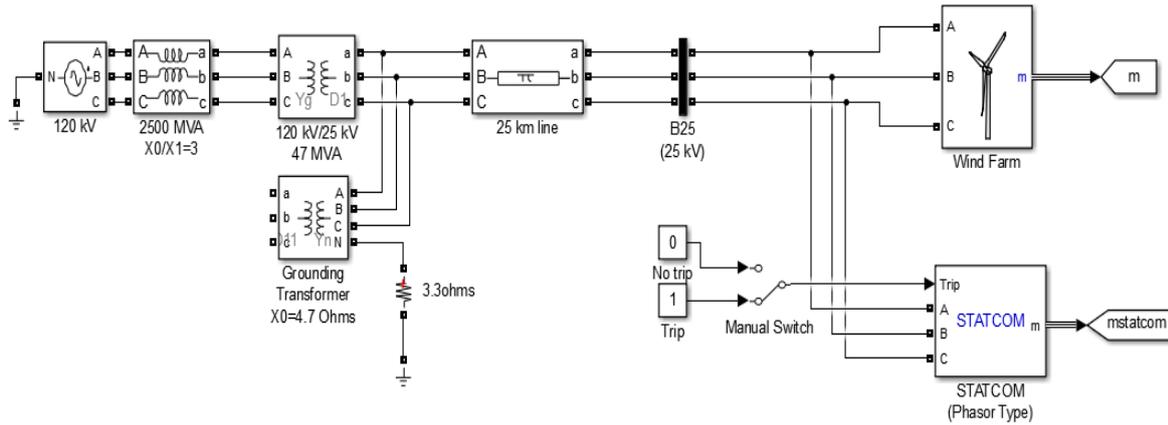


Figure V.1 : Schéma bloc d'un parc éolien connecté au réseau

## V.4 Résultats de simulation et interprétation

### ➤ Scénarios N°1 : Connexion sans défaut et sans compensation

Les résultats obtenus après la simulation sont illustrés par les figures suivantes :

#### V.4.1 Le profil du vent des trois turbines

Profil du vent appliqué pour les trois turbines est montré dans la figure (V.2).

La vitesse du vent appliquée à chaque éolienne est contrôlée par les blocs de la turbine 1 à 3. Initialement, la vitesse du vent est fixée à 8m/s, puis à partir de  $t=2s$ , la vitesse du vent est poussée à 11m/s en 3 secondes.

Le même profil de vent est appliqué aux turbines 2 et 3, respectivement avec des retards de 2 secondes et 4 secondes.

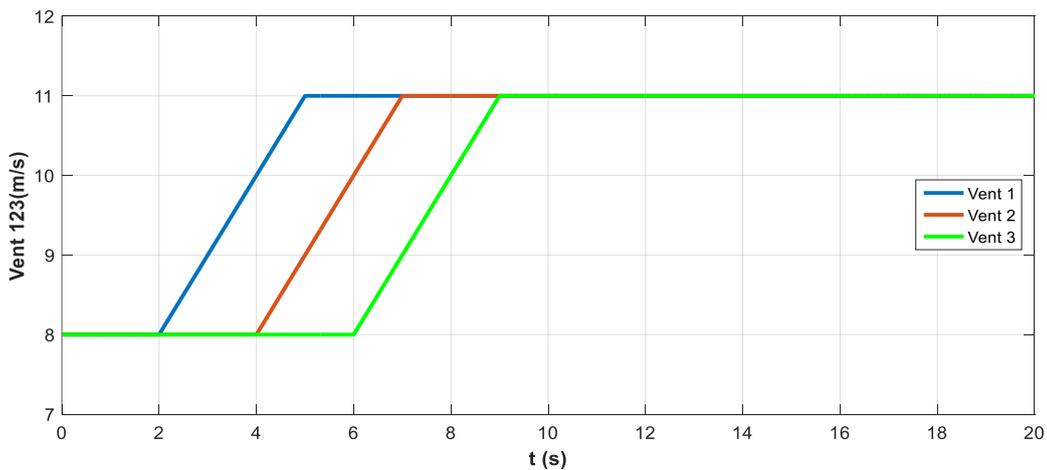


Figure V.2 : Profil du vent

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

### V.4.2 Les puissance active et réactive des trois turbines

Les figures (V.3) et (V.4) montrant la puissance active et réactive, on remarque qu'à partir de  $t=9s$  la puissance active des trois turbines atteindra leurs valeurs nominales de 3MW.

La figure (V.5) représente la vitesse de rotation des trois générateurs, on remarque a  $t=13.43s$  l'accélération de la vitesse de rotation de générateur de la turbine N°1.

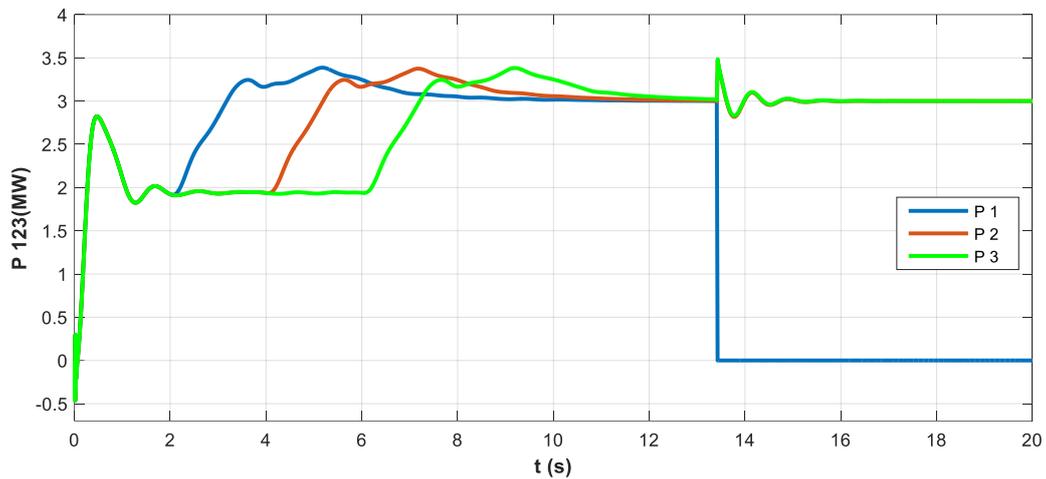


Figure V.3 : La puissance active

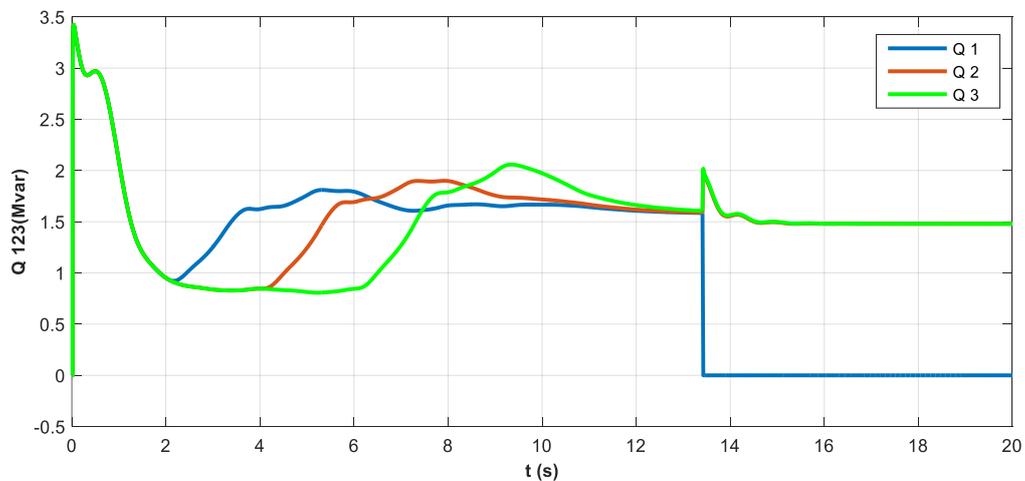


Figure V.4 : La puissance réactive

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

### V.4.3 La vitesse de rotation des trois générateurs

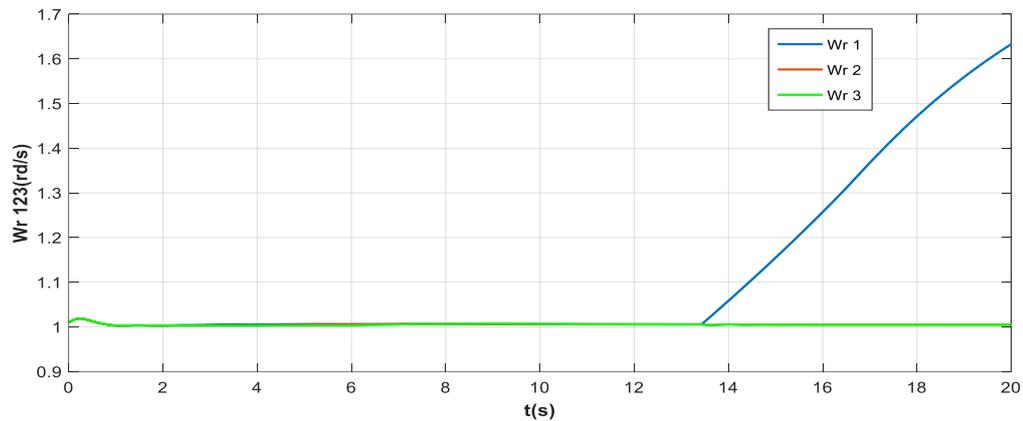


Figure V.5 : La vitesse de rotation

Et à l'instant  $t=13.43s$ , on remarque la déconnexion de la turbine N°1 par le système de protection à cause de manque de support de la puissance réactive et la surcharge de générateur de la turbine N°1. Pour les éoliennes N°2 et N°3 restent en service et assurent la fourniture de la puissance active et réactive vers le réseau.

### V.4.4 Les tensions au bus « 25 » (point de connexion de parc éolien)

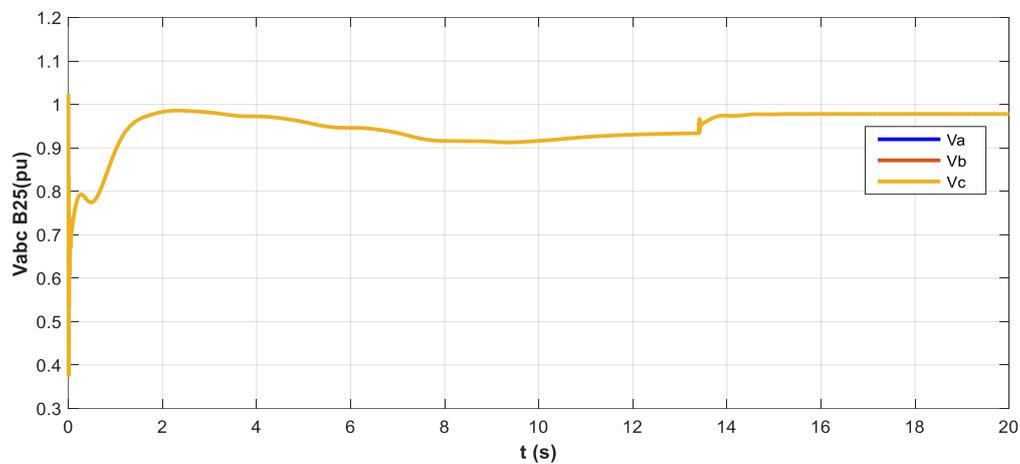


Figure V.6 : La tension au bus « 25 »

### V.4.5 La puissance active et réactive injectée au bus « 25 »

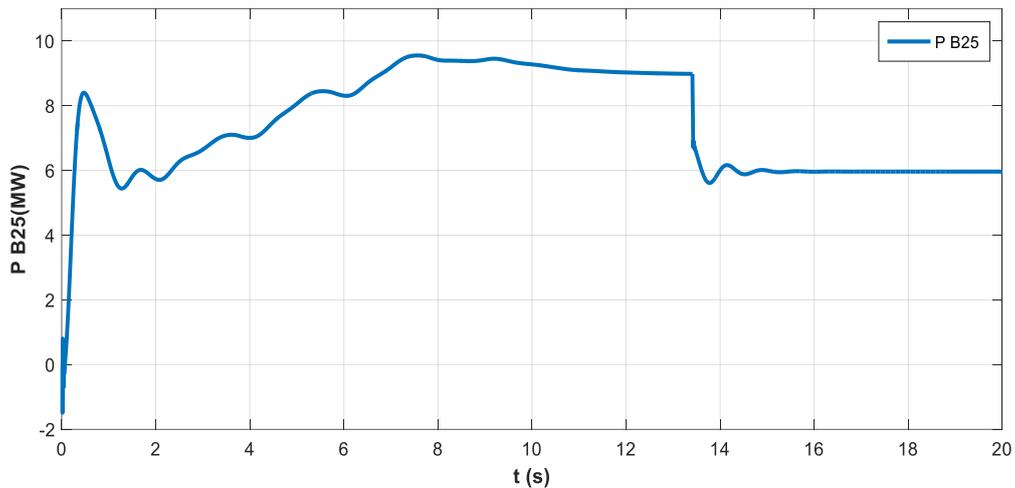


Figure V.7 : La puissance active au bus « 25 »

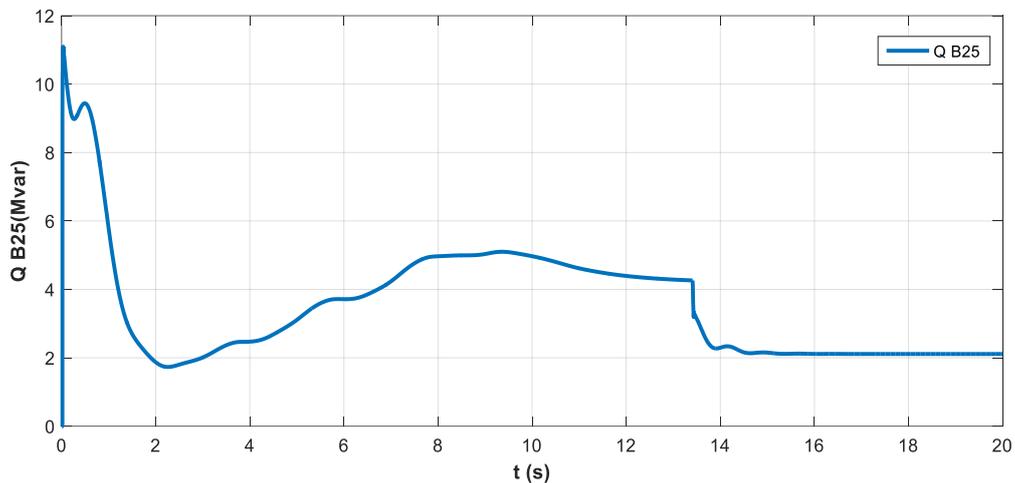


Figure V.8 : La puissance réactive au bus « 25 »

Dans l'absence de compensation, on observe que la tension de réseau est inférieure à la référence (1pu) figure (V.6), c'est autour de 0.94pu qui est causé par les fluctuations dues à la variation du vent, ceci influe sur la puissance active qui présente sous forme d'un signal oscillatoire. On observe aussi à  $t=13.43s$  lors du décrochage de la turbine N°1 l'augmentation de tension autour de 0.98pu.

Comme montré à la figure (V.7, V.8), la puissance active et réactive au bus « 25 » passe de 9 MW à 6MW et de 4.17Mvar à 2Mvar respectivement suite au décrochage de la turbine N°1.

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

### ➤ Scénarios N°2 : Connexion avec défaut et sans compensation

Les résultats obtenus après la simulation sont comme suit :

Dans le cas d'un défaut biphasé (a-b) survenu à la turbine N°2 appliqué a  $t=15s$  jusqu'à  $t=15.11s$ , on constate que la turbine N°1 est déconnectée avant l'apparition de défaut a  $t=13.43s$  figure (V.9) à cause de manque de puissance réactive et la surcharge de générateur de turbine N°1,

Il est clair que le défaut provoque le déclenchement de la turbine N°2 à l'instant de l'apparition de défaut figure (V.9).

#### V.4.6 Les puissance active et réactive des trois turbines

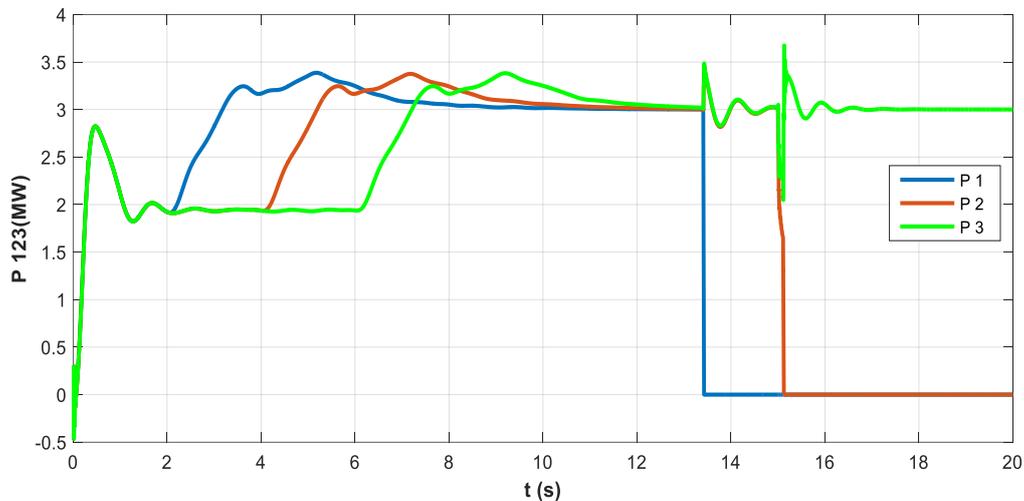


Figure V.9 : La puissance active

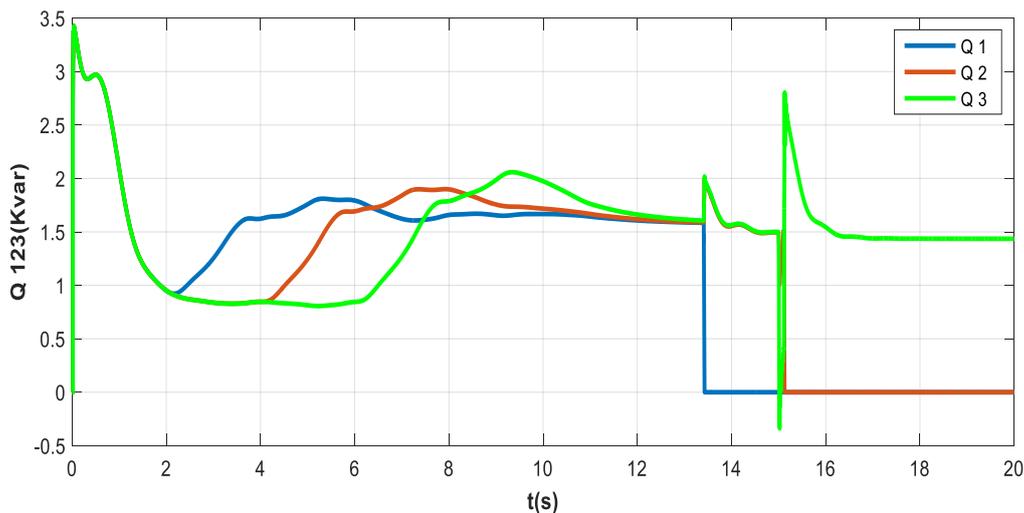


Figure V.10 : La puissance réactive

## V.4.7 La vitesse de rotation des trois générateurs

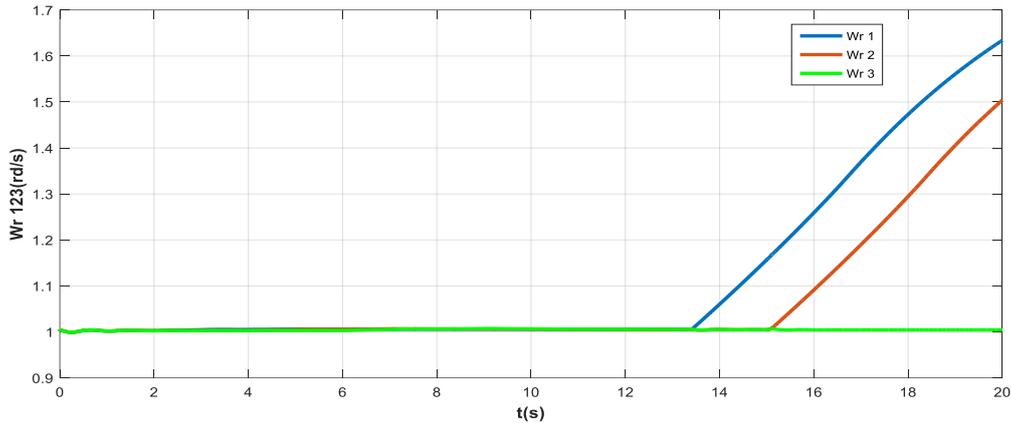


Figure V.11 : La vitesse de rotation

La figure (V.14) représente la puissance active injectée au bus « 25 », on remarque à  $t=9s$  la puissance active nominale est de 9MW et à  $t=13.43s$  lors de la déconnexion de la turbine N°1, la puissance injectée passe de 9MW à 6MW, en suite par la déconnexion de la turbine N°2 à l'instant de l'apparition de défaut la puissance active passe de 6MW à 3MW.

La figure (V.15) représente la puissance réactive injectée au bus « 25 » par les trois turbines, on remarque à  $t=9s$  la puissance réactive est de 4.17Mvar. Suite au décrochage de la turbine N°1 avant l'apparition de défaut la puissance diminue à 2Mvar, et à l'instant de l'apparition de défaut la turbine N°2 déclenche ce qui ramène la puissance réactive au tour de 0Mvar.

Pour l'évolution de la tension au bus « 25 » figure (V.12), on remarque une légère chute jusqu'à attendre la valeur de 0.92pu, puis à l'instant  $t=13.43s$  lors de décrochage de la turbine N°1 la tension augmente jusqu'à 0.97pu. On remarque une perturbation de tension à  $t=15s$  jusqu'à  $t=15.11s$ , puis elle se stabilise au tour de 1pu.

## V.4.8 Les tensions au bus « 25 » (point de connexion de la ferme éolienne)

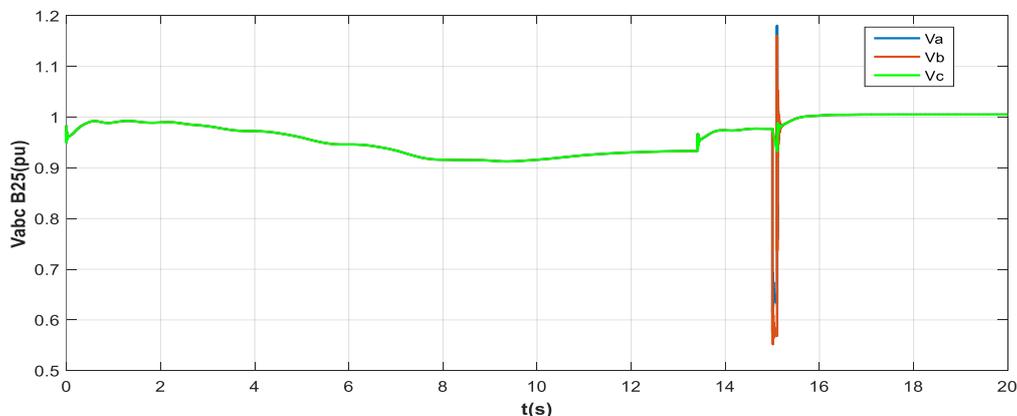


Figure V.12 : La tension au bus « 25 »

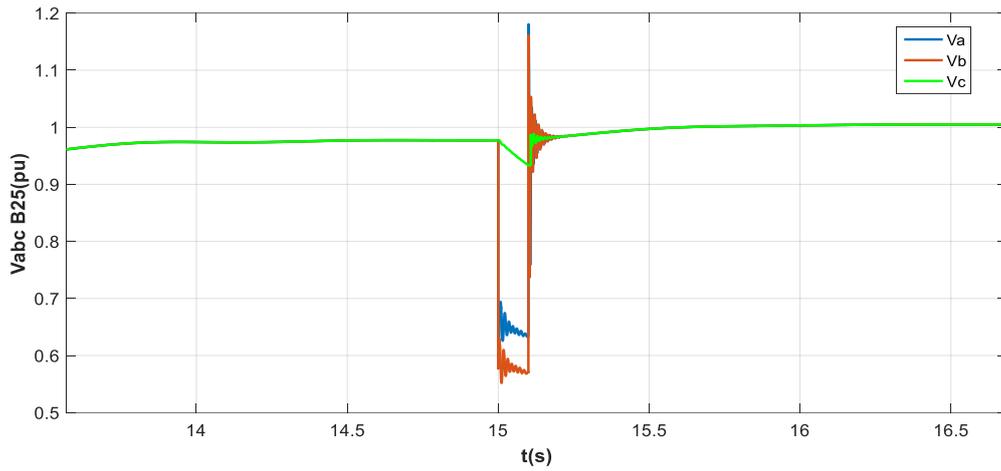


Figure V.13 : Zoom sur la tension au bus « 25 »

## V.4.9 La puissance active et réactive au bus « 25 »

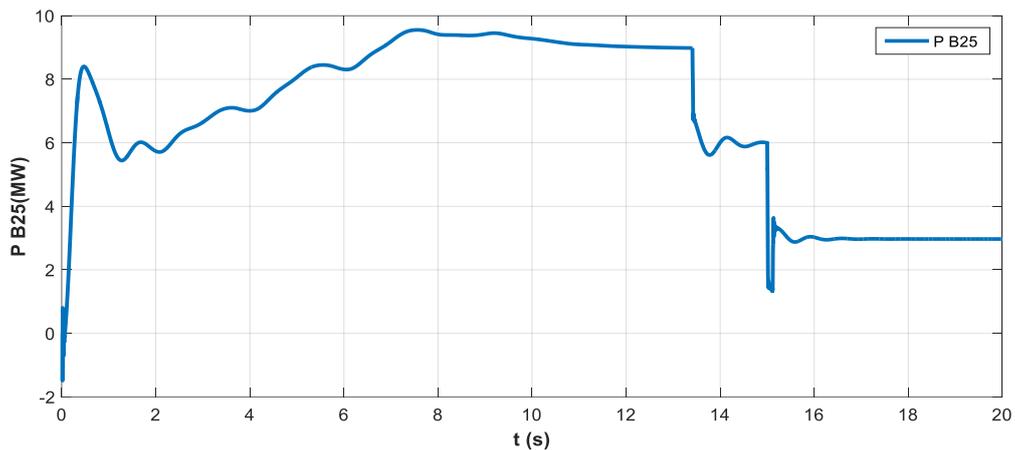


Figure V.14 : La puissance active au bus « 25 »

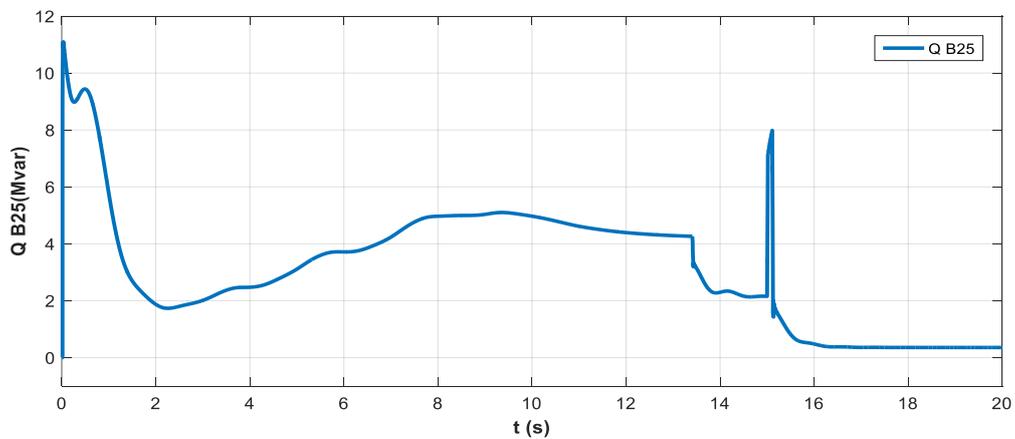


Figure V.15 : La puissance réactive au bus « 25 »

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

### ➤ Scénarios N°3 : Connexion sans défaut et avec compensation

Dans ce cas en va connecter un STATCOM au point de raccordement entre le parc éolien et réseau.

Les résultats illustrés après la simulation sont comme suit :

#### V.4.10 Les puissances active et réactive des trois turbines

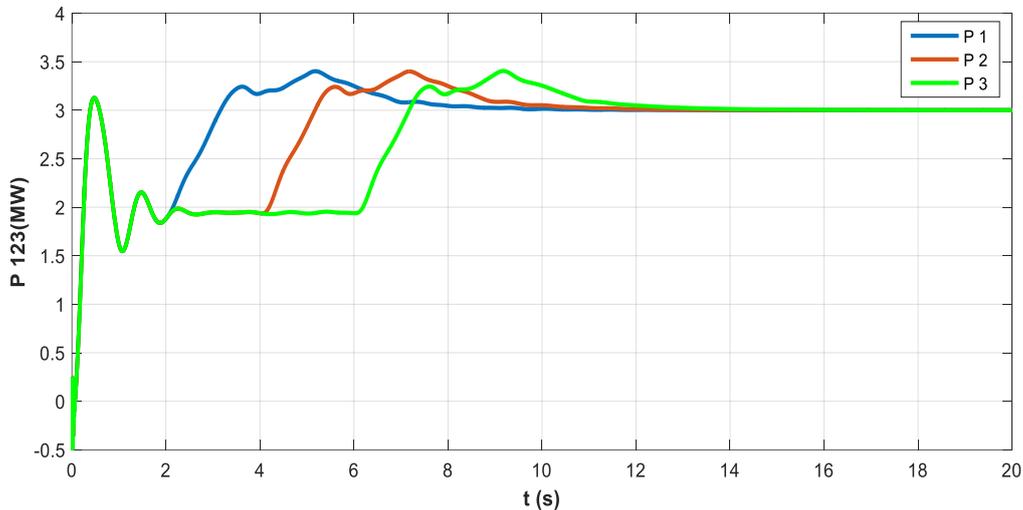


Figure V.16 : La puissance active

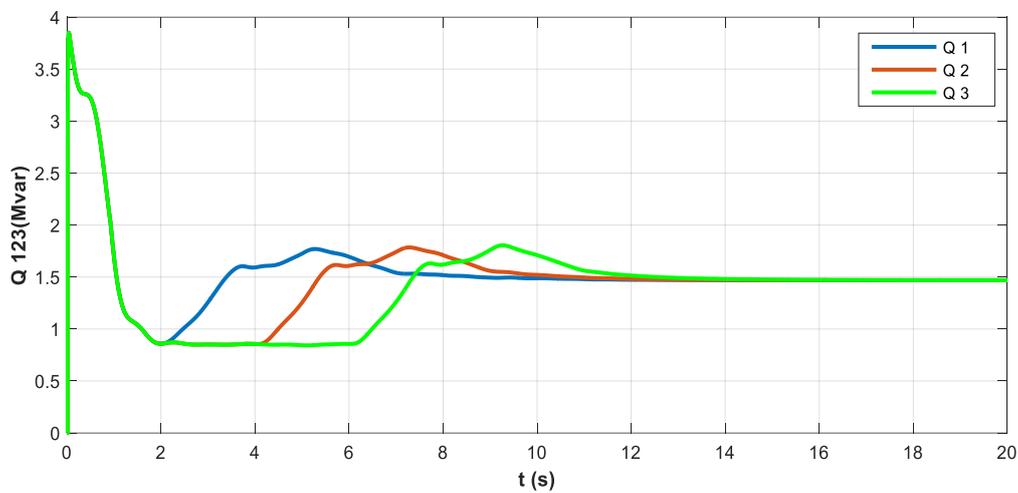


Figure V.17 : La puissance réactive

## V.4.11 La vitesse de rotation des trois turbines

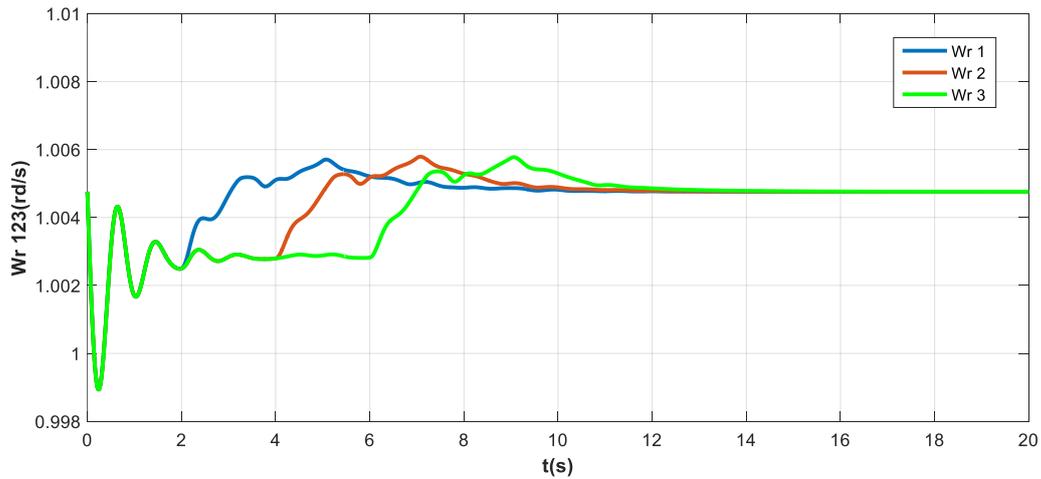


Figure V.18 : La vitesse de rotation

Les puissances active générée pour les trois turbines figure (V.16) commence à augmenter progressivement en même temps que la vitesse du vent pour atteindre sa valeur nominale de 3MW en 8s environ. Au cours de cette période, la vitesse de la turbine et passée de 1.0028pu à 1.0047pu figure (V.18).

On observe que la puissance réactive figure (V.17) augmente à mesure que la puissance active générée augmente. Chaque turbine absorbe 1.47Mvar. Pour une vitesse de vent 11m/s.

## V.4.12 Les tensions au bus « 25 » (point de connexion de la ferme éolienne)

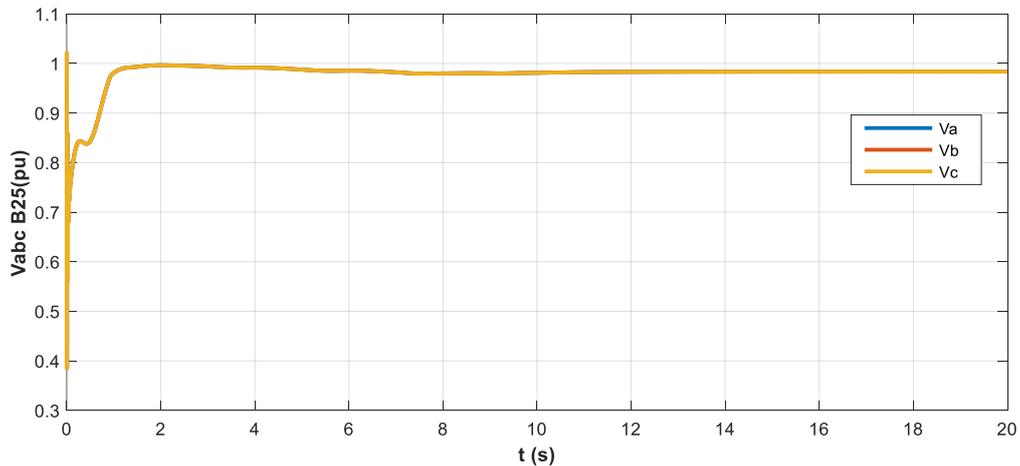


Figure V.19 : La tension au bus « 25 »

### V.4.13 La puissance active et réactive au bus « 25 »

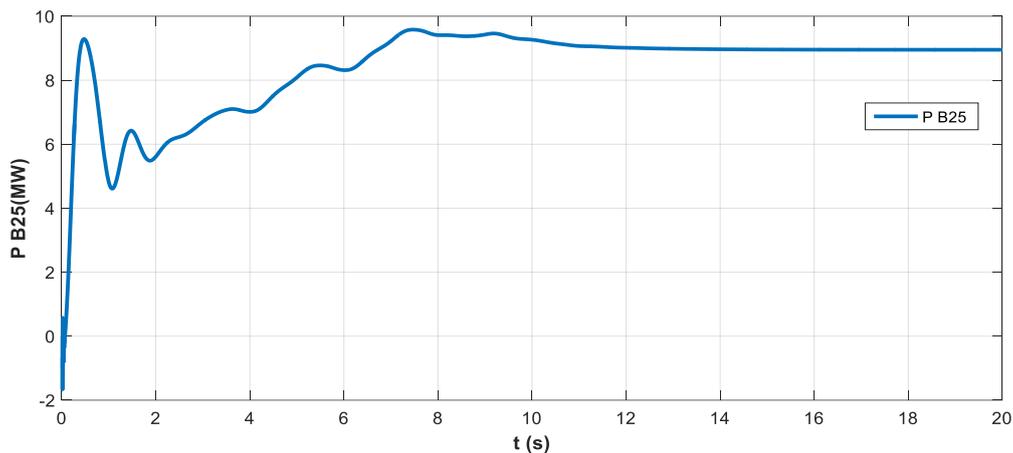


Figure V.20 : La puissance active au bus « 25 »

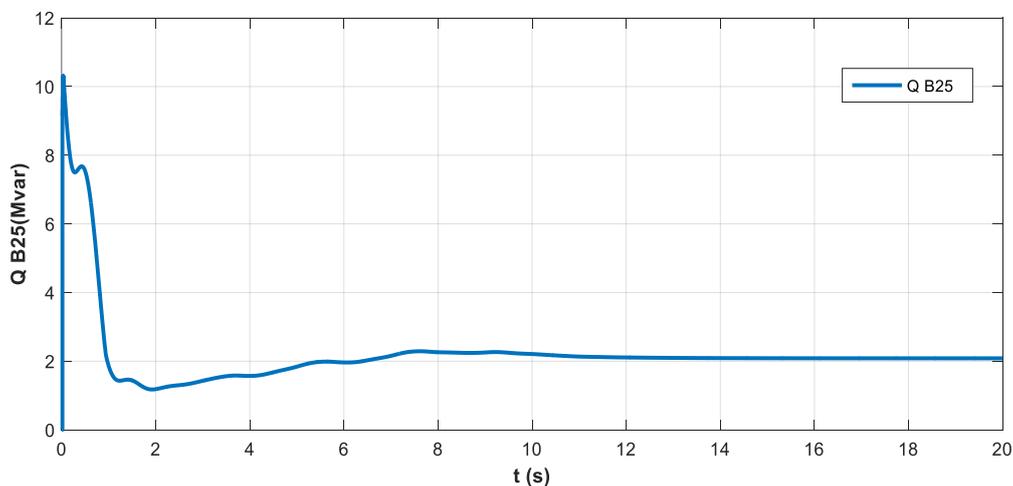


Figure V.21 : La puissance réactive au bus « 25 »

Après l'intégration de STATCOM dans le réseau, on observe que la tension est parfaitement stable au bus « 25 » figure (V.19).

Et pour la puissance active au bus «25» figure (V.20) augmente jusqu'à avoir la valeur nominale de 9MW dans 9s.

Concernant la puissance réactive on remarque à partir de  $t=2s$  l'augmentation et dans 8s elle prend sa valeur nominal de 2Mvar.

#### ➤ Scénarios N°4 : Connexion avec défaut et avec compensation

Maintenant on va observer l'impact de STATCOM. Premièrement, on considère un défaut biphasé survenu à la turbine 2 à  $t=15s$  de durée de  $t=0.11s$ .

Les résultats de simulation de système de puissance en installant un STATCOM au niveau de bus « 25 » sont illustrés dans les figures suivantes :

## V.4.14 Les puissances active et réactive des trois turbines

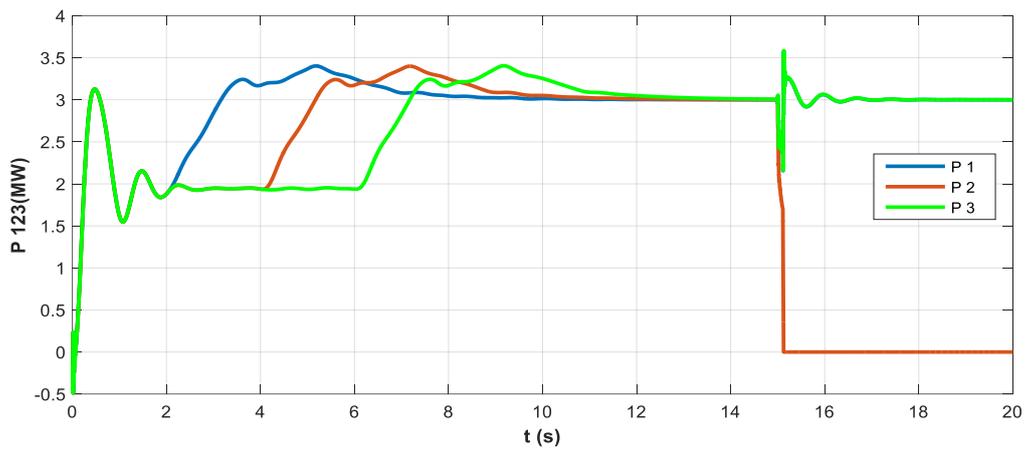


Figure V.22 : La puissance active

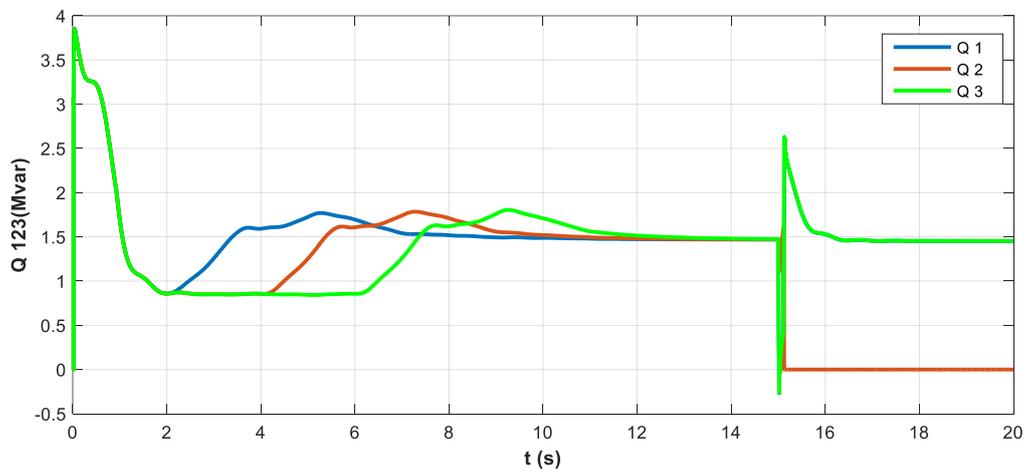


Figure V.23 : La puissance réactive

## V.4.15 La vitesse de rotation des trois générateurs

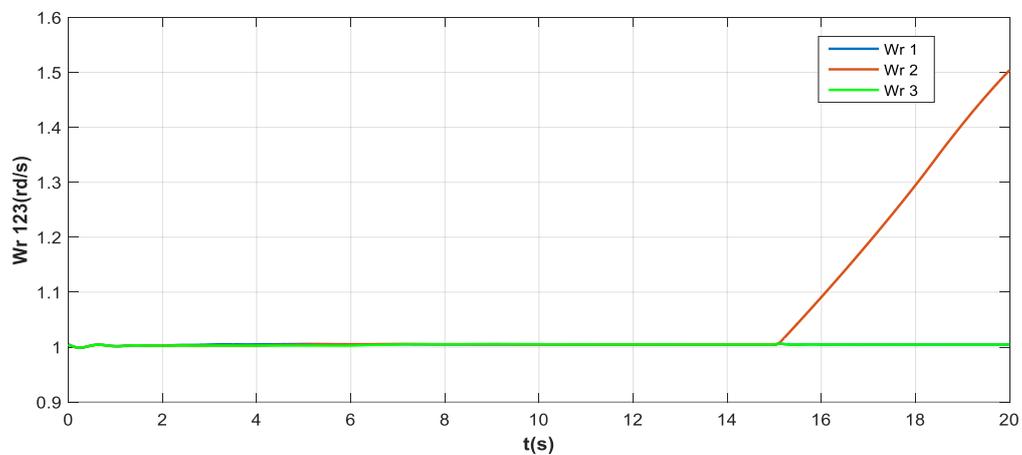


Figure V.24 : La vitesse de rotation

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

Dans ce cas la turbine N°1 reçoit assez de puissance réactive grâce au STATCOM donc elle ne déconnecte pas.

A  $t=15s$  jusqu'à  $t=15.11s$  un défaut est survenu à la turbine N°2, donc la turbine N°2 se déconnecte figure (V.22). Et les turbines N°1 et N°3 continue à assurer la fourniture de la puissance active et réactive vers le réseau.

### V.4.16 Les tensions au bus « 25 »

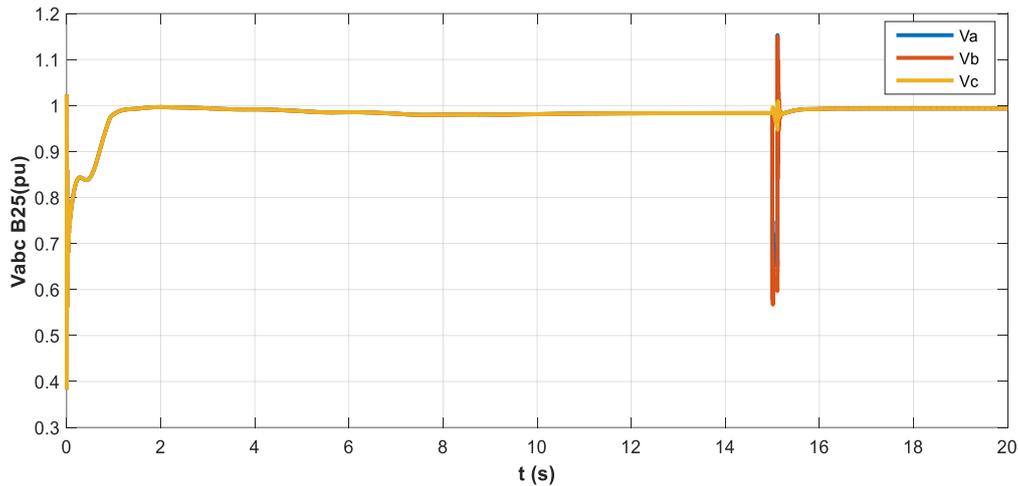


Figure V.25 : La tension au bus « 25 »

### V.4.17 Les puissance active et réactive au bus « 25 »

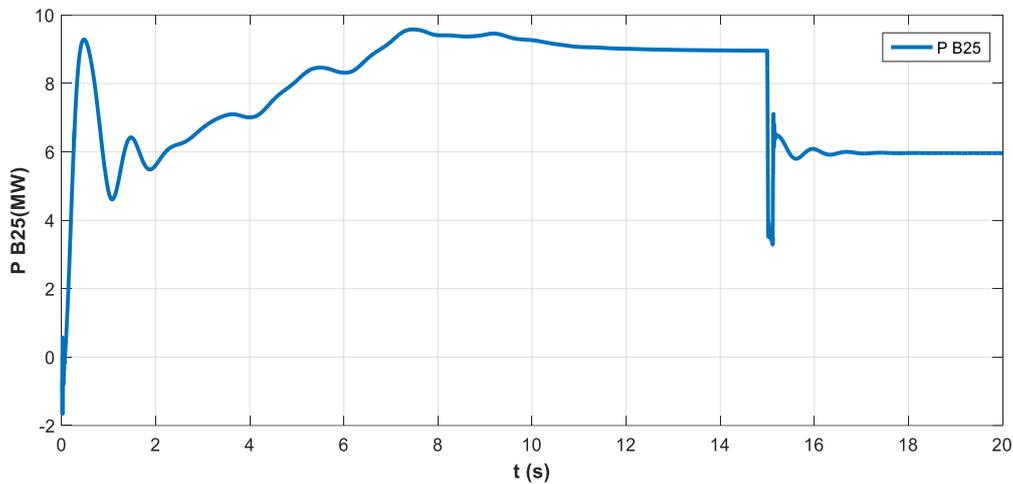
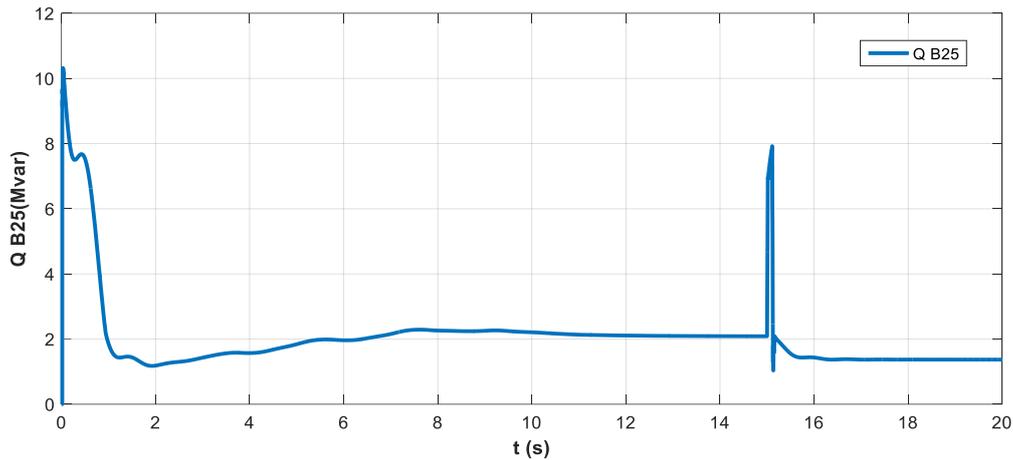


Figure V.26 : La puissance active au bus « 25 »

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation



**Figure V.27** : La puissance réactive au bus « 25 »

On observe que la tension revient à sa valeur initiale après défaut figure (V.25) et la puissance active figure (V.26) présenté avec moins d'oscillation et se stabilise à la valeur de 6MW par rapport à la valeur de 3MW avant la compensation.

Concernent la puissance réactive figure (V.27), on remarque que après l'élimination du défaut, l'injection de puissance réactive diminue.

En résumé, en raison de l'intégration de STATCOM dans le system (réseau + éolienne), ce dernier permet de réguler la tension au point de raccordement et de maintenir les éoliennes connectées au réseau même sous certaines conditions sévères de perturbation comme notre cas de défaut.

### Comparaison

Grandeurs	Sans STATCOM	Avec STATCOM
Vabc_B25 (pu)	0.96 (pu)	0.98 (pu)
P_B25 (MW)	6 (MW)	9 (MW)

### 2- Détermination des temps critiques d'élimination du défaut en régime transitoire : Cas d'un système multi machines

#### V.5 Description de réseau

Cette application consiste à simuler le comportement de réseau test figure (V.24) constitué de :

- 9 buses,
- 9 lignes,
- 3 transformateurs,
- 3 générateurs,
- 3 charges.

Toutes les données sont exprimées en (pu) dans la base de puissance de :  $S = 100$  MVA.

Les caractéristiques du réseau et les valeurs de puissance et tension sont données par les tableaux suivants :

# Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

## V.5.1 Données de réseau de 9 buses IEEE

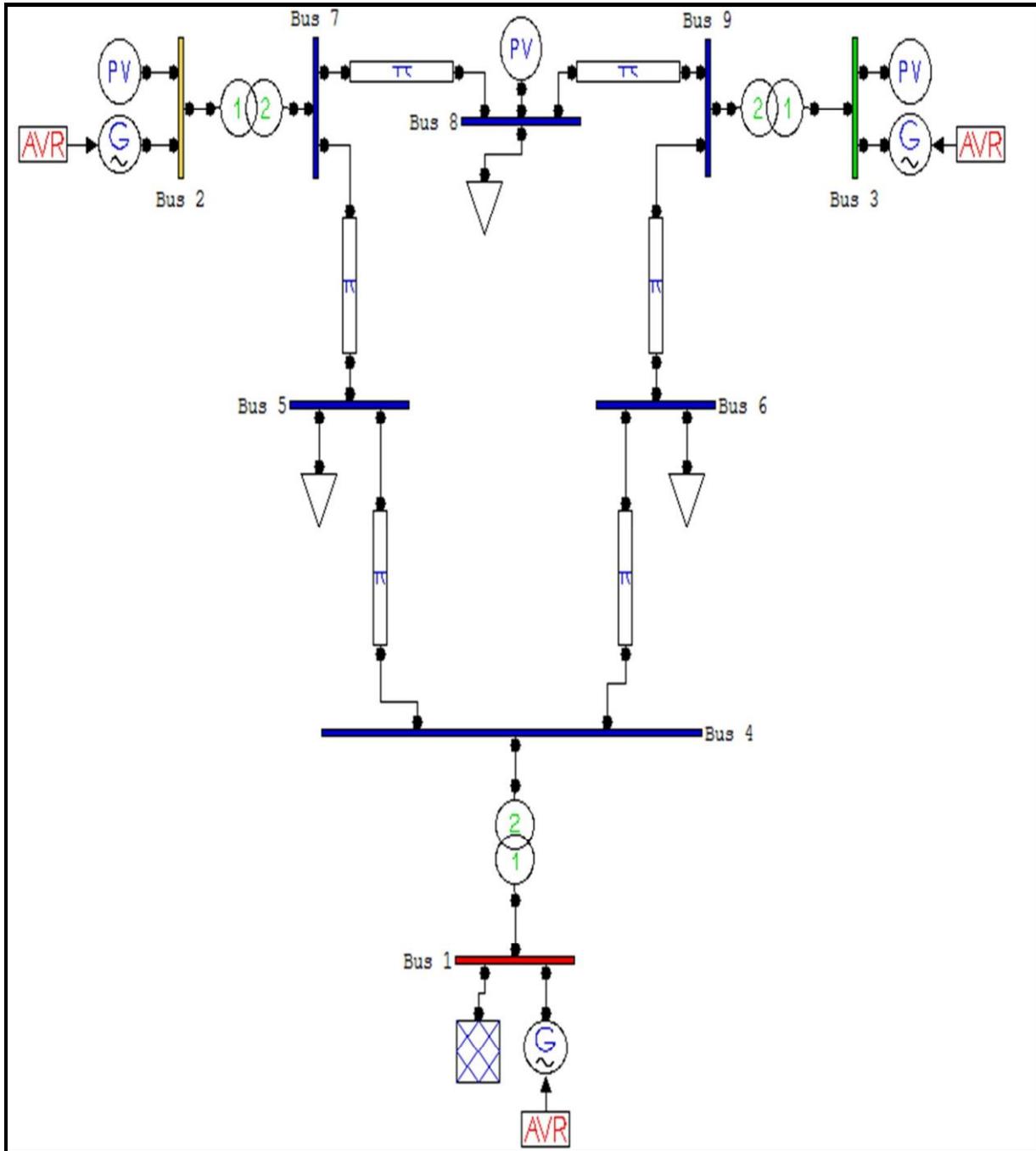


Figure V.28 : Structure de réseau test

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

---

### V.5.2 Données des branches du réseau

Tableau V.1 : Les valeurs des puissances et tensions

Bus	V (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Pch (pu)	Qch (pu)
1	1.04	0	0	0	0
2	1.025	1.63	0	0	0
3	1.025	0.85	0	0	0
4	0	0	0	0	0
5	0	0	0	1.25	0.5
6	0	0	0	0.9	0.5
7	0	0	0	0	0
8	0	0	0	1	0.35
9	0	0	0	0	0

Tableau V.2 : Les caractéristiques du réseau

linge	R	X	B
1 (1-4)	0	0.0576	0
2 (2-7)	0	0.0625	0
3 (3-9)	0	0.0586	0
4 (4-5)	0.01	0.085	0.088
5 (6-4)	0.017	0.092	0.079
6 (7-5)	0.032	0.161	0.153
7 (9-6)	0.039	0.170	0.0179
8 (7-8)	0.0085	0.072	0.0745
9 (9-8)	0.0119	0.1008	0.1045

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

---

Pour l'analyse de la stabilité transitoire, nous avons utilisé un réseau électrique standard, IEEE-9BUS comme objet test. Le système est de 100 MVA de base et de 60Hz de fréquence nominale.

Le phénomène de stabilité transitoire est modélisé par un système d'équation différentielle de premier ordre équation N°III.33 et N°III.35 du chapitre précédent.

La simulation d'un régime transitoire passe par l'occurrence d'un défaut dans le réseau en particulier le défaut de court-circuit.

Dans notre test, il s'agit d'un court-circuit triphasé au jeu de barre 7 à l'extrémité de la ligne 5-7. le défaut est éliminé par l'ouverture de la ligne 5-7.

Le système est étudié dans les trois situations suivantes :

- avant le défaut
- pendant le défaut
- après le défaut.

Avant l'apparition du défaut le système était stable avec l'équilibre entre les puissances mécanique et les puissances électromagnétiques produites par les trois générateurs ( $t=0$ ,  $P_{mi0}=P_{ei0}$ ).

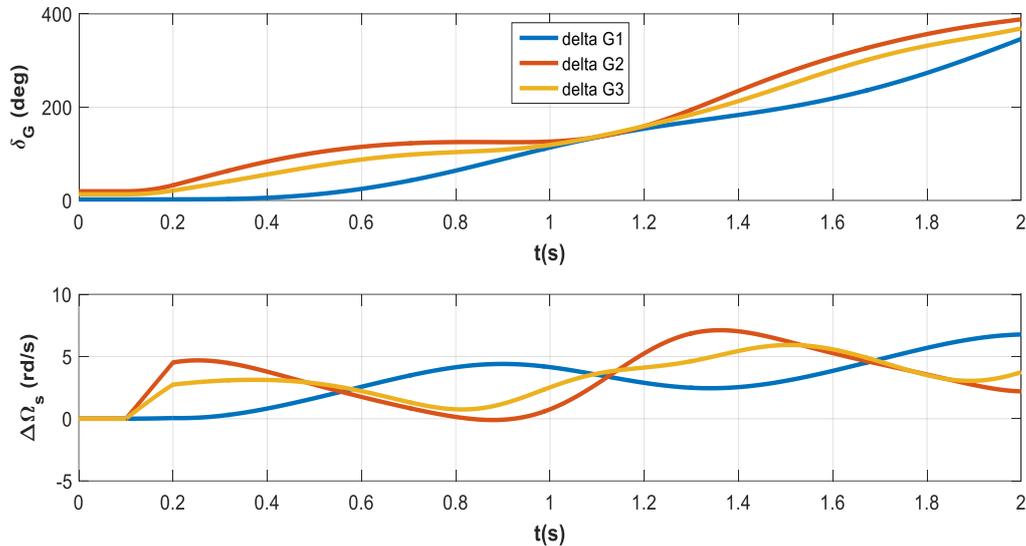
Le calcul d'un écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson permet de déterminer les conditions initiales du système telles que les angles de puissance des générateurs, les puissances électromagnétiques produites par les générateurs et les vitesses de rotation des générateurs. Le calcul de l'écoulement de puissance permet aussi de calculer les matrices admittances dans les trois situations considérées.

Pour la résolution des équations différentielles permettant de calculer les angles critiques de puissance et déterminer les temps critiques d'élimination du défaut, un script sous MATLAB Ode45 est utilisé, qui est l'algorithme de Rung-Kutta d'ordre 4.

La réponse du système est donnée pour différents temps d'élimination du défaut.

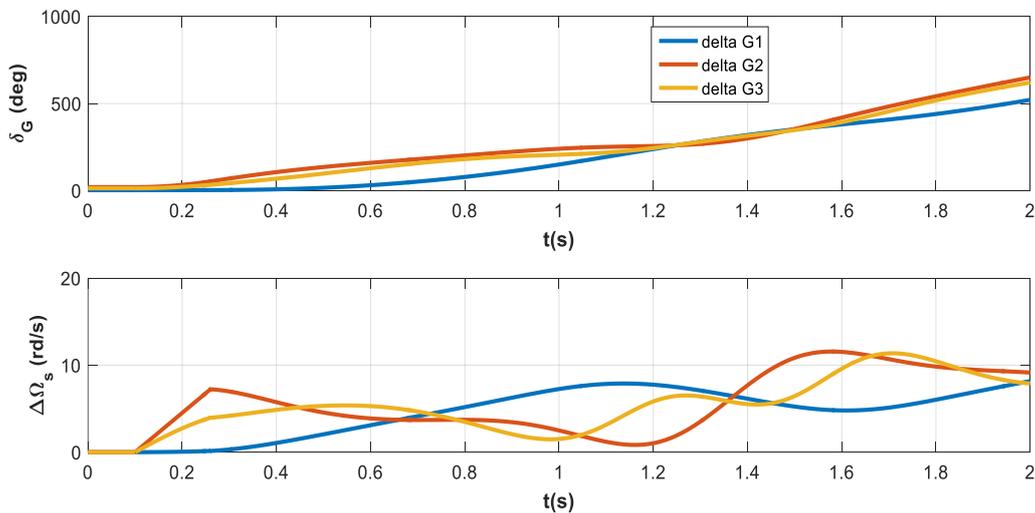
## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

La figure N°(V.29) montre l'évolution individuelle des angles de puissance des générateurs et montre la différence de la vitesse angulaire  $\Delta\Omega_s$  lors d'un court-circuit initié à  $t= 0.100s$  et éliminé à  $t=0.200s$ . Dans cette situation le système est stable.



**Figure V.29 :** Angle rotorique et la vitesse angulaire pour les trois générateurs a  $t=0.200s$

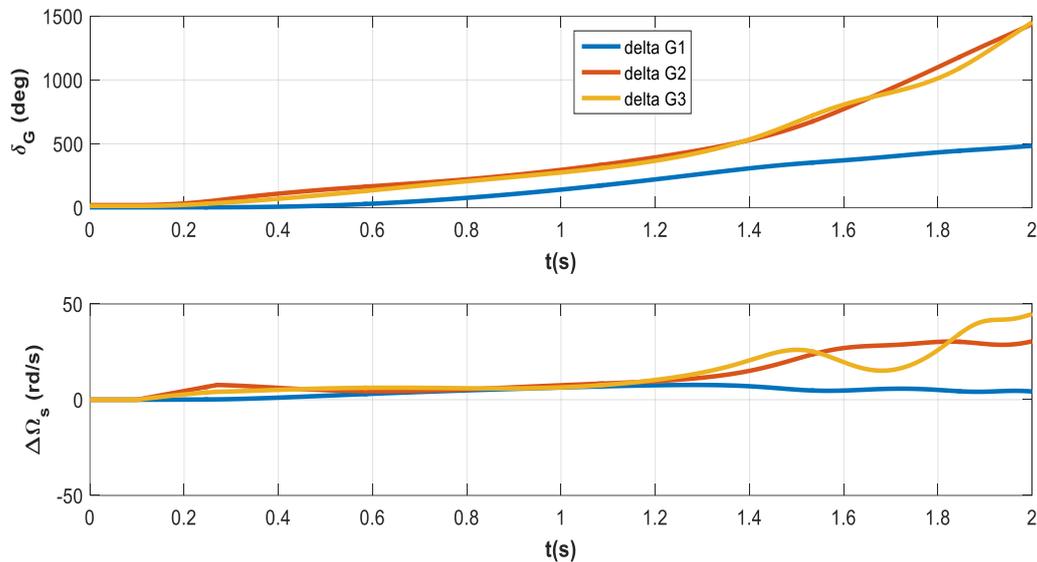
La figure N°(V.30) montre l'évolution individuelle des angles de puissance des générateurs et montre la différence de la vitesse angulaire  $\Delta\Omega_s$  lors d'un court-circuit initié à  $t= 0.100s$  et éliminé à  $t=0.260s$ . Dans cette situation le système est en stabilité critique.



**Figure V.30 :** Angle rotorique et la vitesse angulaire pour les trois générateurs a  $t=0.260s$

## Chapitre V : Simulation, résultats et interprétation

La figure N°(V.31) montre l'évolution individuelle des angles de puissance des générateurs et montre la différence de la vitesse angulaire  $\Delta\Omega_s$  lors d'un court-circuit initié à  $t= 0.100s$  et éliminé à  $t=0.270s$ . Dans cette situation le système est instable. Et les trois générateurs oscillent pour perdre leur synchronisme. Dans cette situation le système en entier doit être déconnecté pour éviter un emballement des générateurs.



**Figure V.31** : Angle rotorique et la vitesse angulaire pour les trois générateurs a  $t=0.270s$

### V.6 conclusion

En conclusion, l'analyse de la stabilité d'un parc éolien connecté au réseau, avec et sans STATCOM, met en évidence l'importance de l'intégration de dispositifs de compensation réactifs tels que le STATCOM pour assurer un fonctionnement stable et efficace du système. Cela ouvre la voie à une meilleure utilisation de l'énergie éolienne et à une transition énergétique réussie vers des sources d'énergie renouvelables.

La détermination des temps critiques d'élimination du défaut en régime transitoire dans un système multi-machines est une étape cruciale pour assurer la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques modernes. Une analyse précise de ces temps permet de minimiser les interruptions d'alimentation et de réduire les impacts négatifs sur les utilisateurs finaux.



## **Conclusion générale**

---

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale

Tout au long de cette étude, il est apparu évident que l'évaluation de la stabilité transitoire est un sujet actuel et essentiel lorsqu'il s'agit d'exploiter et de planifier des réseaux électriques.

Le travail présenté dans ce mémoire a été structuré en 5 parties :

- Dans le premier chapitre, on a fait un rappel sur les réseaux électriques ainsi que des différentes architectures existantes.
- Dans le deuxième chapitre, on a vu une brève description sur l'énergie éolienne, quelque notion principale sur la technologie utilisés jusqu'à la création de l'électricité et l'injecte au réseau.
- Le troisième chapitre, a été consacré à l'analyse de la stabilité, ainsi on a présenté un état de l'art ou on site les différentes méthodologies permettant l'analyse de la stabilité transitoire des systèmes électriques.
- Dans le quatrième chapitre, nous avons présenté le modelé électrique et mécanique de la turbine ainsi la technologie de conversion.

A travers notre étude et d'après les différents résultats de simulation, nous avons montré clairement que :

- L'intérêt capital d'un STATCOM dans les réseaux électriques, il a été montré que, la tension au point de connexion entre l'éolienne et le réseau fluctuait moins en présence d'un STATCOM.
- Grace au STATCOM on peut éviter la déconnexion des éoliennes, suit au déclenchements d'équipements de protection des éoliennes en défaut dans le parc éolien.
- Le temps critique d'isolement de défaut est un facteur essentiel pour juger si le système énergétique a une bonne aptitude à maintenir le synchronisme et garder une stabilité durant une certaine période de perturbation. Ce temps critique a prouvé son importance durant les essais de simulation pour chaque type de défaut

# Références

---

- [1] : **Sari Loubna**, « Etude d'un réseau de transport d'énergie à haute tension 90 KV », mémoire de master de l'université badji Mokhtar Annaba, Algérie juin 2017
- [2] : **G.Jean B. De Metz-Noblat**, « Stabilité Dynamique Des Réseaux Electriques Industriels », Chapter Cahier Technique N185, Janvier1997.
- [3] : **P. Bornard**, «Conduite D'un Système De Production-Transport », Edf.
- [4] : **A. Ouloulade**, « Contribution A L'étude De La Stabilité Des Alternateurs Raccordés Au Réseau Interconnecté De La Ceb », Application Au Cas Des Alternateurs De La Centrale De Nangbeto, Mémoire D'ingénieur De Conception.
- [5] : **Do Minh Thang**, « Approche Probabiliste Pour L'évaluation De La Fiabilité Du Système Electrique Intégrant Des Energies Renouvelables Peu Prévisibles », Université Lille 1 Science Et Technologies.
- [6] : **M. Zellagui**, « Étude Des Protections Des Réseaux Électriques Mt (30 & 10 Kv) », Université Mentouri Constantine, 2010.
- [7] : **C. Puret** « Les réseaux de distribution publique MT dans le monde » 1991.
- [8] : **S. Ben Derradji**, « Calcul des Protections d'un Départ HTA (30 KV) », Université Kasdi Merbah – Ouargla, Année 2013/2014.
- [9] : Groupe Sonelgaz, Guide Tectnique De Distribution, Document Technique De Groupe Sonelgaze, 1984.
- [10] : **F. Kouadra**, « Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT », mémoire de magister, université Mentouri de Constantine, juin 2009.
- [11] : **A. NARIMANE** « réseaux électrique » photocopié de cours de l'université de Bejaia.
- [12] : **H. Kanchev**, « Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable » Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain Hal Id école centrale de lille 2015.
- [13] : « centrales hydroélectriques »  
<https://www.nbpower.com/fr/about-us/learning/learn-about-electricity/hydro/>
- [14] : **Duc-Hoan TRAN** « Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne passive : Analyse de robustesse, validation expérimentale », thèse de doctorat, université de Toulouse, 2010.
- [15] : «Composantes d'une éolienne»  
<https://www.connaissancedesenergies.org/quels-sont-les-constituants-d-une-eolienne130125>

## Références

---

[16] : **A. NARIMANE** « Production Electrique Décentralisée », cour de l'université de Bejaia.

[17] : **S Belakehal**, « Conception et commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables », Thèse de Doctorat, Université de Constantine, 2010.

[18] : **S.El Aimani**. « Modélisation de différents technologie d'éolienne intégrer dans un réseau moyenne tension», thèse doctorat, université des sciences technologie de Lille, 2004.

[19] : **R. Aubrée**, « Stratégies de commande sans capteur et de gestion de l'énergie pour les aérogénérateurs de petite puissance », thèse de Doctorat, Université de Nantes Angers Le Mans, 2014.

[20] : **N Laverdure**, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », Thèse de Doctorat, Université de ENS de Cachan, 2005.

[21] : **A. Mohamed** « Contribution à la commande robuste du système d'énergie renouvelable », thèse, Université Djilali liabes de Sidi-bel-abbes, 2017.

[22] : [http://www.bulipi-eee.tuiasi.ro/archive/2011/fasc.5/p14\\_f5\\_2011.pdf](http://www.bulipi-eee.tuiasi.ro/archive/2011/fasc.5/p14_f5_2011.pdf)

[23] : **Mokrane Smali**, « Modélisation et commande d'un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération », Mémoire présenté comme exigence partielle de la maîtrise en ingénierie, Université du Quebec en Abitibi-Temiscamingue, Août 2013.

[24] : **A. Dekhane**. « Modélisation et contrôle d'une chaine éolienne de conversion de l'énergie », thèse en vue de l'obtention du diplôme de doctorat, université BadjiMokhtar Annaba, 2017.

[25]: **B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed**

« Aérogénérateurs électriques » Editions T.I.D 3 960.

[26] : **Georges Sallom** , « contribution à la commande robuste de la machine asynchrone à double alimentation ». Thèse doctorale, école polytechnique de l'université de Toulouse (13 mars 2007).

[27] 'Grid connexion '

[http://www.i15.p.lodz.pl/strony/EIC/res/Grid\\_connection\\_wind\\_power.html](http://www.i15.p.lodz.pl/strony/EIC/res/Grid_connection_wind_power.html)

[28] : **IEEE/CIGRE** Joint Task Force on Stability terms and definition « Definition and Classification of Power System Stability » IEEE Trans. On Power Sysstem, vol. 19, pp. 1387-1401, May 2004.

## Références

---

- [29] : **Prabha Kundur**, « Power System Stability and Control », New York: McGraw-Hill, 1994.
- [30] : **Prabha Kundur & all. IEEE/CIGRE** Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, « Definition and Classification of Power System Stability ». IEEE Transactions on Power Systems. 2004; 19(2): 1387-1401.
- [31] : **Alkhatib H**, « Etude de la stabilité transitoire aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques », 2008, Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III, Marseille
- [32] : **R.BENABID**, « Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques», mémoire de Magister en Electrotechnique de l'Université de Amar Telidji,Laghouat, le 04/09/2007.
- [33] : **Chulasa PRAING**, “stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de consommation éloignés en période de forte croissance”, thèse de doctorat, L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, Octobre 2000.
- [34] : **Jean-François Canard**, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », thèse de doctorat, Institut Nationale Polytechnique de GRENOBLE, Décembre 2000.
- [35]: **Fetissi Selwa, Labeled Djamel, Labeled Imen**, «The Transient Stability Study of a Synchronous Generator Based on the Rotor Angle Stabilit », International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), Vol. 5, No. 6, December 2015, pp. 1319~1327.
- [36] : **Kamel Saoudi**, “Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques”, thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas-Setif 1, Algérie.
- [37]: **M. El-Hawary et J. Momoh**, Electric Systems Dynamics and Stability with Artificial Intelligence Applications, Marcel Dekker 2000.
- [38] : **MERZOUGUI H**, « Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables », juin 2018.
- [39] : **M.OULD CHEIKHNA et S.GHIBOUB**, « L'impact de compensateur shunt (SVC) sur la stabilité des réseaux électriques », Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université de Biskra, Juin 2009
- [40] : **Kandil, N**, « Algorithmes pour accélérer la simulation en stabilité transitoire, 1999 », Thèse d'état, Université de MONTREAL. [19] **MERZOUGUI H.**, Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, juin 2018.
- [41] : **A. Damien**, « Hydrogène par électrolyse de l'eau », Techniques de l'Ingénieur.1992.
- [42] : **N.Abu-Tabak**, « Stabilité Dynamique des Systèmes Electriques Multi machinés : Modélisation, Commande, Observation et simulation », thèse de doctorat de l'école Centrale de Lyon 2008.

## Références

---

- [43] : **S. Muller, M. Deicke, R. W.De Doncker**, « Doubly-Fed Induction Generators Systems for Wind Turbines », IEEE Industry Applications Magazine, May-June 2000.
- [44] : **A. Beugnies, T. Ghennam, B. François, E. M. Berkouk, B. Robyns**, «Centralized supervision of reactive power generation for a wind farm », 12th European conference on power electronics and
- [45] :**D.Beriber**, 'Optimesation et getion d'energie de système de production photovoltaïqueEolienne avec stockage', thèse de doctorat, USTHB, Alger, 2010.
- [46] : **F Zhang**, « On off control of wind turbine for maximum wind power point tracking », Modelling, Identification and Control (ICMIC), 2012 Proceedings of International Conference on. IEEE, 2012
- [47] : **L Peng** , « Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension », Thèse de Doctorat Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [48] : **Boumezoued Faouzi, Messahli Abdelhak** « Modélisation et commande d'une chaine de conversion d'énergie éolienne », Mémoire fin de cycle, université A.Mira, Bejaia 2005/2006.
- [49] : **T. Ghennam, E. M. Berkouk, and B. Francois**, « Modeling and control of a Doubly Fed Induction Generator (DFIG) based Wind Conversion System, » in 2009 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009, pp. 507–512.
- [50] : **P. Li, L. Xiong, F. Wu, M. Ma, J. Wang** « Sliding mode controller based on feedback linearization for damping of subsynchronous control interaction in DFIG-based wind power plants », International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol 107, pp. 239-250, 2019.
- [51] : **C. Kan, Y.Devrim, S. Eryilmaz**, on the theoretical distribution of the wind farm power when there is a correlation between wind speed and wind turbine availability, Reliability Engineering & System Safety. Vol.203, p. 107115, 2020.
- [52] : **K. Ziane**, « Analyse, Évaluation et Réduction des Risques d'un Parc Éolien », Thèse de Doctorat Université d'Oran 2, Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle, 2017.
- [53] : **A. Chemidi**, « Analyse, modélisation et commande avancée d'une éolienne utilisée dans une ferme », Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaid- Tlemcen, 2014-2015.
- [54] : **M. Z. Labidine**, « Etude dynamique et optimisation des pales d'un aérogénérateur », Thèse de Doctorat, Université de Mentouri -Constantine, 2015.
- [55] : **S. Massoum**, « Contrôle avec les techniques de l'intelligence artificielle d'une source d'énergie éolienne à base d'une machine asynchrone à double alimentation », Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2018.