

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET**  
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES  
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**  
*Pour l'obtention du diplôme de Master*

**Domaine :** Sciences et Technologie

**Spécialité :** Electrotechnique

**Option :** Réseaux Electriques

**THÈME**

**Amélioration de la stabilité dans une station  
de production d'énergie électrique**

**Préparé par :**

M. HASSANI Abdellatif Abdelkader

**Devant le jury :**

<b>Nom et prénoms</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
BELLABES Belkacem	MCA	Président
BEKKI Brahim	MAA	Examineur
BOURNANE Hayet	MAA	Examineur
BELHACEL Kheira	MAA	Encadreur

**Année Universitaire: 2019 – 2020**

# Dédicace

*À Mes chers parents*

*Pour tout le mal qu'ils se sont donné afin de me faciliter ma tâche, en témoignage de la profonde affection que je leurs porte et qui m'ont beaucoup soutenu durant toutes mes études.*

*À mes frères*

*À tous ceux qui me sont proches et ceux qui ont contribué à ma formation qu'ils trouvent là toute ma reconnaissance.*

*À tous mes amis.*

# Remerciement

*Je tiens à remercier premièrement mon « **ALLAH** » Tout Puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il m'a donné durant toutes ces longues années.*

*Je tiens également à exprimer mes vifs remerciements à mon encadreur Madame **BELHACEL Kheira** Maitre-Assistant classe -A- à l'université IBN KHALDOUN Tiaret et Monsieur **BEY Mohamed** Docteur de la même université, pour avoir d'abord proposés ce thème et suivis le déroulement de ce mémoire et pour la confiance et l'intérêt qu'ils m'ont accordé tout au long de la réalisation de ce travail.*

*Mes remerciements à Monsieur **BELLABES Belkacem**, Maitre de conférence classe -A- à l'université IBN KHALDOUN Tiaret pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.*

*Je remercie aussi Monsieur **BEKKI Brahim** et Madame **BOURNANE Hayet** d'avoir examiné de ce modeste travail.*

*Merci enfin à tous ceux qui, de près ou de loin, m'aide et donc ont contribué au succès de ce travail.*

*Je remercie aussi tous mes enseignants ainsi le staff du département génie électrique qui a contribué ma formation.*

# *Sommaire*

Introduction générale .....	01
-----------------------------	----

## *Chapitre I*

I.1. Introduction.....	04
I.2. Production de l'électricité .....	04
I.3. Les unités de productions (Composants de génération) .....	05
I.3.1. Générateur synchrone .....	06
I.3.2. Excitateur et AVR .....	07
I.3.3. Turbines et leurs systèmes de gouverneur .....	09
I.3.3.1. Turbine .....	09
I.3.3.2. Gouverneur .....	10
I.4. Caractéristiques statisme .....	12
I.5. Modélisation des éléments d'un réseau électrique .....	13
I.5.1. Modèle équivalent d'une phase de générateur .....	13
I.5.2. Equation mécanique de la machine synchrone .....	14
I.6. Différents type de stabilité .....	19
I.6.1. Stabilité angulaire .....	19
I.6.1.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) .....	20
I.6.1.2. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique).....	20
I.6.2. Stabilité de fréquence .....	20
I.6.3. Stabilité de tension .....	21
I.7. Contrôle de fréquence .....	22
I.7.1. Contrôle de fréquence par l'équipement classique (AGC) .....	22
I.7.2. Contrôle de fréquence par éolienne .....	23
I.7.2.1. L'énergie éolienne .....	23
I.7.2.2. Les modes d'exploitation de l'énergie éolienne .....	25
I.7.2.3. Principe de fonctionnement de l'éolienne .....	25
I.7.2.4. Configuration de l'éolienne .....	26
I.7.2.4.1. Éoliennes à vitesse fixe .....	27

I.7.2.4.2. Éoliennes à vitesse variable .....	27
I.7.2.5. Exigence de la participation des éoliennes au réglage de fréquence .....	28
I.7.2.6. Modélisation de la chaîne de production .....	29
I.8. Conclusion .....	30

## ***Chapitre II***

II.1. Introduction .....	32
II.2. Problème d'optimisation (généralité) .....	32
II.2.1. Les problèmes d'optimisation continue versus les problèmes d'optimisation discrète .	32
II.2.2. Les problèmes d'optimisation avec et sans contrainte .....	32
II.2.3. Les problèmes d'optimisation mono-objectif ou multi-objectif .....	33
II.2.4. Les problèmes d'optimisation déterministe ou stochastique .....	33
II.3. Méthodes heuristiques .....	33
II.4. Méthodes métaheuristiques .....	34
II.4.1. Classification des Métaheuristiques .....	36
II.5. Algorithme Génétique .....	37
II.5.1. Principe de fonctionnement des algorithmes génétiques .....	37
II.5.2. Description détaillé des algorithmes génétiques .....	39
II.5.2.1. Population initiale .....	39
II.5.2.2. Codage .....	40
II.5.2.2.1. Le codage binaire .....	40
II.5.2.2.2. Le codage réel .....	40
II.5.2.3. Fonction d'évaluation (Gestion des contraintes) ou performance .....	41
II.5.2.4. Sélection .....	41
II.5.2.5. Croisement (Crossover) .....	41
II.5.2.6. Mutation .....	42
II.5.3. Avantages et inconvénients des algorithmes génétiques .....	43
II.5.3.1. Avantages des AGs .....	43
II.5.3.2. Inconvénients des AGs .....	43
II.6. Critère d'optimisation pour un contrôleur PID .....	44
II.6. Conclusion .....	45

## *Chapitre III*

III.1. Introduction .....	47
III.2. Présentation de système étudié .....	47
III.2.1. Système de régulation de vitesse .....	47
III.2.2. Modèle de turbine .....	48
III.2.3. Modèle de charge de générateur .....	48
III.3. Toolbox Genetic Algorithm dans l'environnement MATLAB .....	48
III.3.1. Configuration d'un problème pour GA MATLAB .....	48
III.3.2. Exécution de processus GA .....	48
III.3.3. Visualisation .....	49
III.3.4. Spécification de la taille de population .....	49
III.3.5. Les critères d'arrêt utilisés .....	49
III.4. Simulations et résultats .....	50
III.4.1. Effet de la variation de la charge sur la fréquence .....	50
III.4.2. Effet du type de réglage sur la variation de fréquence .....	52
III.4.3. Réglage de fréquence par éolienne .....	56
III.4.3.1. Eolienne sans contrôle .....	56
III.4.3.2. Eolienne contrôlée .....	59
III.5. Conclusion .....	64
Conclusion générale .....	66
Référence bibliographiques .....	68
Résumé .....	71

# *Liste des figures*

## Chapitre I

<b>Figure I.1</b> Schéma-bloc d'une unité de production d'électricité .....	06
<b>Figure I.2</b> Structure d'un système d'excitation statique avec son AVR .....	08
<b>Figure I.3</b> Principe d'une turbine à action .....	09
<b>Figure I.4</b> Principe d'une turbine à réaction .....	09
<b>Figure I.5</b> Régulateur de vitesse type PID .....	12
<b>Figure I.6</b> La fréquence en fonction de la puissance .....	13
<b>Figure I.7</b> Circuit équivalent d'une phase de générateur .....	14
<b>Figure I.8</b> Couples mécanique et électrique agissant sur l'axe du générateur .....	15
<b>Figure I.9</b> Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique .....	16
<b>Figure I.10</b> Schéma bloc représente l'AGC .....	23
<b>Figure I.11</b> Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique .....	24
<b>Figure I.12</b> Eolienne a axe vertical .....	26
<b>Figure I.13</b> Eolienne a axe horizontale en amont et en aval .....	26
<b>Figure I.14</b> Exemple d'évolution approchée du coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse $\lambda$ pour différents angles d'orientation des pales $\beta$ .....	29

## Chapitre II

<b>Figure II.1</b> Principe général des Méta-heuristiques .....	35
<b>Figure II.2</b> Classification des métaheuristiques .....	36
<b>Figure II.3</b> Schéma du principe des algorithmes génétiques .....	38
<b>Figure II.4</b> Structure d'un algorithme génétique canonique .....	38
<b>Figure II.5</b> Croisement à un point de coupure .....	42
<b>Figure II.6</b> Croisement à deux points de coupure .....	42
<b>Figure II.7</b> Exemple d'une mutation dans une chaîne binaire .....	43
<b>Figure II.8</b> Éolienne Controller par un régulateur PID .....	44

## Chapitre III

<b>Figure III.1</b> Bloc diagramme de système .....	47
<b>Figure III.2</b> Variation de fréquence en fonction de la variation de la puissance .....	50
<b>Figure III.3</b> La fréquence en fonction de la variation de puissance .....	51

<b>Figure III.4</b> La vitesse synchrone en fonction la variation de la puissance .....	52
<b>Figure III.5</b> Bloc diagramme d'un système à deux zones .....	53
<b>Figure III.6</b> Bloc diagramme de système avec réglage tertiaire .....	53
<b>Figure III.7</b> L'effet du type de réglage .....	54
<b>Figure III.8</b> L'effet du type de réglage sur la fréquence .....	55
<b>Figure III.9</b> L'effet du type de réglage sur la vitesse synchrone .....	55
<b>Figure III.10</b> Schéma bloc de système éolien simulé sans control .....	56
<b>Figure III.11</b> Variation de fréquence sous l'effet de réglage éolien sans contrôle et les régulateurs classiques .....	57
<b>Figure III.12</b> L'effet de réglage éolien sans contrôle sur la fréquence par rapport aux régulateurs classiques .....	58
<b>Figure III.13</b> L'effet de réglage éolien sans contrôle sur la vitesse synchrone par rapport aux régulateurs classiques .....	58
<b>Figure III.14</b> Schéma bloc de système éolien simulé avec control .....	59
<b>Figure III.15</b> Réglage de variation fréquence par éolien sans contrôleur PID et par éolien avec contrôleur PID optimisé par GA .....	60
<b>Figure III.16</b> Réglage de fréquence par éolien sans contrôleur PID et par éolien avec contrôleur PID optimisé par GA .....	61
<b>Figure III.17</b> Comportement de la vitesse synchrone dans le réglage de fréquence par éolien sans contrôleur PID et par éolien avec contrôleur PID optimisé par GA .....	62
<b>Figure III.18</b> Capacité de réglage éolien par rapport aux régulateurs classiques .....	62
<b>Figure III.19</b> Capacité de réglage éolien avec contrôle par rapport aux régulateurs classiques .....	63
<b>Figure III.20</b> Capacité de réglage éolien avec contrôle par rapport aux régulateurs classiques .....	63



# *Introduction générale*

## Introduction générale

En Algérie, comme dans la plupart des autres pays européens, le courant alternatif distribué habituellement aux ménages a une fréquence de 50 hertz (Hz). Ce que l'on sait moins, c'est que cette fréquence donne également des informations sur la relation entre la production et la consommation d'électricité d'un réseau électrique : si la fréquence est trop basse, cela signifie que le réseau manque de courant ; si par contre elle grimpe trop, c'est qu'il y a une quantité excessive de courant dans le réseau.

M. François GAHEN, directeur adjoint des études et des recherches de l'électricité en France, a écrit dans un rapport au congrès de Londres de l'Union International des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique : sur le plan technique, ce problème, (il s'agit de celui de « réglage de fréquence et des échanges de puissance »), est le plus important parmi ceux que peut poser la marche en parallèle des réseaux électrique [1].

Un apport brutal d'électricité non piloté va faire varier la fréquence sur le réseau électrique. Donc, la fréquence doit être particulièrement difficile à contrôler dans les productions électriques non pilotées ce qui est résolue par des systèmes de réglage conventionnels pour les centrales de production alimentée en combustible. Contrairement à l'électricité verte qui pose un gros problème pour les gestionnaires, tel que le cas de la ferme éolienne de Kaberten à Adrar dans l'Algérie, qui pose toujours le problème de perte du synchronisme (battement de fréquence) à cause de milieu du fonctionnement ( $t > 45^{\circ}\text{C}$ ).

Pour maintenir la fréquence de réseau stable de 50 Hz dans ces cas (présence de la production décentralisée), il faut un mécanisme d'offre et de demande intelligent, par exemple un système d'énergie de réglage fonctionnel en cas de fréquences trop hautes ou trop basses.

D'après ce constat, l'idée traitée dans ce projet est d'utiliser la ferme éolienne comme un système de réserve d'énergie électrique afin de rétablir la fréquence du réseau en cas de perturbation. Encore, pour bien maîtriser la situation et le fonctionnement de l'éolienne, nous avons choisi un régulateur basé sur les algorithmes génétiques dans son dimensionnement.

Ce travail est réparti en trois chapitres :

La modélisation des systèmes est abordé au premier chapitre comporte les différents modèles, système intervient aux réglages de fréquence et l'éolienne.

Dans le deuxième chapitre, nous avons introduit la notion d'optimisation pour détermine les gains optimaux des régulateurs à l'aide de la méthode des algorithmes génétique afin de proposer un dimensionnement efficace des régulateurs.

Sur la base du travail fait au chapitre précédent, nous avons montré l'efficacité de la ferme éolienne à régler le problème de fréquence apparaissent dans le cas de variation de charge, ce chapitre comporte les différents simulations, résultats obtenus, analyses et discussions.

Une conclusion générale avec quelques perspectives termine ce mémoire.

*Chapitre I*  
*Modélisation des systèmes*

## I.1. Introduction

Dans le présent chapitre, la modélisation d'un système électro-énergétique est abordée dans son ensemble. Le modèle d'état retenu pour un réseau est décrit en détail et aboutit au schéma du bloque fonctionnel des systèmes. Nous avons également décrit les différents types de stabilité rencontrés dans un réseau. Les réglages de type conventionnel et ceux basés sur l'éolienne sont aussi présentés dans ce chapitre.

## I.2. Production de l'électricité

Traditionnellement, le fonctionnement de système d'alimentation était basé sur des centrales électriques raccordées au réseau de transport, ces centrales sont généralement thermiques ou hydroélectriques, dans lesquelles l'électricité est produite en convertissant l'énergie mécanique apparaissant sur l'arbre de sortie d'un moteur, ou plus généralement d'une turbine, en énergie électrique.

Les ressources de l'énergie thermique utilisées commercialement sont le charbon, le gaz naturel, le combustible nucléaire, et le pétrole.

La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique dans les centrales thermiques ou hydrauliques est presque universellement réalisée par l'utilisation d'un générateur synchrone. Le générateur synchrone injecte son énergie électrique dans le système de transmission via un transformateur élévateur afin d'augmenter la tension au niveau de transmission.

Les préoccupations concernant le réchauffement climatique et la durabilité ont suscité l'intérêt pour la production renouvelable. En générale, il existe trois façons principales pour l'industrie peut réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> :

- En passant de la production traditionnelle à base de charbon, gaz et pétrole aux énergies renouvelables (Eolienne, Solaire, Marie ...)
- En allant vers une production nucléaire qui est largement sans CO<sub>2</sub>.
- En éliminant le CO<sub>2</sub> d'échappement de la production thermique traditionnelle en utilisant par exemple la technologie de capture et de stockage du carbone.

Il est important d'apprécier que les dernières options conservent la structure traditionnelle du système électrique, car celle-ci basé sur quelques grandes unités de production

et ne nécessitent pas de changement majeurs dans la façon dont les systèmes d'alimentation sont conçus et exploités, cependant la première option exige un changement majeur vers les pratiques actuelles comme la génération serait basée de plus en plus autour d'un grand nombre de petites centrales renouvelables, car les énergies renouvelables ont une faible densité d'énergie, de sorte que les centrales électriques renouvelables ont tendance à être petites avec des capacités de centrales individuelles étant entre des centaines de Kilowatts et de quelques Mégawatts, ces petites centrales sont souvent connectées à la distribution, plutôt que la transmission, ces installations sont appelées distribuées, ou bien intégrées.

Les centrales éoliennes utilisent habituellement des générateurs à induction, à vitesse fixe ou double alimentation, afin de transformer l'énergie éolienne en électricité.

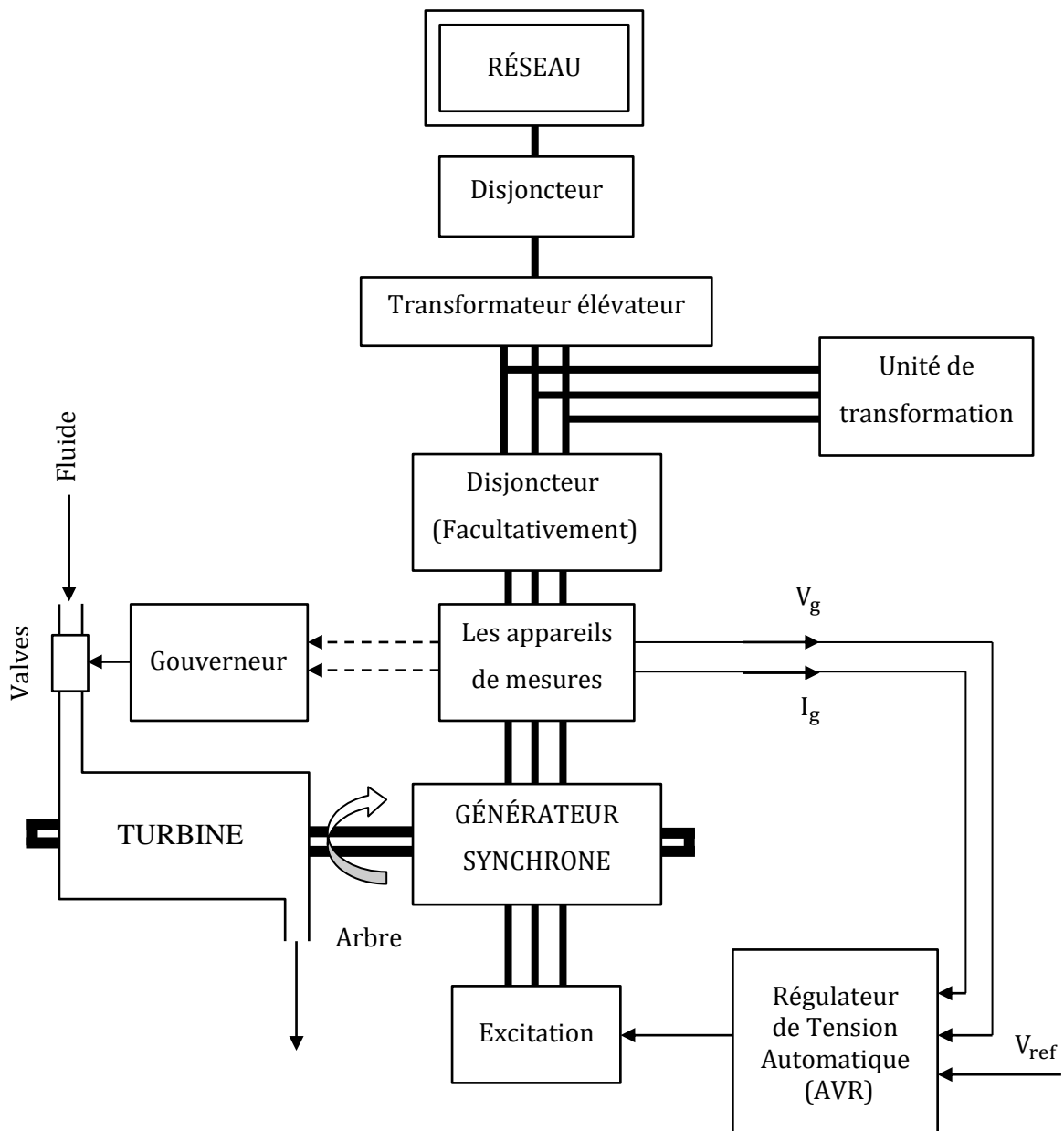
Les centrales solaires peuvent être thermiques ou photovoltaïques avec un générateur synchrone alimenté par un convertisseur.

### **I.3. Les unités de productions (Composants de génération)**

Le schéma de principe de production est illustré par la figure I.1, l'énergie électrique est produite par un générateur synchrone entraîné par un moteur principal, habituellement une turbine ou un moteur diesel, la turbine est équipée d'un gouverneur qui contrôle soit la vitesse, soit la puissance de sortie selon une caractéristique de fréquence-puissance prédéfinie.

L'énergie produite est injectée dans le réseau de transmission via un transformateur élévateur. Le courant d'excitation DC (ou champ) nécessaire pour produire le champ magnétique à l'intérieur du générateur est fourni par l'excitation, et par conséquent la tension aux bornes du générateur est contrôlée par un régulateur de tension automatique (AVR).

L'unité de transformation supplémentaire peut être reliée au jeu de barres entre le générateur et le transformateur élévateur pour fournir les services auxiliaires de la centrale électrique comprenant des moteurs, des pompes, l'excitation et ainsi de suite. L'unité de production est équipée d'un disjoncteur sur le côté du générateur. Une telle configuration est tout à fait convenable parce que, en cas de panne d'entretien ou un défaut, le disjoncteur du générateur peut être ouvert pendant que les services auxiliaires peuvent être alimentés à partir du réseau. D'autre part, avec le disjoncteur principal ouvert le générateur peut fournir ses propres services auxiliaires [2].



**Figure I.1** Schéma-bloc d'une unité de production d'électricité

### I.3.1. Générateur synchrone

Les générateurs synchrone peuvent être classifiés comme générateurs de grande vitesse, conduits par les turbines à vapeur ou du gaz (et appelé souvent turbo générateur), ou les générateurs de faible vitesse, conduits par les turbines d'eau.

Pour réduire les forces centrifuges, les turbogénérateurs à grande vitesse ont un diamètre relativement bas, mais une longueur axiale importante et sont montés horizontalement, d'une

manière caractéristique ils auront deux ou quatre pôles électrique pour que dans un système de 50 Hz un générateur sera conduit a 3000 ou 1500 tr-min respectivement.

En revanche, les générateurs à faible vitesse fonctionnent généralement à 500 tr-min et moins, ont un grand nombre de pôles électrique, un grande diamètre et une longueur axiale plus courte. Le nombre réel de pôles magnétiques dépend de la vitesse et de la fréquence nominale du système d'alimentation.

Tous les générateurs ont deux parties principales appelées Stator et Rotor, tous les deux sont fabriqués de l'acier magnétique [3].

a) **Stator (induit)** : C'est la partie fixe. Les conducteurs de l'induit, placés dans des encoches autour de la carcasse de la machine, sont groupés en bobine. Il est constitué d'enroulements qui vont être le siège de courants électriques alternatifs induits par la variation du flux du champ magnétique due au mouvement relatif de l'inducteur par rapport à l'induit.

La vitesse du champ tournant et du rotor sont identiques, on note la relation entre cette vitesse et la fréquence électrique  $N \text{ (tr-min)} = 60f/p$ .

Contrairement au rotor, le stator est siège de variations temporelles de flux magnétique, pour éviter les courants de Foucault il va devoir être feuilleté.

b) **Rotor (inducteur)** : c'est la partie fixe ou bien l'excitation, c'est un électroaimant alimenté en courant continu par l'intermédiaire de balais pour générer un flux magnétique tournant qui est proportionnelle au courant d'excitation, ce flux magnétique tournant induit ensuite une force électromotrice (FEM) dans chaque phase de l'enroulement triphasé de stator. Il existe trois grandes familles de rotor : **Rotor bobiné à pôles lisses**, **Rotor bobiné à pôles saillants** et **Rotor à aimant**.

### I.3.2. Excitateur et AVR

Le système d'excitation du générateur est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent ce système fournit une tension et un courant continue mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau.

Actuellement, des systèmes d'excitation variés sont employés, il existe trois principaux types peuvent être identifiés [4].

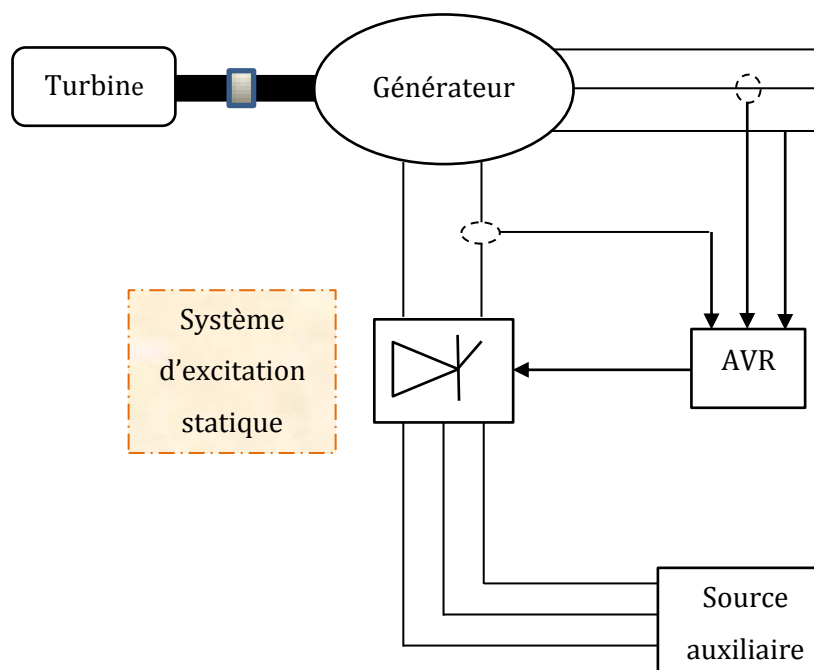


- **Les systèmes d'excitation à courant continu CC:** ils utilisent une génératrice à courant continu avec collecteur comme source de puissance du système d'excitation.
- **Les systèmes d'excitation à courant alternatif CA:** ils utilisent un alternateur et des redresseurs statiques ou tournants pour produire le courant continu nécessaire dans l'enroulement d'excitation de la machine synchrone.
- **Les systèmes d'excitation statiques:** dans ce cas, le courant d'excitation est fourni par un redresseur commandé. Sa puissance est fournie soit directement par le générateur à travers un transformateur donnant le niveau approprié de tension, soit par des enroulements auxiliaires montés dans le générateur.

Le système d'excitation est équipé de contrôleur, appelé habituellement régulateur de tension (Automatic Voltage Régulator) figure I.2. Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges.

En outre, ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système électro-énergétique. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et ramener la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées.

Une caractéristique très important d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.



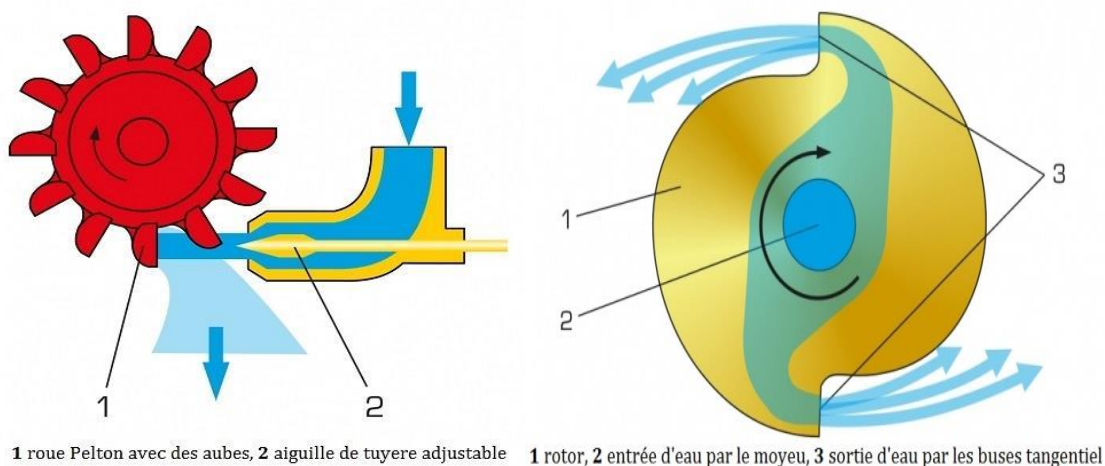
**Figure I.2** Structure d'un système d'excitation statique avec son AVR

### I.3.3. Turbines et leurs systèmes de gouverneur

Dans les systèmes de production électrique, les générateurs synchrones sont normalement entraînés soit par des turbines à vapeur, des turbines à gaz ou des turbines hydrauliques comme montré dans la figure I.1. Chaque turbine est équipée d'un gouverneur.

#### I.3.3.1. Turbine

Une turbine est un dispositif rotatif (turbomachine) destiné à utiliser la force d'un fluide (eau, vapeur, air, gaz de combustion), dont le couple est transmis au moyen d'un arbre. L'énergie du fluide, caractérisée par son débit et son enthalpie, est partiellement convertie en énergie mécanique pour entraîner un alternateur (ou tout autre récepteur mécanique rotatif). La conception des turbines conventionnelles est fondée sur deux technologies on distingue les turbines à action qui exploitent l'énergie cinétique du fluide moteur et les turbines à réaction qui exploitent l'énergie potentielle due à la pression ou au poids du fluide (Figure I.3 et Figure I.4) [5].



**Figure I.3** Principe d'une turbine à action

**Figure I.4** Principe d'une turbine à réaction

Une turbine est constituée de deux organes essentiels : un distributeur fixe (stator) dont le rôle principal est de donner une orientation convenable aux filets fluides qui pénètrent dans le rotor, une roue mobile (rotor) munie d'ailettes ou d'augets et dont le rôle est de transformer l'énergie du fluide en énergie mécanique. Certaines turbines sont équipées d'un troisième organe appelé diffuseur, destiné à récupérer, sous forme d'énergie de pression, l'énergie cinétique résiduelle du fluide à la sortie de la roue. Selon le fluide utilisé, on distingue

plusieurs types de turbines qui définissent les types des centrales électriques. Le tableau I.1 suivant les récapitules :

**Tableau I.1** Récape central électrique

Fluide	Type de turbine	Type de centrale
Vapeur	Turbine à vapeur	Centrale thermique (à combustion fossile, nucléaire, solaire a concentration, géothermique)
Eau	Turbine hydraulique	Centrale hydroélectrique Centrale marémotrice
Gaz	Turbine à gaz	Centrale à gaz
Air	Turbine éolienne	Centrale éolienne

### I.3.3.2. Gouverneur

La fonction de base du gouverneur est de réguler la vitesse ou la puissance fournie par la turbine. Il utilise la déviation de la vitesse par rapport à sa valeur nominale pour modifier la position du vannage. Il peut maintenir la vitesse de la machine constante ou proche de la valeur définie. Les turbines à vapeur, les turbines à gaz et les moteurs à combustion interne sont différents des moteurs et leur couple de sortie ne s'adapte pas automatiquement à leurs propres changements de charge. Ce type d'unité doit régler le régulateur de manière à ce qu'il puisse changer avec la charge et les autres conditions, à tout moment pour établir la charge et l'alimentation en énergie de la relation entre l'adaptation pour assurer le fonctionnement normal de l'unité. Les problèmes théoriques et de conception du gouverneur sont les contenus de recherche de la dynamique mécanique. Il y a beaucoup de genres de gouverneurs, l'un des plus utilisés est le régulateur de vitesse centrifuge mécanique. et générateur de mesure de vitesse ou

d'autres appareils électronique s'utilisés comme capteurs du régulateur a été largement utilisé dans divers secteurs industriels.

Dans les turbines à vapeur, la turbine à vapeur d'administration est le mode opératoire de surveillance et de contrôle du débit de vapeur dans la turbine avec l'objectif de maintenir sa vitesse de rotation en tant que constante. Le débit de vapeur d'eau est surveillé et contrôlée par l'interposition des soupapes entre la chaudière et la turbine.

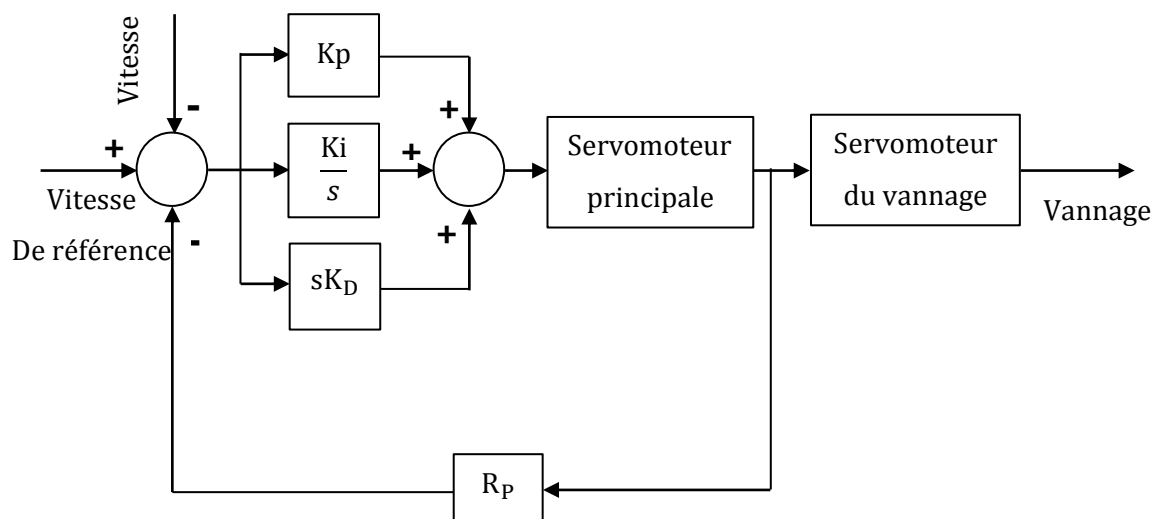
Dans les turbines hydrauliques, les gouverneurs ont été utilisés depuis le milieu du 19<sup>ème</sup> siècle pour contrôler leur vitesse. Un système typique serait d'utiliser un régulateur à boules agissant directement sur la vanne d'entrée de la turbine ou le portillon pour contrôler la quantité d'eau entrant dans la turbine. En 1930, les gouverneurs mécaniques ont commencé à utiliser PID contrôleurs pour un contrôle plus précis. Dans la dernière partie du XXe siècle, les gouverneurs et systèmes électroniques numériques ont commencé à remplacer les régulateurs mécaniques.

### **A. Objectif et fonctionnement**

Le gouverneur forme une boucle de retour qui surveille la vitesse du rotor à chaque instant. Considérons par exemple une perturbation de l'équilibre des puissances actives. Dans les toutes premières secondes, l'énergie correspondante va être prélevée sur l'énergie cinétique des masses tournantes des unités de production. Ceci va entraîner une perturbation de la vitesse de rotation de ces unités. Cet écart de vitesse doit être détecté et corrigé automatiquement par les gouverneurs. Ces gouverneurs doivent changer l'admission de fluide (vapeur, gaz ou eau) dans les turbines de manière à ramener les vitesses et donc la fréquence du réseau, autour de leurs valeurs nominales [6].

### **B. Régulateur de vitesse type PID**

Le régulateur de vitesse est muni d'un statisme. L'objectif de ce dernier est de permettre un partage équitable de la charge totale du réseau entre les générateurs. Parce que la turbine est à déphasage non minimal. Son gouverneur doit être équipé d'un compensateur ayant un statisme transitoire de grande valeur. L'entrée de ce dernier est fonction de la dérivée de la position du vannage. La figure I.5 ci-dessous représente un régulateur de vitesse de type PID [7].



**Figure I.5** Régulateur de vitesse type PID

Il convient de noter que la conception et la détermination des paramètres des composantes du régulateur classique sont effectuées de façon indépendante les unes des autres. Cette méthode ne garantit pas toujours un fonctionnement adéquat de l'ensemble et un compromis sur la performance est souvent effectué.

#### I.4. Caractéristiques statisme

Le statisme est l'un des paramètres du régulateur de vitesse d'un groupe de production. Il est égal au quotient de la valeur relative de l'écart de fréquence quasi - stationnaire du réseau sur la variation relative de la puissance du groupe suite à l'action du régulateur primaire de vitesse. Ce quotient est sans dimension et généralement exprimé en %. Le statisme, paramètre ajustable au niveau de chaque générateur, est défini par [8] :

$$S_G = -\frac{\Delta f/f_N}{\Delta P_G/P_N} \cdot 100[\%] \quad (1.1)$$

Où :

$S_G$  : statisme d'un générateur

$\Delta f$  : variation quasi stationnaire de fréquence

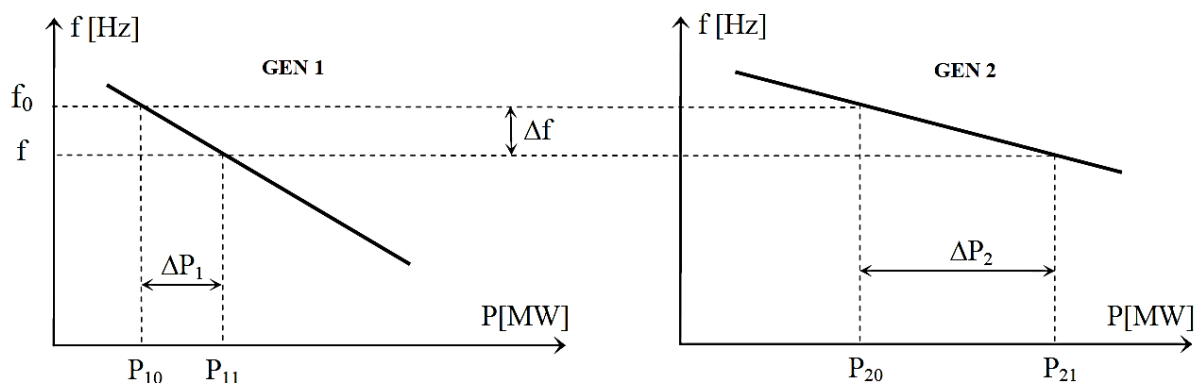
$f_N$  : fréquence nominale

$\Delta P_G$  : variation de puissance active d'un générateur

$P_N$  : puissance nominale du générateur

Physiquement le statisme peut être interprété comme le pourcentage de changement de vitesse requis pour déplacer les vannes de complètement ouvert à complètement fermé.

Habituellement, le statisme prend des valeurs comprises entre 3 et 16%. Le concept de statisme permet que tous les générateurs concernés participent selon leurs possibilités au réglage primaire de fréquence ; un exemple suggestif sur la participation au réglage primaire de fréquence de deux générateurs est présenté sur la figure 1.6 [9] :



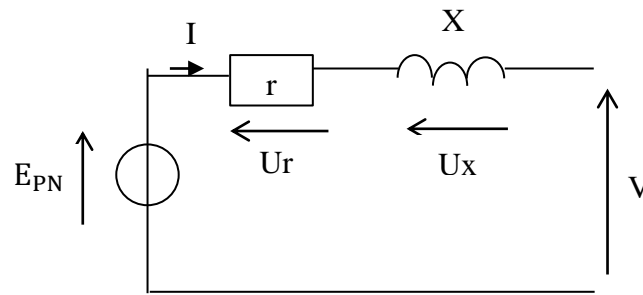
**Figure I.6** La fréquence en fonction de la puissance

A  $t = t_0$ , le système fonctionne à la fréquence nominale  $f_0$ . Suite à une augmentation de charge, la fréquence du système baisse vers une autre valeur d'équilibre ( $f$ ). Le deuxième générateur, ayant un statisme plus petit que le premier générateur, participera plus au réglage primaire de fréquence ( $\Delta P_2 > \Delta P_1$ ) en fournissant plus de puissance active pour la même variation de fréquence. Grâce au statisme, plusieurs unités de production peuvent participer de façon différente avec des capacités différentes au réglage primaire de fréquence.

## I.5. Modélisation des éléments d'un réseau électrique

### I.5.1. Modèle équivalent d'une phase de générateur

Pour étudier le générateur triphasé, on modélise une phase de générateur par une f.e.m.  $E_{PN}$  en série avec une résistance  $R$  et une réactance synchrone  $X = L\omega$ . La représentation de la machine synchrone et le diagramme de phase sont schématisés dans la figure I.7 suivante:



**Figure I.7** Circuit équivalent d'une phase de générateur

D'après la loi de Kirchhoff, l'équation de fonctionnement pour une phase est telle que :

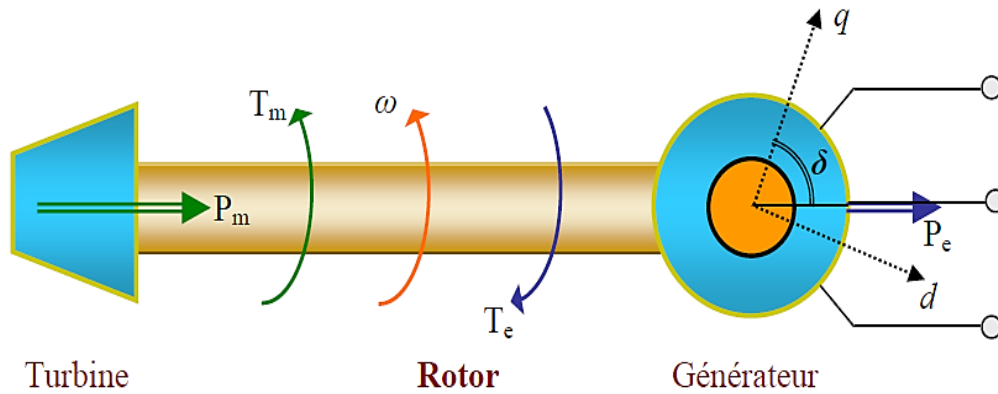
$$E_{PN} = U_r + U_x + V \quad (1.2)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{U}_r \left| \begin{array}{l} U_r = r \cdot I \\ \varphi(\vec{I}, \vec{U}_r) = 0 \end{array} \right. \\ \vec{U}_x \left| \begin{array}{l} U_x = x \cdot I = L\omega I \\ \varphi(\vec{I}, \vec{U}_x) = +90^\circ \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (1.3)$$

### I.5.2. Equation mécanique de la machine synchrone

Les propriétés mécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique  $T_m$  est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique  $T_e$  est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique, figure I.8. Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés [6].



**Figure I.8** Couples mécaniques et électriques agissant sur l'axe du générateur

Utilisons la deuxième loi de Newton on écrit :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D\omega_m = T_t - T_e \quad (1.4)$$

Avec :

$J$  : moment d'inertie des masses rotoriques en  $\text{Kg.m}^2$

$\omega_m$  : vitesse de l'arbre de rotor en radians mécanique par second rad/s

$t$  : temps en second

$T_t$  : couple produit par la turbine en N.m

$T_e$  : couple électromagnétique en N.m

$D_d$  : coefficient de couple d'amortissement

A l'état stable, la vitesse angulaire du rotor est égale à la vitesse synchrone  $\omega_{sm}$ , quand le couple de turbine  $T_t$  égal à la somme du couple électromagnétique  $T_e$  et du couple d'amortissement  $D\omega_{sm}$  (ou perte de rotation) d'où l'équation (1.4) peut s'écrire dans ce cas comme [2] :

$$T_t = T_e + D_d\omega_{sm} \quad \text{ou} \quad T_m = T_t - D_d\omega_{sm} = T_e \quad (1.5)$$

Où  $T_m$  c'est le couple mécanique d'entraînement de la machine sans les pertes dues à la rotation en N.m, c'est-à-dire le couple de turbine moins les pertes de rotation à  $\omega_m = \omega_{sm}$ . C'est ce couple qui est converti en couple électromagnétique.



La vitesse du rotor peut être exprimée comme [2] :

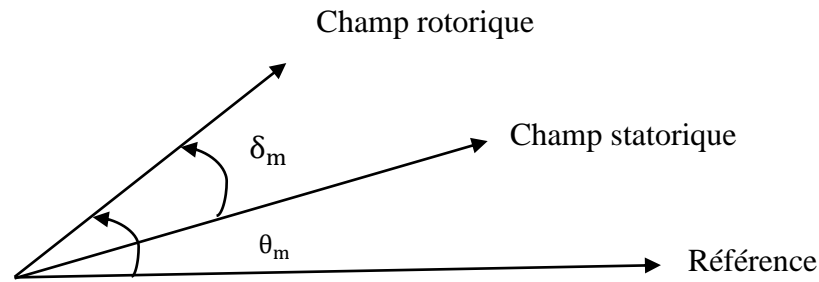
$$\omega_m = \omega_{sm} + \Delta\omega_m = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.6)$$

Avec :

$\delta_m$  est la position angulaire du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique en radians mécaniques qui peut s'exprimer en radians mécaniques par second par l'équation (1.7) ci-dessous :

$$\Delta\omega_m = \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.7)$$

On désigne par  $\omega_{sm}$  et  $\omega_m$  figure I.9 les pulsations mécaniques  $\theta_m$  du champ statorique et du champ rotorique.



**Figure I.9** Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique

$\theta_m$  Étant mesuré par rapport à un axe fixe, c'est donc une mesure absolue de l'angle rotorique. Par conséquent, il croît d'une manière continue avec le temps par la même valeur de la vitesse synchrone. Comme c'est la vitesse relative du rotor par rapport à la vitesse synchrone (autrement dit la vitesse du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique) qui nous intéresse, il est plus commode de mesurer la position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence tournant à la vitesse synchrone. Ce sera l'angle  $\delta_m$ . Dans ce cas,  $\theta_m$  est tel que [10] :

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (1.8)$$

On substitue l'équation (1.6) dans (1.4), on obtient :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + D_d \left( \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \right) = T_t - T_e \quad \text{ou} \quad J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + D_d \frac{d\delta_m}{dt} = T_m - T_e \quad (1.9)$$

La multiplication de l'équation (1.9) par la vitesse synchrone du rotor  $\omega_{sm}$  donne l'équation (1.10) ci-dessous :

$$J\omega_{sm} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + \omega_{sm}D_d \frac{d\delta_m}{dt} = \omega_{sm}T_m - \omega_{sm}T_e \quad (1.10)$$

Comme la puissance est le produit de la vitesse angulaire et du couple, les termes sur le côté droit de l'équation (1.10) peuvent être exprimés en puissance pour donner l'équation (1.11) suivante :

$$J\omega_{sm} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + \omega_{sm}D_d \frac{d\delta_m}{dt} = P_m - P_e \quad (1.11)$$

Le coefficient  $J\omega_{sm}$  c'est le *moment cinétique* du rotor à vitesse synchrone et, lorsqu'on lui donne le symbole  $M_m$ , permet à l'équation (1.11) d'être écrit comme suit :

$$M_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e - D \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.12)$$

Ou  $D = \omega_{sm}D_d$  c'est le coefficient d'amortissement. L'équation (1.12) est appelé l'équation de mouvement et c'est l'équation fondamentale régissant la dynamique du rotor.

On désigne l'énergie cinétique de la machine a la vitesse synchrone par :

$$W_c = \frac{1}{2}J\omega_m^2 = \frac{1}{2}J\omega_{sm}^2 \quad (1.13)$$

Il est courant d'exprimer le moment cinétique de rotor par la *constante d'inertie* quand tous les générateurs d'un type particulier auront des valeurs 'd'inertie' similaires. La constante d'inertie reçoit le symbole  $H$  défini comme l'énergie cinétique stockée en Joule à la vitesse synchrone par la puissance apparente de la machine en Volt-ampère exprimé par l'équation (1.14) [2]:

$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} \quad (1.14)$$

Avec  $H$  est la constante d'inertie en secondes.

$S_{mach}$  : est la puissance apparente de la machine a la vitesse synchrone en VA.

En remplaçant dans (1.11)  $J\omega_{sm}$  par son expression tirée de (1.13) et en utilisant (1.14), on peut écrire (1.11) sous la forme :

$$\frac{2HS_{mach}}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \quad (1.15)$$

L'équation de (1.15) peuvent être rationalisées en définissant un coefficient d'inertie  $M$  et puissance d'amortissement  $P_D$  telle que :

$$\begin{cases} M = \frac{2HS_{mach}}{\omega_{sm}} \\ P_D = D \frac{d\delta}{dt} \end{cases} \quad (1.16)$$

Donc l'équation de mouvement prend la forme commune représentée par l'équation (1.17) ci-dessous :

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e - P_D = P_{acc} \quad (1.17)$$

Avec  $P_{acc}$  est la puissance nette d'accélération.

La différentiation de (1.6) donne :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.18)$$

En passant aux grandeurs électriques, on obtient :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (1.19)$$

Les équations (1.15) et (1.19) constituent le système d'équations différentielles liées au mouvement de la machine.

Remarque : Si on considère la machine est sans amortissement, l'équation (1.15) est modifiée s'écrit alors :

$$\frac{2HS_{mach}}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.20)$$

## I.6 Différents type de stabilité

En raison de la dimensionnalité élevée et la complexité des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes électro-énergétique, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes [4]:

- la nature physique de l'instabilité résultante ;
- l'amplitude de la perturbation ;
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité ;
- les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité, est considérablement facilitée par une classification de la stabilité. Par exemple, un système composé d'un générateur alimentant un moteur à induction peut devenir instable en raison de l'effondrement de la tension de la charge. Dans ce cas, c'est la stabilité et le contrôle de la tension qui créent le problème, plutôt que le maintien du synchronisme.

La classification de la stabilité est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations.

### I.6.1. Stabilité angulaire

La stabilité angulaire, ou stabilité d'angle rotorique, se rapporte aux capacités des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté à rester dans le synchronisme après avoir été soumis à une perturbation [11]. Elle dépend de la capacité de maintenir ou de restaurer l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone [11]. L'instabilité, qui peut résulter, se produit sous forme d'augmentation d'oscillation angulaire de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme avec d'autres générateurs.

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

#### **I.6.1.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)**

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles.

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. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon aperiodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), 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). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes [4].

#### **I.6.1.2. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)**

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme, une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

L'instabilité aux petites perturbations se manifeste à court terme, la gamme de temps associée étant de l'ordre de 10 à 20 secondes.

#### **I.6.2. Stabilité de fréquence**

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou de restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale

involontaire de la charge. L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme [11].

### **I.6.3. Stabilité de tension**

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension à quelques nœuds.

La gamme de temps de l'instabilité de tension s'étend de quelques secondes à plusieurs minutes. Ainsi, l'instabilité de tension peut être considérée comme un phénomène à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans l'autre cas limite, comme un phénomène à long terme (de l'ordre de plusieurs minutes) [4].

Pour l'instabilité de tension à court terme l'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Dans ce type d'instabilité, les charges et les dispositifs qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels les moteurs asynchrones sont souvent impliqués. Les moteurs asynchrones consomment, juste après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité vis-à-vis leurs charge. D'autres éléments peuvent aussi participer à cette instabilité : les charges commandées électroniquement, les convertisseurs HVDC,...

L'instabilité de tension à long terme se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique, quant à elle, des équipements ayant une action plus lente tels les régulateurs en charge automatique, les charges commandées thermo-statiquement,...

Il est aussi important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre.

Enfin, selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, etc. et celle de grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court - circuit,...

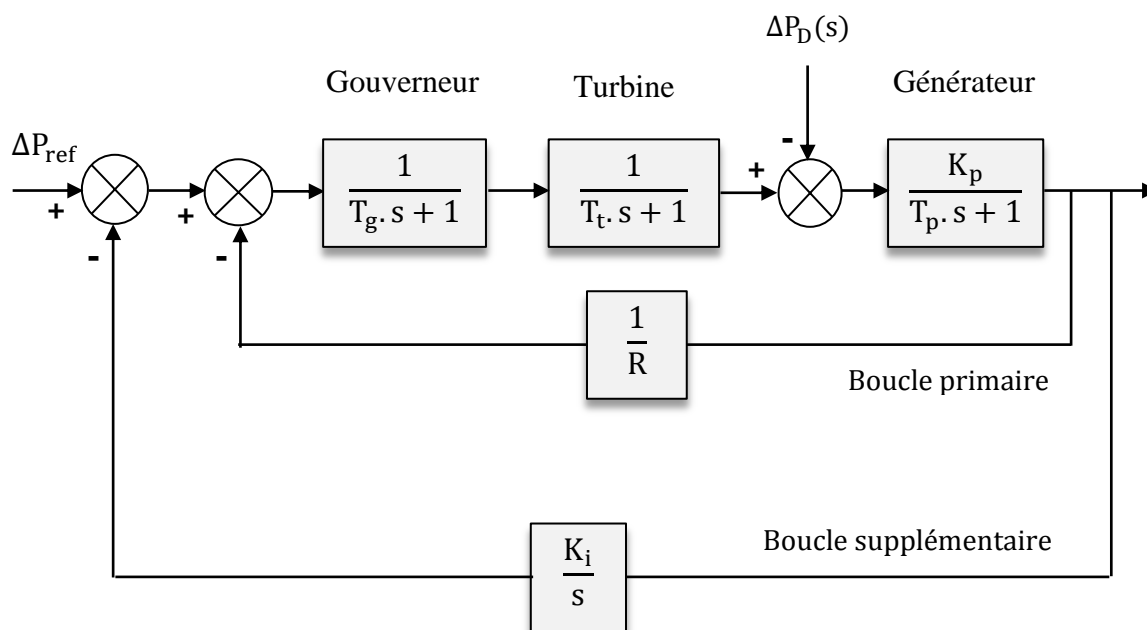
## **I.7. Contrôle de fréquence**

### **I.7.1 Contrôle de fréquence par l'équipement classique (AGC)**

Le processus de contrôle automatique de génération (AGC) effectue la tâche d'ajuster le système de génération pour répondre à la demande de charge et de régulation aux grands changements de fréquence du système.

L'objectif de l'AGC dans un système électrique interconnecté est de maintenir la fréquence de chaque zone et de garder la puissance de la ligne de raccordement proche des valeurs planifiées.

La boucle indiquée dans la figure I.10 est appelée la boucle primaire. Il accomplit le but primaire de l'équilibre de puissance active en réglant la puissance de la turbine  $\Delta P_m$  pour correspondre au changement dans la demande de charge  $\Delta P_D$ . Mais un changement de charge entraîne une déviation de fréquence en régime permanent  $\Delta F$ . La restauration de la fréquence à la valeur nominale nécessite une boucle de contrôle complémentaire appelée boucle supplémentaire. Cet objectif est atteint en utilisant un contrôleur intégré qui rend l'écart de fréquence nul. La boucle supplémentaire est généralement appelée AGC [12].



**Figure I.10** Schéma bloc représente l'AGC

Pour un réseau électrique isolé ou il n'existe plus de puissance synchronisant (puissance de liaison transmissible) entretenu, le dispositif de réglage automatique modélisé par la fonction de l'AGC est sert au maintien de la fréquence à sa valeur de référence en cas de perturbation. Cela sera réalisé en utilisant la boucle supplémentaire qui utilise un intégrateur pour changer le réglage de puissance de référence afin de changer la valeur de référence de la vitesse. Le gain de l'intégrateur doit être ajusté pour une réponse satisfaisante (en termes de dépassement, temps de stabilisation) du système [12].

## I.7.2 Contrôle de fréquence par éolienne

### I.7.2.1. L'énergie éolienne

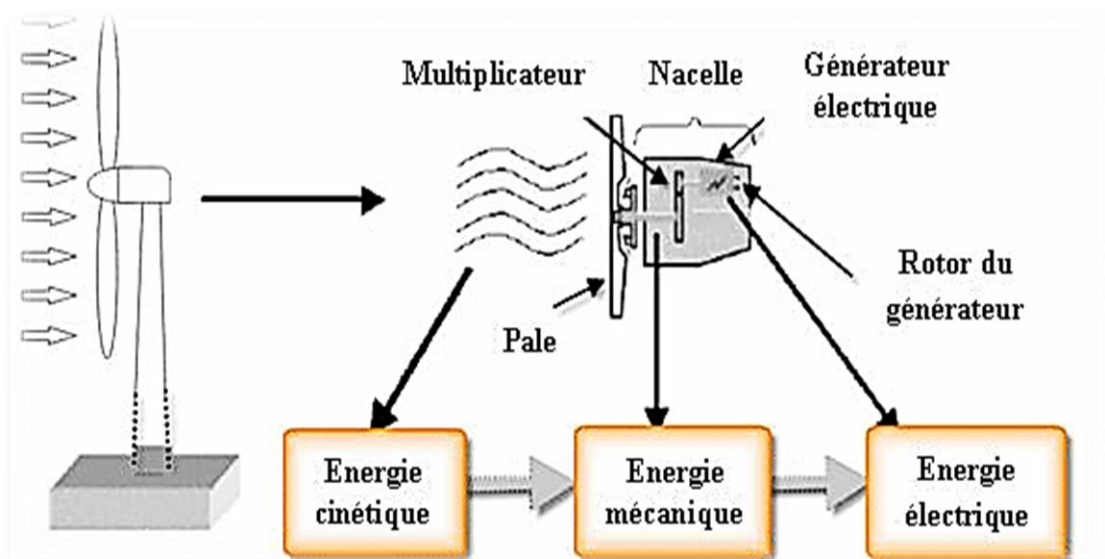
L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée ; la production d'électricité par cette énergie s'est considérablement développée dans le monde entier ; ceci est principalement due à :

- Produire une énergie propre ;
- Trouver une source d'énergie durable alternative aux combustibles fossiles ;
- la baisse constante de son coût de production, qui est estimé aujourd'hui autour de 80 €/MWh pour les éoliennes terrestres selon l'association européenne de l'énergie éolienne EWEA.



L'énergie éolienne est une source d'énergie qui dépend du vent. Le soleil chauffe inégalement la Terre, ce qui crée des zones de températures et de pression atmosphérique différentes tout autour du globe. De ces différences de pression naissent des mouvements d'air, appelés vent. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité dans des éoliennes, appelées aussi aérogénérateurs, grâce à la force du vent.

Un aérogénérateur, est un dispositif qui convertit une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. La figure 1.11 représente la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique [13].



**La figure I.11** Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

Une éolienne est composée de 4 parties :

- Le **mât** ;
- L'**hélice** (rotor) ;
- La **nacelle** qui contient l'alternateur producteur d'électricité ;
- les **lignes électriques** qui évacuent et transportent l'énergie électrique (lorsqu'elle est raccordée au réseau).

### I.7.2.2. Les modes d'exploitation de l'énergie éolienne

- Les éoliennes terrestres dites « Onshore » sont installées sur la terre ;
- Les éoliennes dites « offshore » sont installées en mer.

On distingue par ailleurs deux typologies d'installations :

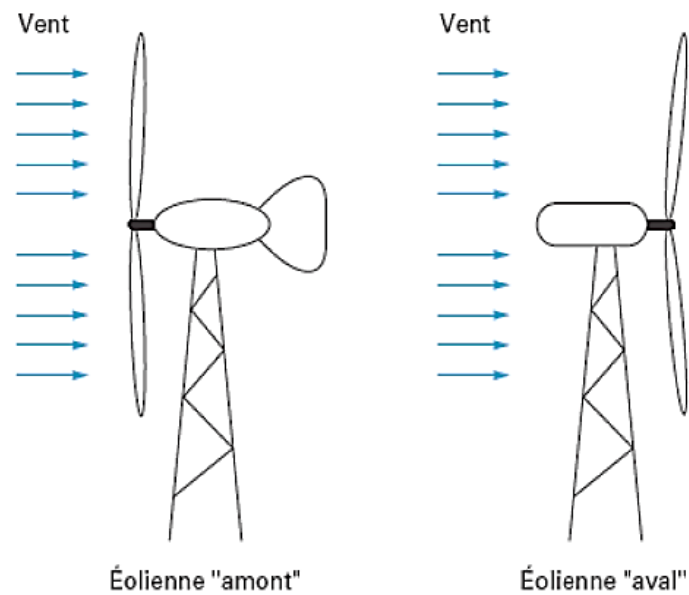
- Industrielles : les grands parcs éoliens (ou « fermes éoliennes ») raccordés au réseau électrique ;
- Domestiques : des petites éoliennes installées chez les particuliers.

### I.7.2.3. Principe de fonctionnement de l'éolienne

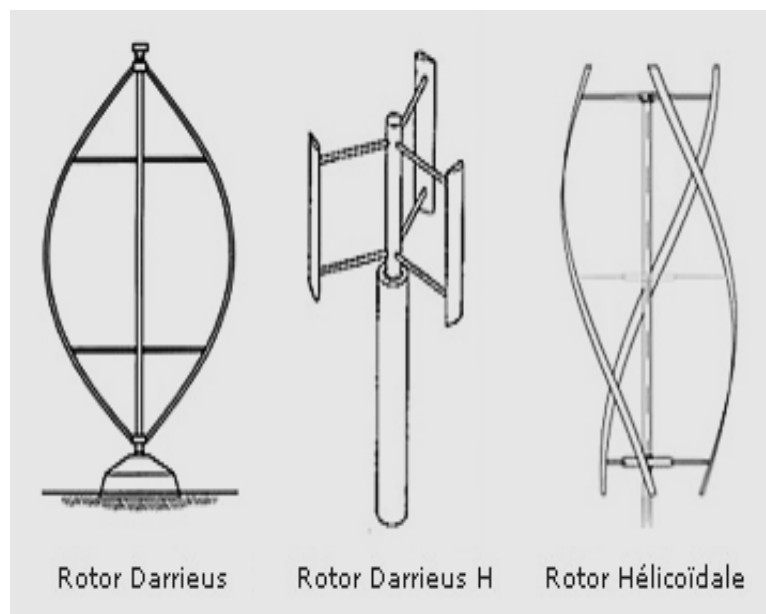
Sous l'effet du vent, l'hélice se met en marche, ses pales tournent. Le rotor (hélice) est situé au bout d'un mât car les vents soufflent plus fort en hauteur, le mât varie entre 10 et 100 m de hauteur. Le rotor comporte souvent 3 pales, mesurant entre 5 et 90 m de diamètre. Pour faire tourner l'hélice, il faut une vitesse minimale d'environ 10 à 15 km/h. Pour des raisons de sécurité, l'éolienne s'arrête automatiquement de fonctionner quand le vent dépasse 90 km/h. La vitesse optimale est de 50 km/h. L'hélice entraîne un axe dans la nacelle relié à un alternateur. Grâce à l'énergie fournie par la rotation de l'axe, l'alternateur produit un courant électrique alternatif [14].

Les turbines éoliennes sont ainsi classées selon l'orientation de leurs axes de rotation par rapport à la direction du vent. Il existe deux types :

- Les turbines éoliennes à axe de rotation horizontal (HAWT): multipale à vitesse lente, tripale ou bipale à vitesse rapide,
- Les turbines éoliennes à axe de rotation vertical (VAWT): type Savonius, type Darrieus, etc.



**Figure 1.12** Éolienne a axe vertical



**Figure 1.13** Éolienne a axe horizontale en amont et en aval

#### I.7.2.4. Configuration de l'éolienne

La configuration des éoliennes détermine leur capacité de régulation en vitesse et en puissance. La nature de leur partie électrique et de leur connexion au réseau définit si l'éolienne est à vitesse fixe ou à vitesse variable.

#### **I.7.2.4.1. Éoliennes à vitesse fixe**

Les premières éoliennes mises en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique. Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante autour de la vitesse de synchronisme imposée par la fréquence du réseau.

Les éoliennes à vitesse fixe sont généralement équipées d'un système de régulation par décrochage aérodynamique « Stall control ». La forme des pales conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent. Cela empêche le rotor d'accélérer quand le vent est violent et la puissance captée est alors réduite [15].

Les éoliennes à vitesse fixe sont utilisées principalement pour de faibles puissances (généralement inférieures à 1 MW). Elles sont appréciées pour leur robustesse et leur simplicité mécanique facilitant la maintenance. Par contre la puissance extraite n'est pas optimisée (vitesse fixe), le coût de maintenance essentiellement imputé au multiplicateur est élevé et la puissance réactive n'est pas contrôlée (uniquement compensée). Par ailleurs la connexion directe de la génératrice au réseau entraîne une très forte sensibilité lors de la présence de défaut sur celui-ci [16].

#### **I.7.2.4.2. Éoliennes à vitesse variable**

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent [16].

On distingue deux types d'éoliennes à vitesse variable, classés en fonction de la plage de variation de vitesse qu'elles peuvent couvrir. Eolienne à base de machine asynchrone à double alimentation (**MADA**) et Eolienne à base de machine synchrone à aimant permanent (**MSAP**)

Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparés aux générateurs à vitesse fixe sont les suivants [17] :

- Elles augmentent la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance est converti. Indirectement la disponibilité et la puissance générée du système sont augmentées.
- Elles nécessitent un système d'orientation des pales simplifié. En effet, la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe.
- Elles réduisent les efforts mécaniques de par le fait que lors de variations du vent, la vitesse de la turbine est adaptée. L' "élasticité" ainsi créée permet d'amoindrir l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée pour ce domaine de fonctionnement.
- Elles réduisent le bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est alors lente.
- Elles permettent une meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

#### **I.7.2.5 Exigence de la participation des éoliennes au réglage de fréquence**

La participation au réglage de la fréquence n'est pas exigée pour des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale telles que les fermes éoliennes. Il est néanmoins intéressant de noter les contraintes imposées aux autres installations [17]:

- Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 40MW doivent participer au réglage primaire de fréquence ;
- Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 120MW doivent participer au réglage secondaire de fréquence.

Le fait de ne pas participer au réglage de fréquence limitera à terme le taux de pénétration de l'éolien, car ce réglage est reporté sur les groupes traditionnels. En cas de forte pénétration de l'éolien, les exigences en terme de participation au réglage de fréquence de l'éolien pourraient donc évoluer. Le problème étant évidemment l'existence d'une réserve primaire associée à l'éolien. Il en est de même pour le fonctionnement en réseau séparé et pour

la participation à la reconstitution du réseau qui ne sont actuellement pas exigées pour les fermes éoliennes.

### I.7.2.6. Modélisation de la chaîne de production

La puissance mécanique qui peut être extraite du vent se détermine au moyen de l'expression suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho S C_p v^3 \quad (1.21)$$

où  $\rho$  est la masse volumique de l'air,  $S$  la surface balayée par la turbine,  $v$  la vitesse du vent et  $C_p$ , le coefficient de puissance. Ce coefficient, correspondant au rendement aérodynamique de la turbine, a une évolution non linéaire en fonction du ratio de vitesse  $\lambda$  (Figure 1.14)

$$\lambda = \frac{R_t \cdot \Omega_t}{v} \quad (1.22)$$

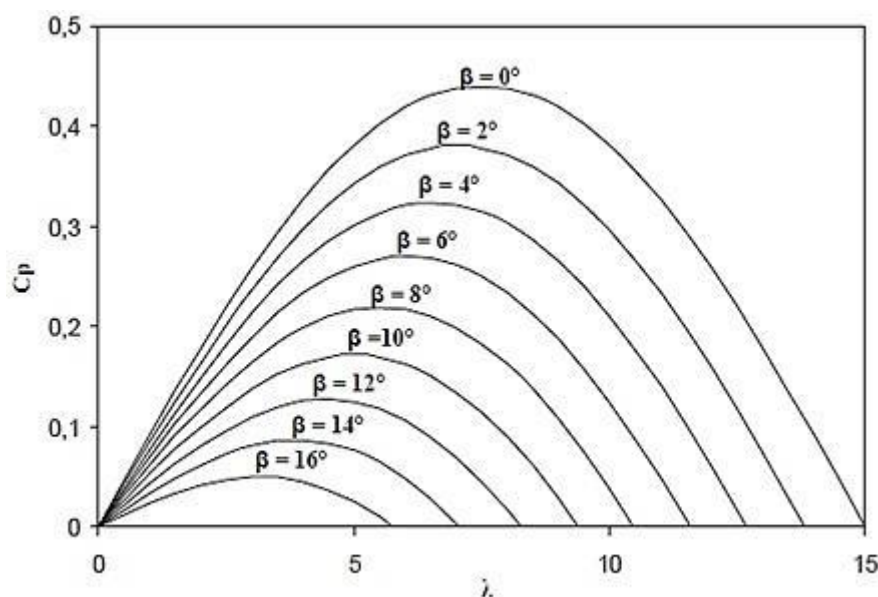
Avec :

$\Omega_t$  : la vitesse mécanique de la turbine en rad/s.

$R_t$  : le rayon de la turbine en m.

$v$  : la vitesse de vent ici exprimée en m/s

La caractéristique du coefficient de puissance varie avec l'angle d'orientation des pales ( $\beta$ ).



**Figure I.14** Exemple d'évolution approchée du coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse  $\lambda$  pour différents angles d'orientation des pales  $\beta$  [17].

Dans la littérature, des expressions approchées du coefficient de puissance pour les turbines des éoliennes à vitesse fixe (1.23) et à vitesse variable (1.24) sont proposées :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,44\left(\frac{125}{\lambda_i} - 6,94\right)e^{\frac{16,5}{\lambda_i}} \quad (1.23)$$

$$\text{Avec : } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + \frac{0,002}{\beta^3 + 1}}$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73\left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2\right)e^{\frac{18,4}{\lambda_i}} \quad (1.24)$$

$$\text{Avec : } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} + \frac{0,003}{\beta^3 + 1}}$$

Cependant, pour la modélisation des turbines éoliennes, il est plus aisé d'utiliser le coefficient de couple  $C_m$  afin d'avoir un générateur de couple mécanique et non plus de puissance qui sera couplé à un générateur électrique (utilisation de l'équation mécanique des couples pour la modélisation). Le couple mécanique produit par la turbine s'exprime de la façon suivante :  $T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^3 \cdot v^2 \cdot C_m(\lambda, \beta)$  (1.25)

On appelle coefficient de couple :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (1.26)$$

Son évolution est non linéaire. Il peut être explicité à partir de coefficient de puissance :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_t}{\frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot R_t \cdot v^2} \quad (1.27)$$

S : Surface balayée par les pales [m<sup>2</sup>].

## I.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré l'importance des modèles des différents éléments d'un réseau électrique. L'interaction des énergies renouvelables dans notre cas l'énergie éolienne dans le réglage de la fréquence des réseaux électriques est aussi étudié par une présentation générale des différentes éoliennes ainsi sa modélisation.

*Chapitre II*

*Optimisation par les*

*Algorithmes Génétiques*



## II.1. Introduction

Le thème de l'optimisation est très vaste et a fait l'objet de nombreuses recherches depuis plusieurs décennies. L'optimisation est la tâche consistant à minimiser ou à maximiser une fonction donnée. Les techniques les plus populaires sont par exemple les algorithmes stochastiques, comme ceux basés sur des algorithmes génétiques ou l'algorithme du recuit simulé, les algorithmes déterministes comme l'algorithme de Levenberg-Marquardt, l'algorithme des gradients conjugués, ainsi que des techniques intermédiaires.

Nous nous intéressons dans ce chapitre à l'optimisation des gains d'un régulateur PID par la méthode du génétique algorithme.

## II.2. Problème d'optimisation (généralité)

Face à la résolution d'un problème d'optimisation, il est important de bien identifier à quelle catégorie ce problème appartient. En effet, les algorithmes développés sont conçus pour résoudre un type de problème donné et sont peu efficaces pour un type différent. La classification des problèmes d'optimisation change d'un auteur à l'autre. Par exemple, on distingue [18] :

### II.2.1. Les problèmes d'optimisation continue versus les problèmes d'optimisation discrète

Dans certains cas, les variables de décision sont discrètes, le plus souvent sous la forme d'entiers ou de binaires. Le problème d'optimisation est dit discret. Au contraire, dans les problèmes d'optimisation continue, les variables peuvent prendre n'importe quelle valeur, ce sont des réels. Les problèmes d'optimisation continue sont généralement plus simples à résoudre. Un problème d'optimisation mêlant variable continue et variable discrètes est dit mixte.

### II.2.2. Les problèmes d'optimisation avec et sans contrainte

Il est important de bien distinguer les problèmes où des contraintes existent sur les variables de décision. Ces contraintes peuvent être simplement des bornes et aller jusqu'à un ensemble d'équations de type égalité et de type inégalité. Il est parfois possible d'éliminer une contrainte égalité par substitution dans la fonction objective. Naturellement, les problèmes avec contraintes sont plus compliqués à résoudre et utilisent des algorithmes dédiés.

### II.2.3. Les problèmes d'optimisation mono-objectif ou multi-objectif

Les problèmes mono-objectif sont définis par une unique fonction objectif. Les problèmes multi-objectifs existent quand un compromis est à rechercher entre plusieurs objectifs contradictoires. Il est éventuellement possible (mais pas nécessairement efficace) de reformuler un problème multi-objectif avec une seule fonction objectif sous forme d'une combinaison des différents objectifs ou en transformant des objectifs sous forme de contraintes.

### II.2.4. Les problèmes d'optimisation déterministe ou stochastique

Les problèmes d'optimisation déterministe considèrent que les données sont connues parfaitement, alors que dans les problèmes d'optimisation stochastique, ce n'est pas le cas ; par exemple une approche stochastique peut être pertinente dans le cas où les variables d'un problème sont les ventes futures d'un produit. Dans ce cas, l'incertitude peut être introduite dans le modèle.

## II.3. Méthodes heuristiques

Règles empiriques simples qui ne sont pas basées sur l'analyse. Elles sont basées sur l'expérience et les résultats déjà obtenus et sur l'analogie, généralement, on n'obtient pas la solution optimale mais une solution approchée.

L'usage d'une heuristique est efficace pour calculer une solution approchée d'un problème et ainsi accélérer le processus de résolution exacte. Une heuristique est conçue pour un problème particulier [19]. On s'appuyant sur sa structure propre sans offrir aucune garantie quant à la qualité de la solution calculée. Les heuristiques peuvent être classées en deux catégories :

- **Méthodes constructives** : (par exemple les méthodes gloutonnes) qui génèrent des solutions à partir d'une solution initiale en essayant d'en ajouter petit à petit des éléments jusqu'à ce qu'une solution complète soit obtenue,
- **Méthodes de fouilles locales** : qui démarrent avec une solution initialement complète (probablement moins intéressante), et de manière répétitive essaie d'améliorer cette solution en explorant son voisinage.

Une heuristique est une stratégie de bon sens pour se déplacer intelligemment dans l'espace des solutions, afin d'obtenir une solution approchée, la meilleure possible, dans un délai de temps raisonnable.

#### **II.4. Méthodes métaheuristiques**

Face aux difficultés rencontrées par les heuristiques pour avoir une solution réalisable de bonne qualité pour des problèmes d'optimisation difficiles, les méta-heuristiques ont fait leur apparition. Ces algorithmes sont plus complets et complexes qu'une simple heuristique, et permettent généralement d'obtenir une solution de très bonne qualité pour des problèmes issus des domaines de la recherche opérationnelle ou de l'ingénierie dont on ne connaît pas de méthodes efficaces pour les traiter ou bien quand la résolution du problème nécessite un temps élevé ou une grande mémoire de stockage.

Le rapport entre le temps d'exécution et la qualité de la solution trouvée d'une méta-heuristique reste alors dans la majorité des cas très intéressant par rapport aux différents types d'approches de résolution.

La plupart des métaheuristiques utilisent des processus aléatoires et itératifs comme moyens de rassembler de l'information, d'explorer l'espace de recherche et de faire face à des problèmes comme l'explosion combinatoire. Une méta-heuristique peut être adaptée pour différents types de problèmes, tandis qu'une heuristique est utilisée à un problème donné.

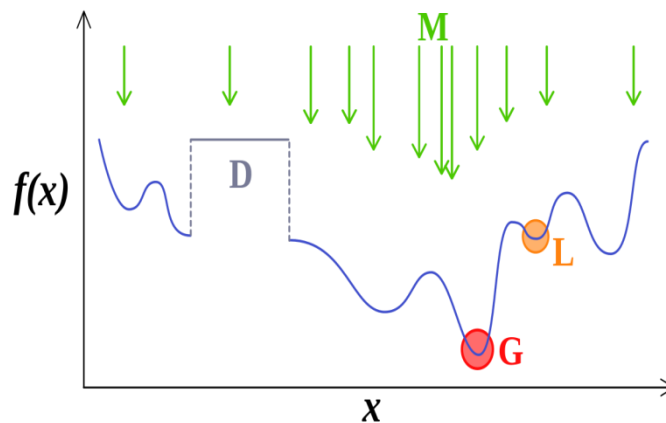
Plusieurs d'entre elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels dans de nombreux domaines tels que : la biologie (algorithmes évolutionnaires et génétiques) la physique (recuit simulé) et aussi l'éthologie (algorithmes de colonies de fourmis).

Un des enjeux de la conception des métaheuristiques est donc de faciliter le choix d'une méthode et le réglage des paramètres pour les adapter à un problème donné.

Les métaheuristiques peuvent être classées de nombreuses façons. On peut distinguer celles qui travaillent avec une population de solutions de celles qui ne manipulent qu'une seule solution à la fois. Les méthodes qui tentent itérativement d'améliorer une solution sont appelées méthodes de recherche locale ou méthodes de trajectoire. Ces méthodes construisent une trajectoire dans l'espace des solutions en tentant de se diriger vers des solutions optimales. Les exemples les plus connus de ces méthodes sont : La recherche Tabou et le Recuit Simulé. Les algorithmes génétiques, l'optimisation par essaim de particules et les algorithmes de

colonies de fourmis présentent les exemples les plus connus des méthodes qui travaillent avec une population. Ces méthodes utilisent cependant un haut niveau d'abstraction, leur permettant d'être adaptées à une large gamme de problèmes différents. Les métaheuristiques (M) sont souvent des algorithmes utilisant un échantillonnage probabiliste.

Elles tentent de trouver l'optimum global (G) d'un problème d'optimisation difficile (avec des discontinuités D, par exemple), sans être piégées par les optimaux locaux (L) (Figure II.1) [19].



**Figure II.1.** Principe général des Méta-heuristiques

Les principales caractéristiques des Métaheuristiques sont les suivants :

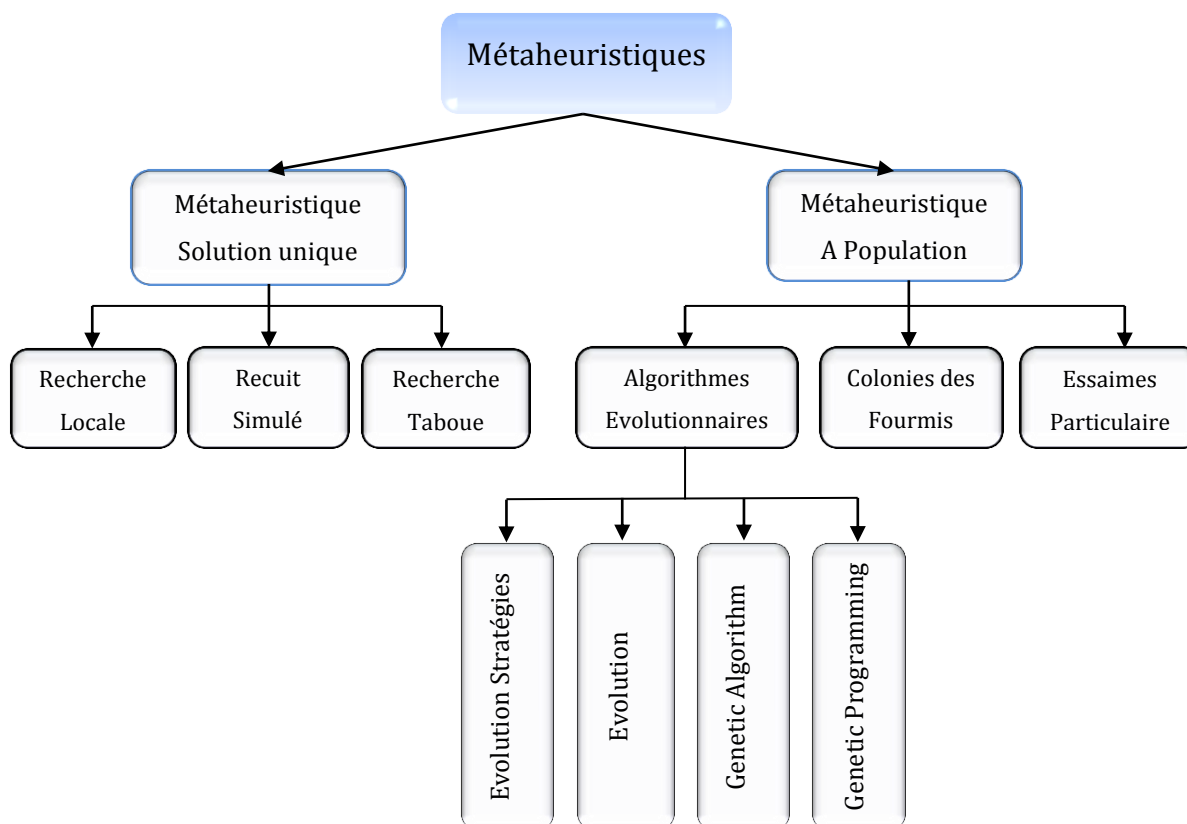
- Les métaheuristiques sont des stratégies qui permettent de guider la recherche d'une solution ;
- Le but visé par les métaheuristiques est d'explorer l'espace de recherche efficacement afin de déterminer des points (presque) optimaux ;
- Les techniques qui constituent des algorithmes de type méta-heuristique vont de la simple procédure de recherche locale à des processus d'apprentissage complexes ;
- Les métaheuristiques sont en général non-déterministes et ne donnent aucune garantie d'optimalité ;
- Les métaheuristiques peuvent contenir des mécanismes qui permettent d'éviter d'être bloqué dans des régions de l'espace de recherche ;
- Les concepts de base des métaheuristiques peuvent être d'écrits de manière abstraite, sans faire appel à un problème spécifique ;

- Les métaheuristiques peuvent faire appel à des heuristiques qui tiennent compte de la spécificité du problème traité, mais ces heuristiques sont contrôlées par une stratégie de niveau supérieur ;
- Les métaheuristiques peuvent faire usage de l'expérience accumulée durant la recherche de l'optimum, pour mieux guider la suite du processus de recherche.

#### II.4.1. Classification des Métaheuristiques

Une manière de classer les métaheuristiques est de distinguer celles qui travaillent avec une population de solutions de celles qui ne manipulent qu'une seule solution à la fois. Les méthodes qui tentent itérativement d'améliorer une solution sont appelées méthodes de recherche locale ou méthodes de trajectoire.

La méthode Tabou, le Recuit Simulé et la Recherche à Voisins Variables sont des exemples typiques de méthodes de trajectoire. Ces méthodes construisent une trajectoire dans l'espace des solutions en tentant de se diriger vers des solutions optimales. L'exemple le plus connu de méthode qui travaille avec une population de solutions est l'algorithme génétique. La figure II.2 ci-dessous donne un panorama des méthodes les plus utilisées [20].



**Figure II.2.** Classification des métaheuristiques

## II.5. Algorithme Génétique

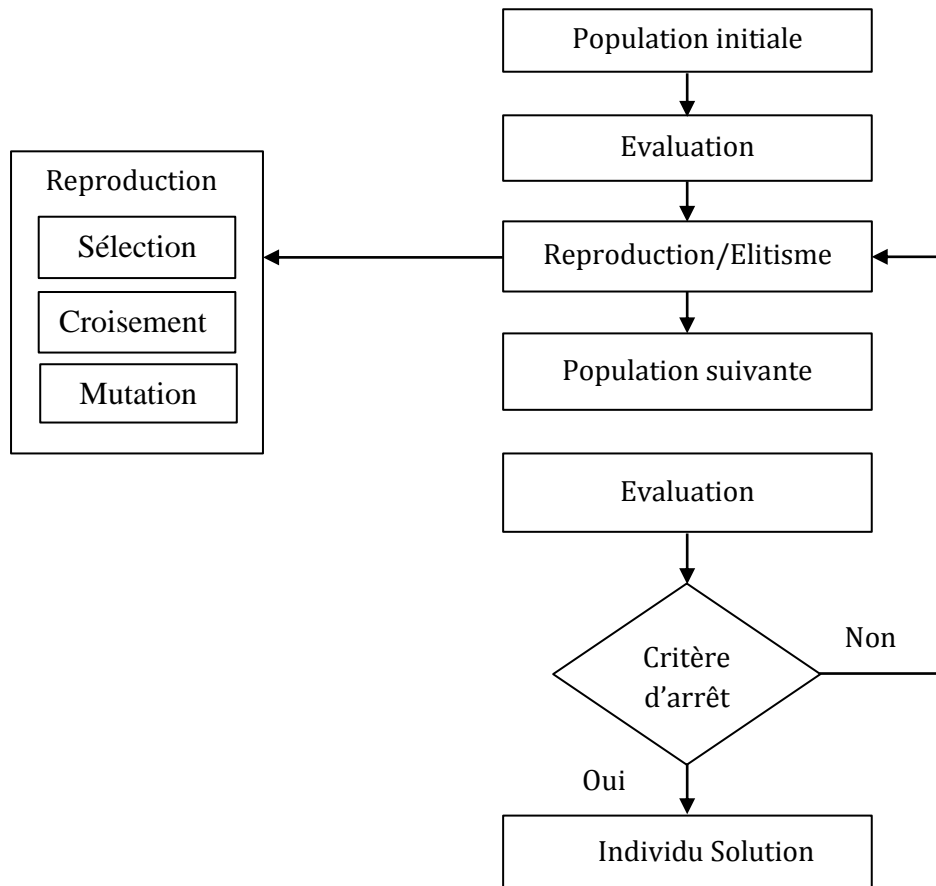
Les algorithmes évolutionnaires (AE) sont des méthodes stochastiques d'optimisation globale basées sur la théorie Darwinienne de l'évolution des espèces biologiques, ils utilisent à la fois les principes de la survie des individus les mieux adaptés et ceux de la propagation du patrimoine génétique qui s'inspirent des mécanismes de sélection naturelle et des phénomènes génétiques tel que des mécanismes d'évolution de la nature : croisements, mutations, sélections, etc.

La méthode évolutive la plus connue est inspirée de la théorie de l'évolution et des processus biologiques qui permettent à des organismes de s'adapter à leur environnement. Il s'agit de l'algorithme génétique qui a été initialement développé par John Holland (1975) [21] dans l'ouvrage "Adaptation of Natural and Artificial System" qui formalise les algorithmes génétiques dans le cadre de l'optimisation mathématique. Leurs champs d'application sont très vastes : économie, optimisation de fonctions (cout ou les pertes), planification, et bien d'autres domaines. La raison de ce grand nombre d'application est claire, la simplicité et l'efficacité [22].

Les algorithmes génétiques s'attachent à simuler le processus de sélection naturelle dans un environnement défavorable en s'inspirant de la théorie de l'évolution proposée par Darwin en 1859 " Journal of Research in to the Geology and Natural History". Selon ces concepts, lorsqu'une population est soumise aux contraintes d'un milieu naturel, seuls les individus les mieux adaptés survivent et génèrent une descendance. Au cours des générations, la sélection naturelle permet l'apparition d'individus de mieux en mieux adaptés au milieu naturel.

### II.5.1. Principe de fonctionnement des algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques fournissent des solutions aux problèmes n'ayant pas de solutions calculables en temps raisonnable de façon analytique ou algorithmique. Selon cette méthode, des milliers de solutions (génotypes) plus ou moins bonnes sont créés au hasard puis sont soumises à un procédé d'évaluation de la pertinence de la solution simulant l'évolution des espèces : les plus "adaptés", c'est-à-dire les solutions au problème qui sont les plus optimales survivent davantage que celles qui le sont moins et la population évolue par générations successives en croisant les meilleures solutions entre elles et en les faisant muter, puis en relançant ce procédé un certain nombre de fois afin d'essayer de tendre vers la solution optimale (Figure II.3).



**Figure II.3** Schéma du principe des algorithmes génétiques.

La figure II.4 illustre la structure d'un algorithme génétique canonique :

1. Initialiser la population initiale  $P(0)$  aléatoirement et mettre  $i = 0$ ;
2. REPETER
  - (a) Evaluer la fitness pour chaque individu dans  $P(i)$ ;
  - (b) Sélection des Parents dans  $P(i)$  par le calcul de leur fitness ;
  - (c) Appliquer l'opérateur de croisement sur  $P(i)$  pour sélectionner les parents;
  - (d) Appliquer l'opérateur de mutation pour la reproduire de nouveaux individus;
  - (e) Remplacer les Anciens de  $P$  par leurs Descendants (progéniture) pour la création de la génération  $P(i + 1)$ ;
3. jusqu'à un critère d'arrêt satisfaisant.

**Figure II.4** Structure d'un algorithme génétique canonique [23].

Le critère d'arrêt peut être de nature diverse, par exemple :

- ✓ Un taux minimum qu'on désire atteindre d'adaptation de la population au problème,
- ✓ Un certain temps de calcul à ne pas dépasser,
- ✓ Un certain nombre de générations à ne pas dépasser,
- ✓ Une combinaison de ces trois points.

En effet, l'utilisation des algorithmes génétiques, ne requiert pas la connaissance de la nature du problème, il est seulement nécessaire de fournir une fonction permettant de coder une solution sous forme de gènes (et donc de faire le travail inverse) ainsi que de fournir une fonction permettant d'évaluer la pertinence d'une solution au problème donné. Pour résumer, L'AG est fondé sur [24]:

- Une représentation chromosomique des solutions du problème ;
- Une méthode pour générer une population initiale de solutions ;
- Une fonction d'évaluation (fitness) pour classer les solutions en fonction de leurs dispositions ;
- Des opérateurs génétiques qui définissent la manière dont les caractéristiques génétiques des parents sont transmis aux enfants ;
- Les valeurs des paramètres utilisés par l'AG.

### **II.5.2. Description détaillé des algorithmes génétiques**

Dans cette section on va présenter avec plus de détails les différents opérateurs et paramètres d'un AG à savoir, la population, le codage des chromosomes, l'évaluation, les opérateurs de sélection, de croisement et de mutation.

#### **II.5.2.1. Population initiale**

Le premier pas dans l'implantation des algorithmes génétiques est de créer une population composée de N individus représentant chacun une solution possible du problème donné. Le choix des individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Si la position de l'optimum dans l'espace de recherche est totalement inconnue, il est intéressant que la population soit répartie sur tout l'espace de recherche. Par ailleurs, cette étape présente un problème principal qui est celui de choix de la taille de la population. En effet une taille de population trop grande augmente le temps de calcul et nécessite un espace mémoire considérable, alors qu'une taille de population trop petite conduit à l'obtention d'un optimum



local. Si par contre des informations à priori sur le problème sont disponibles, il paraît évident de générer les individus dans un espace particulier afin d'accélérer la convergence [25].

### II.5.2.2. Codage

L'étape clef dans un algorithme génétique est de définir et coder convenablement les variables d'un problème donnée. On retrouve différents techniques de codages. Chaque individu de la population est codé par un chromosome ou génotype. Une population est donc un ensemble de chromosomes, chaque chromosome code un point de l'espace de recherche.

Il existe principalement deux types de codage : le codage binaire et le codage réel.

#### II.5.2.2.1. Le codage binaire

Dans l'algorithme génétique de Goldberg, l'utilisation doit choisir le plus petit alphabet qui permet une expression naturelle des paramètres du problème [26]. C'est pourquoi, l'alphabet binaire  $\{0,1\}$  est particulièrement bien adapté à la représentation des paramètres (principe des alphabets minimaux).

Soit  $f$  une fonction à optimiser de paramètres  $\mathbf{x}$ . La variable  $\mathbf{x}$  représente un individu de la population, il est codé sous forme d'une chaîne de  $n$  bits. Soit  $\mathbf{x} \in [x_{\min}, x_{\max}]$  avec  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}$  et  $\mathbf{x}$  a un nombre de décimale noté  $d$ .

Dans une représentation binaire, la taille de l'individu  $n$  vérifie l'inéquation suivante :

$$|x_{\max} - x_{\min}| * 10^d \leq 2^n \quad (2.1)$$

#### II.5.2.2.2 Le codage réel

La représentation des solutions dans le cadre des AG n'est pas nécessairement réduite à un alphabet de faible cardinalité (0,1), il existe toute une école pour laquelle la représentation la plus efficace est celle qui s'appuie sur des nombres réels. Cette représentation est à la base de l'approche évolutionnaire « Evolution stratégie ». Ce type de codage présente certains avantages par rapport au codage binaire :

- Le codage réel est robuste pour les problèmes considérés comme difficile pour le codage binaire.
- Ce codage nécessite une adaptation des opérateurs de croisement et mutation.

### II.5.2.3. Fonction d'évaluation (Gestion des contraintes) ou performance

La fonction d'adaptation, ou fitness, associe une valeur pour chaque individu. Cette valeur a pour but d'évaluer si un individu est mieux adapté qu'un autre à son environnement. Ce qui signifie qu'elle quantifie la réponse fournie au problème pour une solution potentielle donnée. Ainsi les individus peuvent être comparés entre eux [27].

### II.5.2.4. Sélection

La sélection est chargée de définir quels seront les individus de P qui vont être dupliqués dans la nouvelle population P+1 et vont servir de parents (application de l'opérateur de croisement). Cet opérateur est peut-être le plus important puisqu'il permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir.

En règle générale, le nombre de copies d'un individu est lié directement à la fitness relative de l'individu au sein de la population. Plus la performance d'un individu est élevée par rapport à celle des autres, plus il a une chance d'être reproduit dans la population. Les individus ayant une grande fitness relative ont donc plus de chance d'être sélectionnés [28].

La sélection s'effectue sur un ensemble d'individus appelé reproducteur qui est composé :

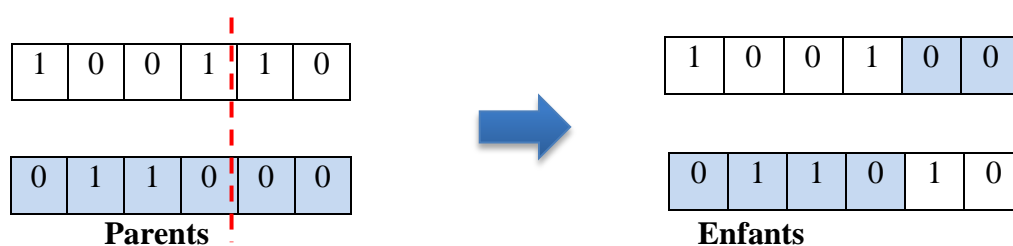
- Soit de l'ensemble de la population.
- Soit d'un sous ensemble construit par sélection : Seuls les individus les mieux adaptés (dont les évaluations sont les plus fortes) vont « survivre », les autres sont éliminés. On fixe généralement à  $\frac{1}{2}$  la part de la population qui survie, dans ce cas le tri de la population selon la fonction objective est obligatoire.
- Soit d'un sous ensemble construit par seuillage : Tous les individus qui possèdent une évaluation en dessus d'un seuil prédéfini survivent. S'il n'y en a aucun, une nouvelle population aléatoire est créée, ce qui ne nécessite pas le tri de la population selon la fonction objective.

### II.5.2.5. Croisement (Crossover)

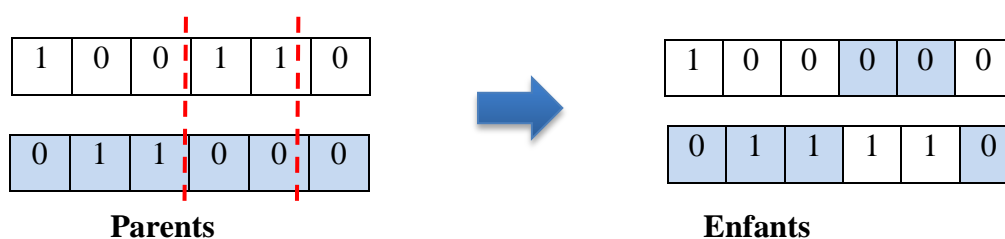
Après avoir sélectionné les chaînes les mieux adaptées, celle-ci vont subir l'opération de croisement (ou recombinaison en terminologie anglo-saxonne) qui consiste à échanger des matériels génétiques entre deux chaînes reproductrices (parents) pour produire deux nouvelles

chaînes (enfants). C'est un processus selon lequel les bits de deux chaînes sélectionnées sont interchangées: dans le langage génétique, on dira que ces chaînes sont croisées. Il permet donc l'échange d'information entre les chromosomes (individus). Cet échange d'informations offre aux algorithmes génétiques une part de leur puissance : quelque fois, de bons gènes d'un parent viennent remplacer les mauvais gènes d'un autre et créent des fils mieux adaptés que les parents.

Il existe plusieurs opérateurs de croisement qui dépendent essentiellement du type du codage et de la nature du problème à traiter. Les schémas II.5 et II.6 ci-dessous, illustrent quelques techniques dans ce qui suit [29]:



**Figure II.5.** Croisement à un point de coupure



**Figure II.6.** Croisement à deux points de coupure

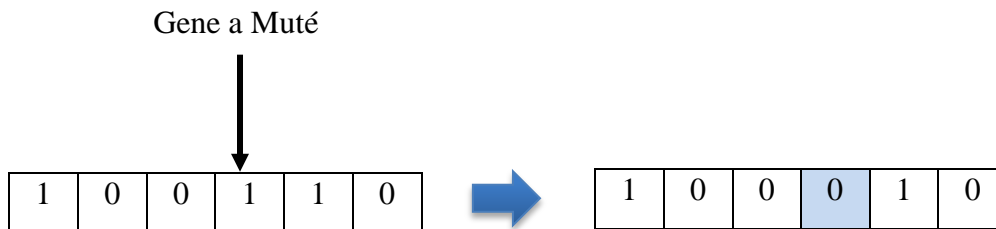
### II.5.2.6. Mutation

C'est un processus où un changement mineur de code génétique est appliqué à un individu pour introduire de la diversité et ainsi d'éviter de tomber dans des optimums locaux avec une probabilité  $P_m$  très faible.

L'opérateur de mutation modifie donc de manière complètement aléatoire les caractéristiques d'une solution, ce qui permet d'introduire et de maintenir la diversité au sein de notre population de solutions. Cet opérateur joue le rôle d'un élément perturbateur, il introduit du bruit au sein de la population.

La mutation fonctionne comme suit ; pour les problèmes discrets, un gène du chromosome est tiré aléatoirement et sa valeur est remplacée par une des autres valeurs

possibles, tirée aléatoirement elle aussi. Dans le cas des problèmes continus, le gène est également tiré aléatoirement, et remplacé par une valeur aléatoire du domaine d'extension des gènes (espace d'état). La figure II.7 suivante montre un exemple de mutation binaire :



**Figure II.7.** Exemple d'une mutation dans une chaîne binaire

Dans un algorithme génétique simple, la mutation en codage binaire est la modification aléatoire occasionnelle (de faible probabilité) de la valeur d'un caractère de la chaîne.

### II.5.3. Avantages et inconvénients des algorithmes génétiques

#### II.5.3.1 Avantages des AGs

- Potentiellement les AGs explorent tous l'espace des points en même temps, ce qui limite les risques de tomber dans des optimums locaux ;
- Les AGs ne se servent que des valeurs de la fonctionnelle pour optimiser cette dernière, il n'y a pas besoin d'effectuer de coûteux et parfois très complexes calculs ;
- Les AGs présentent une grande robustesse c'est-à-dire une grande capacité à trouver les optimums globaux des problèmes d'optimisation.

#### II.5.3.2 Inconvénients des AGs

- Les AGs ne sont encore actuellement pas très efficaces en coût (ou vitesse de convergence), vis-à-vis de méthodes d'optimisation plus classiques ;
- Le respect de la contrainte de domaine par la solution codée sous forme de chaîne de bits pose parfois problème. Il faut bien choisir le codage, voir modifier les opérateurs ;
- L'utilisation d'un AG ne garantit pas le succès de l'optimisation ;
- En pratique l'efficacité d'un AG dépend souvent de la nature du problème d'optimisation. Selon les cas de choix des opérateurs et des paramètres seront souvent critiques, mais aucune théorie générale ne permet de connaître avec certitude la bonne paramétrisation, il faudra faire plusieurs expériences pour s'en approcher.

## II.6. Critère d'optimisation pour un contrôleur PID

Dans cette étude, l'objectif est de déterminer des gains optimaux pour un contrôleur PID afin d'améliorer la performance de l'éolienne au maintien de la fréquence du réseau comme montré dans la figure II.8 ci-dessous :

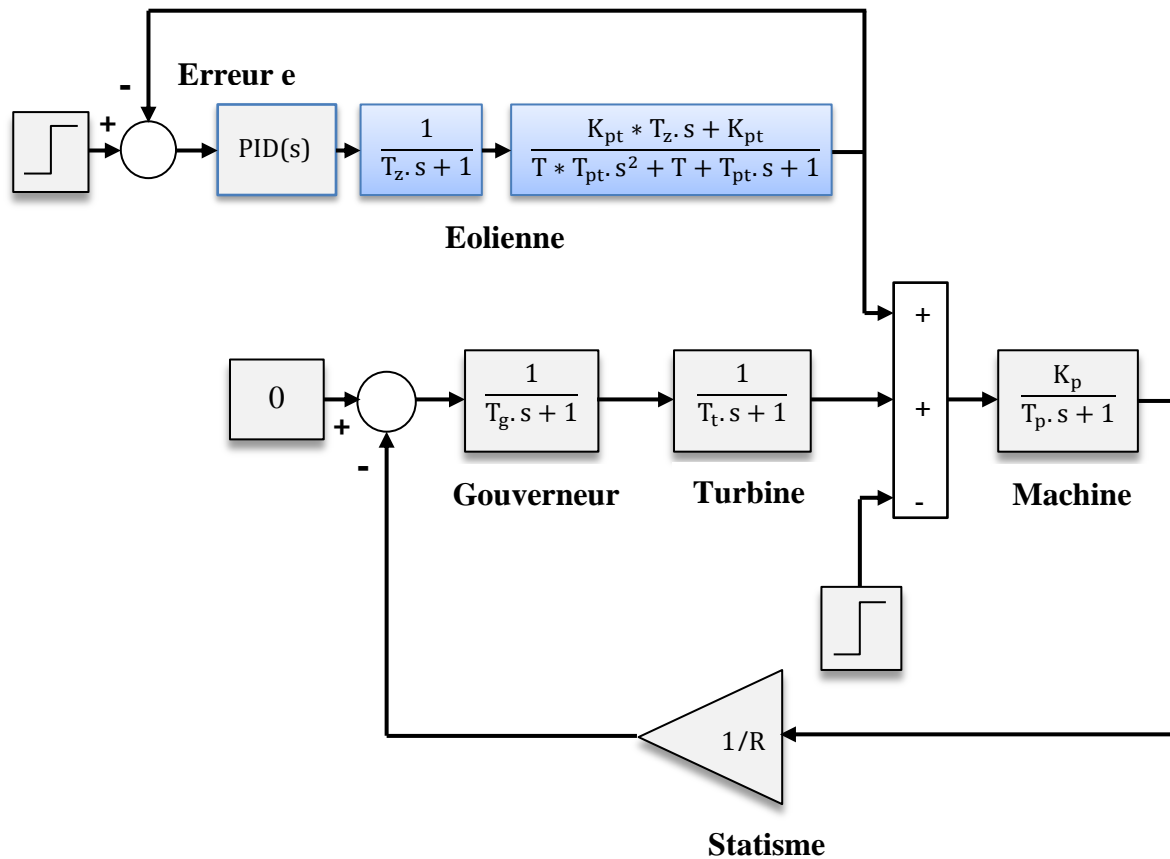


Figure II.8. Éolienne Contrôler par un régulateur PID

Dans notre cas, l'objectif est de minimiser l'erreur ( $e$ ), pour cela chaque individu dans la population de solutions est envoyé à l'unité d'évaluation et son aptitude est calculée pour déterminer sa performance en tant que contrôleur pour le processus donné. la performance du système est calculée en utilisant le critère ITAE (*Integral of Time Multiplied by Absolute Error*).

$$ITAE = \int_0^{\infty} t|e(t)|dt \quad (2.2)$$

Le critère de performance est lié à la fonction fitness et aux paramètres PID optimaux sont dérivés en minimisant un objectif.

Le contrôleur PID est utilisé pour minimiser les signaux d'erreur, ou nous pouvons définir plus rigoureusement, dans le terme de critères d'erreur : pour minimiser la valeur d'indices de performance mentionné ci-dessus. Et parce que plus la valeur de l'indices de performance des chromosomes est faible, plus les chromosomes seront mieux adapté (performants), et vice versa, nous définissons fitness des chromosomes comme [30]:

$$\text{fitness value} = \frac{1}{\text{performance index}} \quad (2.3)$$

## II.6. Conclusion

Dans cette partie du travail, Nous avons proposé la méthode d'optimisation choisie qu'est la méthode des algorithmes génétiques pour déterminer des gains optimaux du régulateur de l'éolienne afin d'assurer son bon fonctionnement. Notre méthode est une méthode stochastique, par conséquent elle est robuste à l'initialisation. De plus notre méthode est plus générale car on ne considère qu'une seule fonction (minimisation d'erreur) sans aucune autre hypothèse sur les caractéristiques de réponse : temps de montée, temps de réponse, dépassement...

# *Chapitre III*

## *Simulations et résultats*

### III.1. Introduction

Après avoir présenté les axes principales de cet mémoire dans les deux premiers chapitres, cette partie sera consacré aux différents études établis par des simulations afin de traiter l'objectif de ce mémoire qu'est la stabilité du réseau en terme de fréquence par une éolienne tout en appliquons les algorithmes génétiques pour bien dimensionner le système de réglage.

### III.2. Présentation de système étudié

La figure III.1 représente la zone thermique d'un réseau électrique modélisée par des fonctions de transfert, respectivement de gauche à droite, le bloque d'un régulateur de vitesse (gouverneur), le bloque de la turbine et la fonction du générateur. Le gain en parallèle représente le Statisme.

Les paramètres typiques des constantes de temps du système de contrôle de fréquence de charge sont liées à  $T_g < T_t \ll T_p$  montre dans le schéma-bloc ci-dessous :

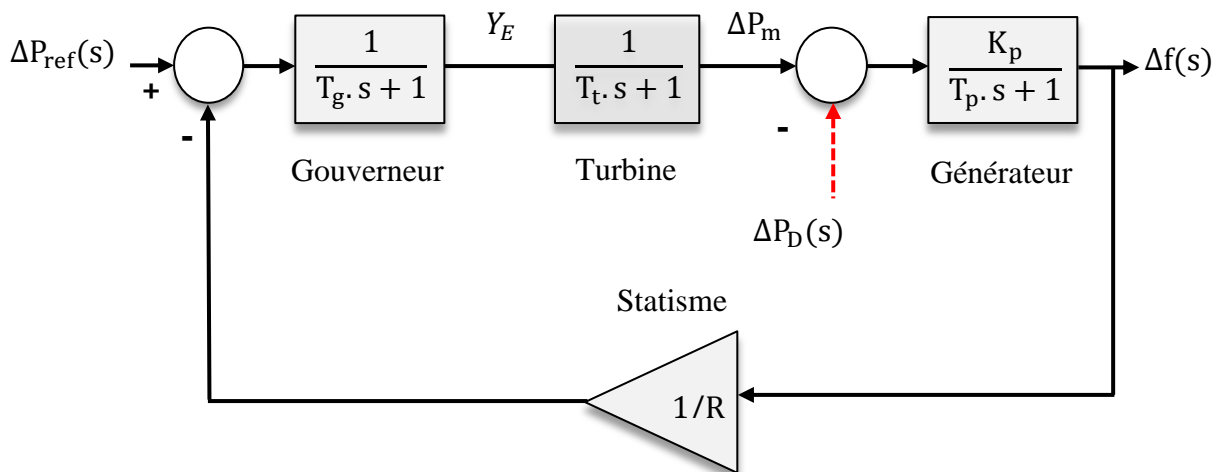


Figure III.1 Bloc diagramme de système

#### III.2.1. Système de régulation de vitesse

Le signal de commande  $\Delta P_{ref}$  initie une séquence des événements, le pilote de vanne se déplace vers le haut, huile haute pression coule sur le dessus du piston principal en le déplaçant vers le bas; l'ouverture de la soupape à vapeur en conséquence augmente, la vitesse du



turbogénérateur augmente, c'est-à-dire la fréquence augmente qui est modélisée mathématiquement par l'équation 3.1 :

$$\Delta Y_E(S) = [\Delta P_{ref}(S) - \frac{1}{R} \Delta F(S)] \times \left( \frac{K_g}{1+ST_g} \right) \quad (3.1)$$

### II.2.2. Modèle de turbine

La réponse dynamique de la turbine à vapeur est liée aux changements dans l'ouverture de la soupape à vapeur  $\Delta Y_E$  en termes de changements en puissance de sortie. Typiquement, la constante de temps  $T_t$  se situe dans la plage de 0,2 à 2,5s [31].

### III.2.3. Modèle de charge de générateur

L'incrément de la puissance absorbée par la charge du générateur du système est lié au changement de fréquence comme suit :

$$\Delta F(S) = [\Delta P_G(S) - \Delta P_D(S)] \times \left( \frac{K_p}{1+ST_p} \right) \quad (3.2)$$

## III.3. Toolbox Genetic Algorithm dans l'environnement MATLAB

### III.3.1. Configuration d'un problème pour GA MATLAB

Pour utiliser le solveur GA dans l'environnement MATLAB, nous devons fournir au moins deux arguments d'entrées, une fonction objective (fitness function) et le nombre de variables dans le problème.

Les deux premiers arguments de sortie renvoyés par GA sont  $x$ , le meilleur point trouvé, et  $[Fval]$ , la valeur de la fonction au meilleur point.

Un troisième argument de sortie,  $[exitFlag]$  vous indique la raison pour laquelle GA s'est arrêté.

GA peut également renvoyer un quatrième argument,  $[Output]$ , qui contient des informations sur les performances du solveur.

### III.3.2. Exécution de processus GA

L'algorithme génétique (GA) fonctionne sur une population à l'aide d'un ensemble d'opérateurs appliqués à ce dernier. Une population est un ensemble de points dans l'espace de

conception, initialement générée aléatoirement par défaut. La génération suivante de la population est calculée en utilisant la forme physique des individus de la génération actuelle. Pour exécuter le processus du GA dans MATLAB, on utilise la commande suivante :

```
[x,Fval,exitFlag,Output] = ga (FitnessFunction, numberOfVariables, Options);
```

### III.3.3. Visualisation

GA peut accepter une ou plusieurs fonctions de tracé via un argument « OPTIONS ». Cette fonction est utile pour visualiser les performances du solveur au moment de l'exécution. Les fonctions de tracé peuvent être sélectionnées à l'aide de « GAOPTIMSET ». L'aide de « GAOPTIMSET » contient une liste de fonctions de tracé parmi lesquelles choisir.

Dans notre cas, nous utilisons « GAOPTIMSET » pour créer une structure d'options pour sélectionner deux fonctions de tracé. La première fonction de tracé est « GAPLOTBESTF », qui trace le meilleur et le score moyen de la population à chaque génération. La deuxième fonction de tracé est « GAPLOTBESTINDIV », qui trace le meilleur génome de l'individu sous forme d'histogramme, avec le nombre de cases dans l'histogramme égal à la longueur du génome. Ce choix est décrit par la commande ci-dessous :

```
options = gaoptimset ('PlotFcns',{ @gaplotbestf,@gaplotstopping});
```

### III.3.4. Spécification de la taille de population

La taille de population par défaut utilisée par GA est de 20. Cela peut ne pas être suffisant pour des problèmes avec un grand nombre de variables; une population plus petite peut être suffisante pour des problèmes plus petits. Comme nous n'avons que trois variables, nous spécifions une taille de population de 50. Nous passerons notre structure d'options «options», créée ci-dessus, à «GAOPTIMSET » pour modifier la valeur du paramètre «PopulationSize» à 50 par la commande suivante :

```
Options = gaoptimset (options,'PopulationSize',50);
```

### III.3.5. Les critères d'arrêt utilisés

GA utilise quatre critères différents pour déterminer quand arrêter le processus qui s'arrête lorsque le nombre maximum de générations est atteint; par défaut, ce nombre est 100. GA détecte également s'il n'y a pas de changement dans la meilleure valeur de fitness pendant

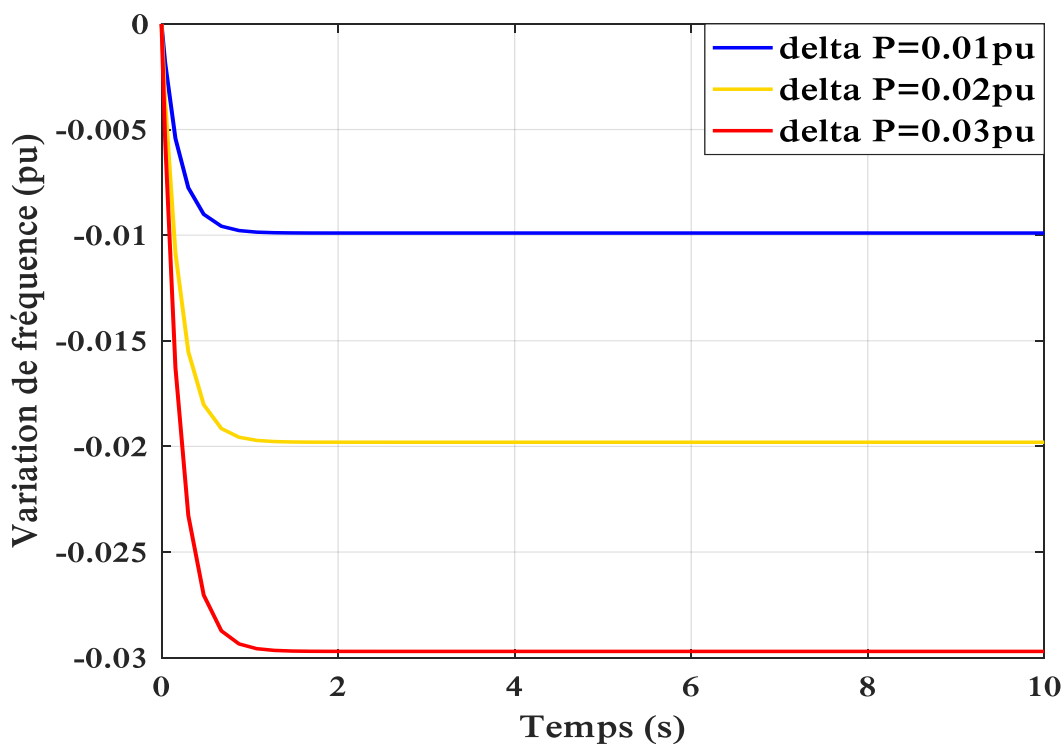
un certain temps donné en secondes (StallTimeLimit). Un autre critère est le délai maximum en secondes (TimeLimit).

### III.4. Simulations et résultats

#### III.4.1. Effet de la variation de la charge sur la fréquence

Pour montrer l'impact de la variation de la demande sur le comportement du réseau ainsi que la machine, nous utilisons le modèle du réseau illustré dans la figure III.1 sans aucun réglage, dont les valeurs des paramètres du système sont :  $K_p = 100$ ,  $T_p = 20$

La figure III.2 montre la variation de fréquence en fonction de la puissance demandée  $\Delta P_D$ .

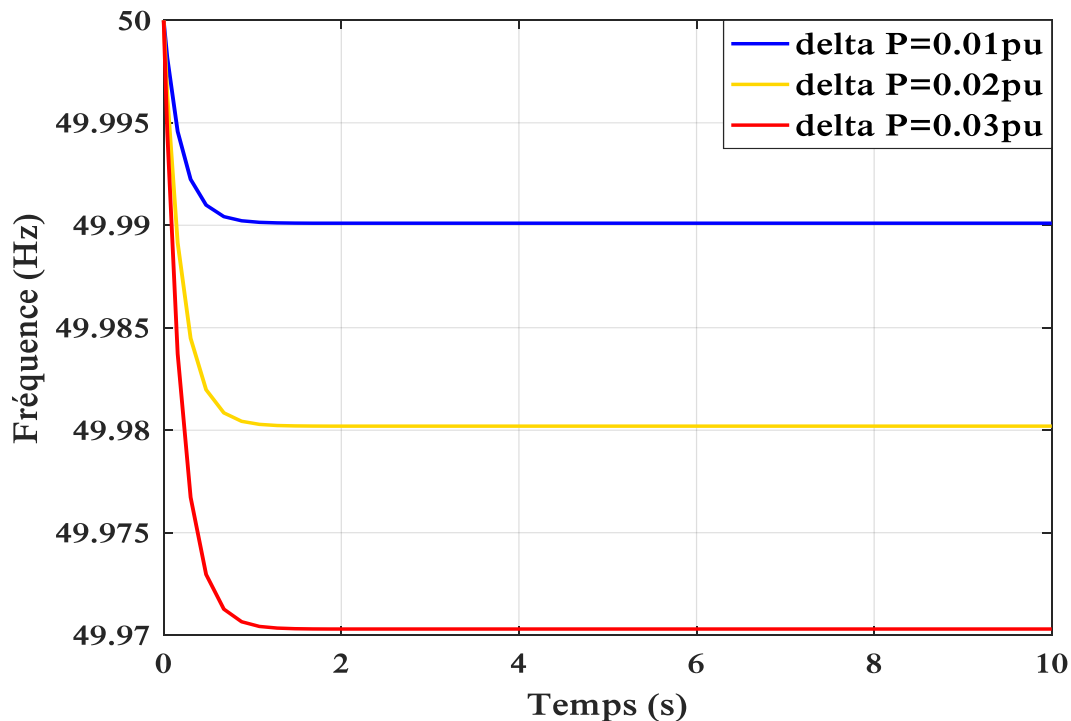


**Figure III.2.** Variation de fréquence en fonction de la variation de la puissance

D'après cette figure (fig III.2), un changement de 0.01 pu qui représente une variation de 20 MW en réel, provoque une variation de -0.01 pu dans la fréquence est enregistrée. Cette variation est diminuée jusqu'au -0.02 pu par un changement de 40 MW de la demande (0.02 pu) et de -0.03pu pour un changement de 60MW (0.03pu) de la demande.

Cette variation due au changement de la puissance demandée est validée par une diminution de la fréquence du réseau de 50Hz à l'état sain jusqu'au 49.99 Hz dans le premier

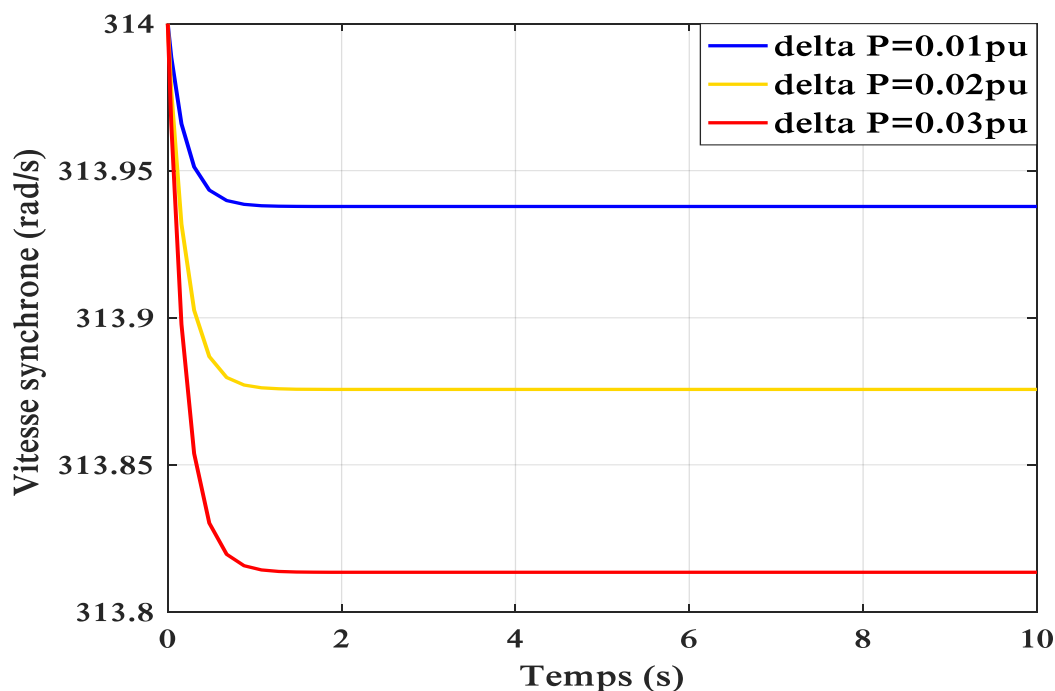
cas, 49.98 Hz dans le deuxième et 49.97Hz dans le troisième cas respectivement comme montré par la figure III.3 ci-dessous.



**Figure III.3** La fréquence en fonction de la variation de puissance

Il est remarquable que dans cette situation du réseau (défaut petit mouvement), le changement de la fréquence est compté en mhz donc il faut toujours le maintien de la fréquence en 50Hz pour éviter toute fonctionnement du réseau à la marge de son stabilité fréquentielle normalisée par la norme CEI-50 (le seuil de tolérance de fréquence est  $\pm 1\%$  Hz) ce qui nécessite l'intervention des régulateurs pour rétablir la fréquence à son état normale.

L'impact de la variation de la charge sur la machine synchrone peut l'extraire du résultat montré dans la figure III.4 ci-dessous :



**Figure III.4** La vitesse synchrone en fonction de la variation de la puissance

Cette figure (fig III.4) montre la variation de la vitesse du synchronisme de la machine en fonction de la puissance demandée. Le changement de 0.01 pu dans la charge résulte une variation de 0.06 rad/s, cette variation augmente jusqu'au 0.13 rad/s pour une variation de 0.02pu de la demande et 0.19 rad/s pour 0.03pu.

A partir des résultats obtenus (fig III.1, III.2 et III.3), on peut confirmer que la fréquence est proportionnelle à la variation de la demande, ainsi que la vitesse du synchronisme de la machine est perturbée par la demande (relation proportionnelle).

D'après cette analyse, on constate qu'un réglage de fréquence est nécessaire en cas de variation de charge.

#### III.4.2. Effet du type de réglage sur la variation de fréquence

Afin d'évaluer l'effet du type de réglage, une comparaison entre les trois types de réglage classiques cités dans le premier chapitre est effectué.

Les figures III.1, III.5 et III.6 représente le diagramme fonctionnel du système avec réglage primaire, secondaire et tertiaire respectivement placé au Simulink.

Dans ce cas, on fixe la variation de la puissance demandée a une valeur de 0.01pu qui provoque une variation de -0.01pu dans la fréquence qui diminue jusqu'à 49.99Hz.

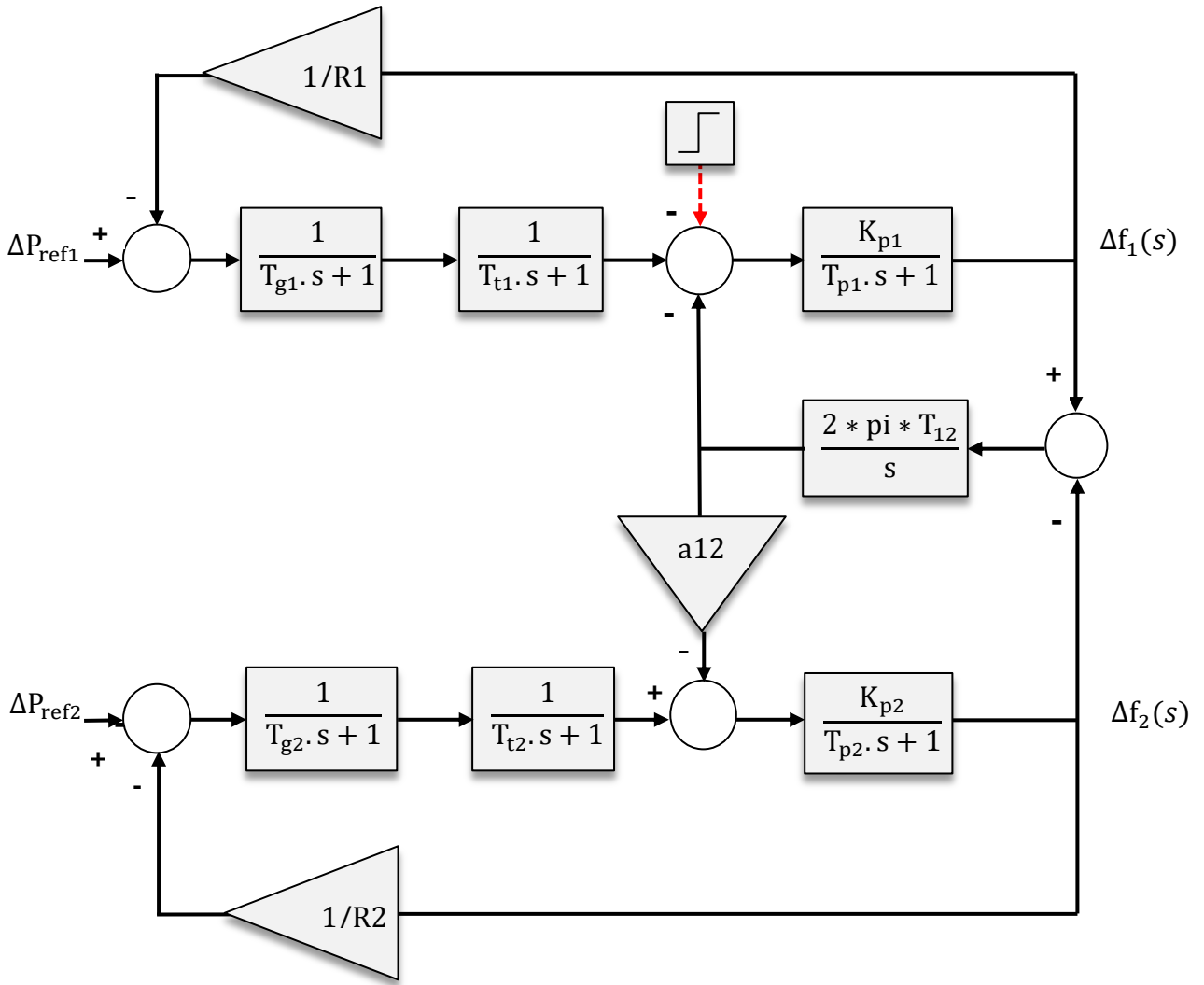


Figure III.5 Bloc diagramme d'un système à deux zones

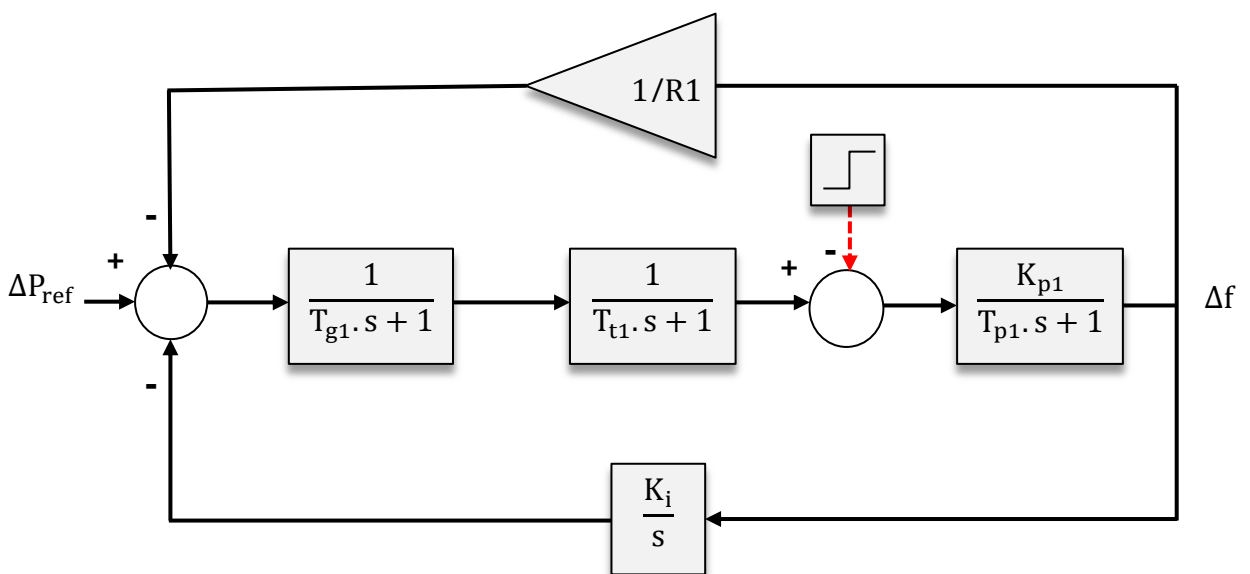


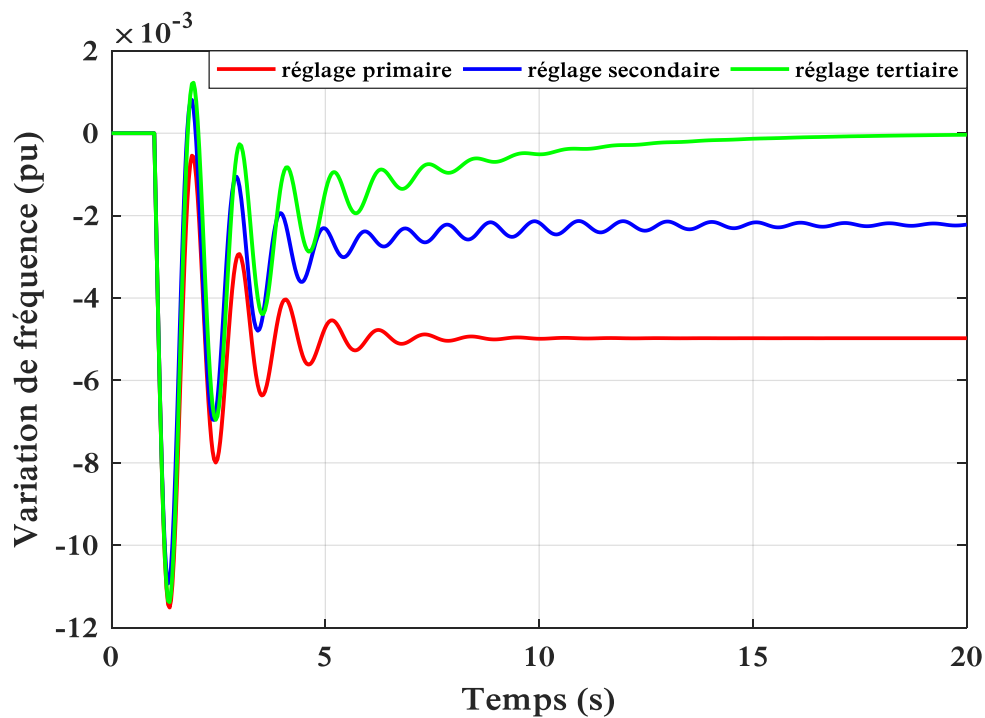
Figure III.6 Bloc diagramme de système avec réglage tertiaire

Les paramètres sont tels indiqués dans le tableau III.1.

**Tableau III.1. Paramètre de chaque système**

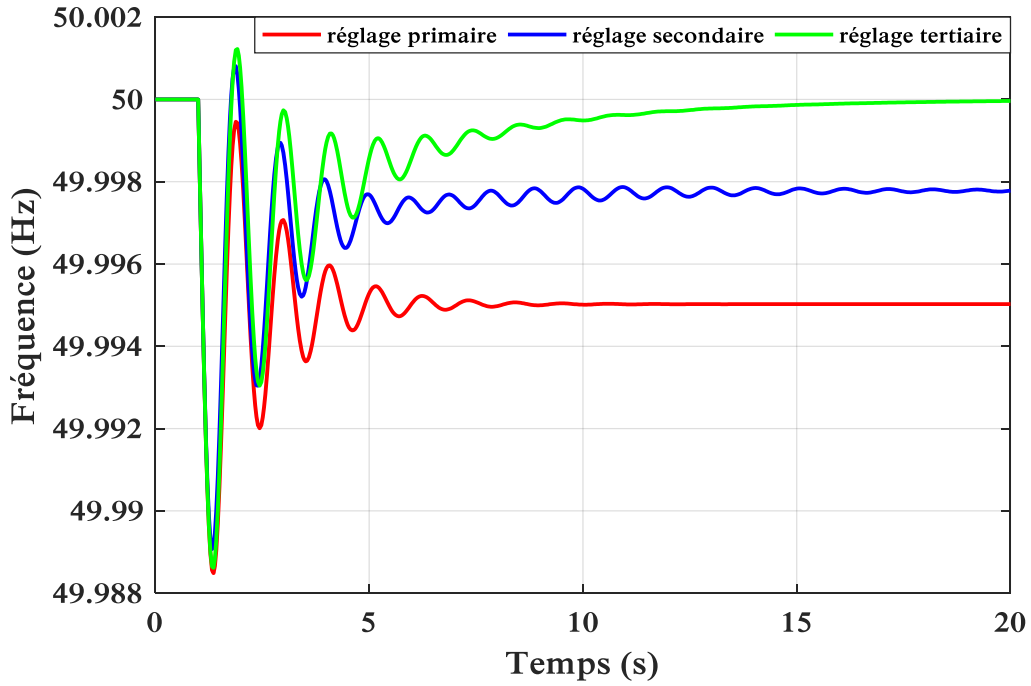
	Kp	Tp (s)	Tt (s)	Tg (s)	R (pu)	R (Hz/pu)	Ki	a12
Réseau 1	100	20	0.25	0.07	0.04	2	0.5	-1
Réseau 2	120	24	0.3	0.08	0.05	2.5		-1

La figure III.7 représente les différents types de réglage et leurs effets sur la variation de fréquence. On observe clairement que le réglage tertiaire génère beaucoup d'amortissement avec un dépassement et un retard pour se stabilise (après 20s) à 0pu, contrairement au réglage primaire et secondaire qui sont moins amortis, sans dépassement et se stabilise rapidement (après 15s) avec une valeur final différent de 0pu.



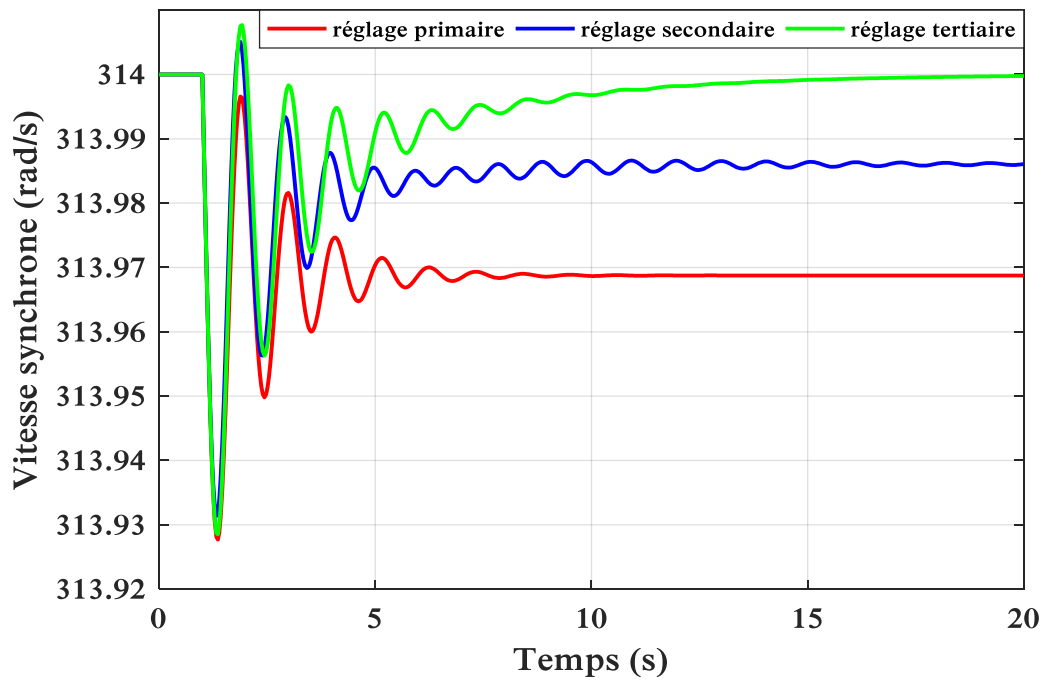
**Figure III.7** L'effet du type de réglage

La figure III.8 représente le comportement de la fréquence en fonction de type de réglage. En termes de la valeur finale, on confirme le premier résultat montré par la figure III.7 qu'est l'efficacité du réglage tertiaire a rétablis la fréquence à la valeur nominal 50Hz. d'autre part, le réglage secondaire montre plus d'efficacité dans le réglage de la fréquence par rapport au primaire.



**Figure III.8** L'effet du type de réglage sur la fréquence

De la même manière, l'effet du régulateur sur la machine elle-même est montré par la vitesse du synchronisme ( $\omega_s = 2 * \pi * f = 314 \text{ rad/s}$ )



**Figure III.9** L'effet du type de réglage sur la vitesse synchrone



D’après ce résultat on conclue que les 3 types de réglage de fréquence sont indépendants et indispensables pour un réseau électrique avec des performances différents l’un à l’autre.

Ces régulateurs sont des régulateurs classiques connus depuis longtemps dans le réglage de la fréquence, dans la partie qui suit, un régulateur moderne basé sur les énergies renouvelables sera adopté et testé.

### III.4.3. Réglage de fréquence par éolienne

Après avoir validé les résultats des régulateurs classiques de fréquence, dans cette partie on va entamer l’objectif de ce mémoire qu’est le réglage de la fréquence en petit mouvement par une éolienne.

L’utilisation d’une éolienne provoque l’injection de la puissance active dans le réseau électrique de telle sorte compensée la valeur de la variation de la puissance demandée.

Le schéma bloqe de la figure III.10 montre l’intégration de l’éolienne par sa fonction de transfert de base tiré à partir de l’étude réalisé dans le premier chapitre dont les gains sont les suivants [31] :  $T_{pt} = 10.055$ ,  $K_{pt} = 0.12$ ,  $T_z = 0.2$  et  $T = 0.2$ . La puissance de l’éolienne est de 20MW.

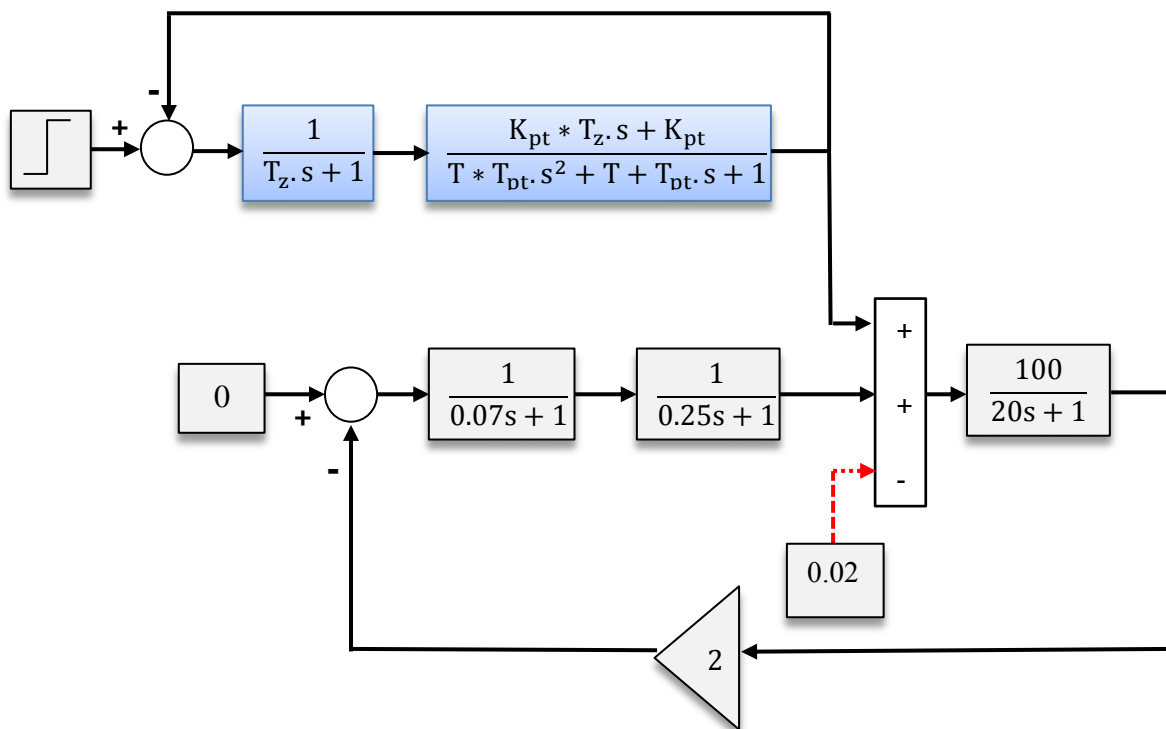
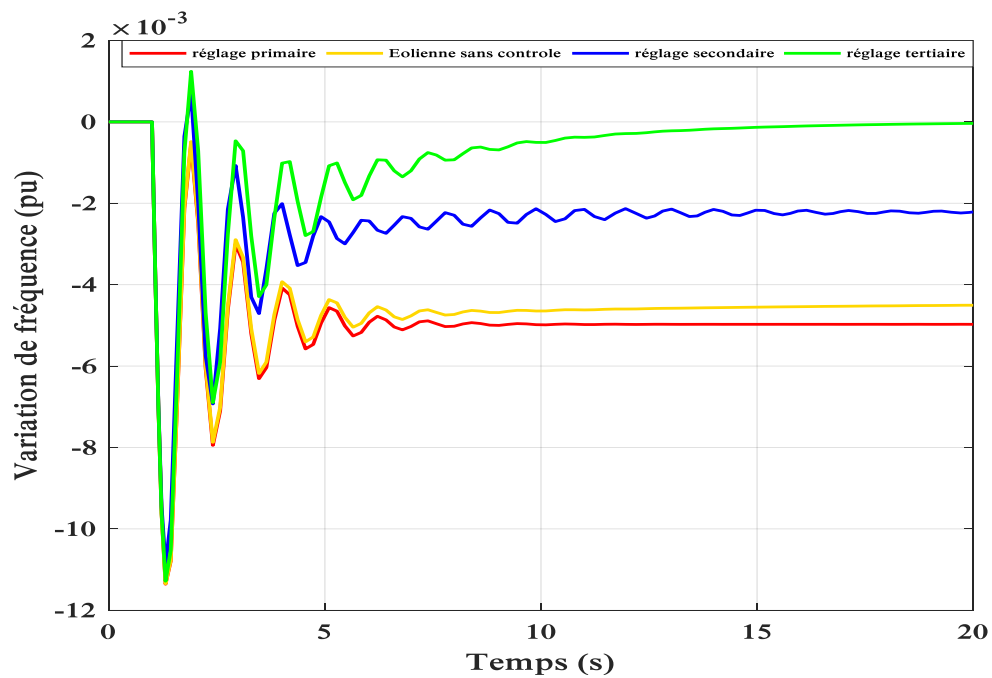


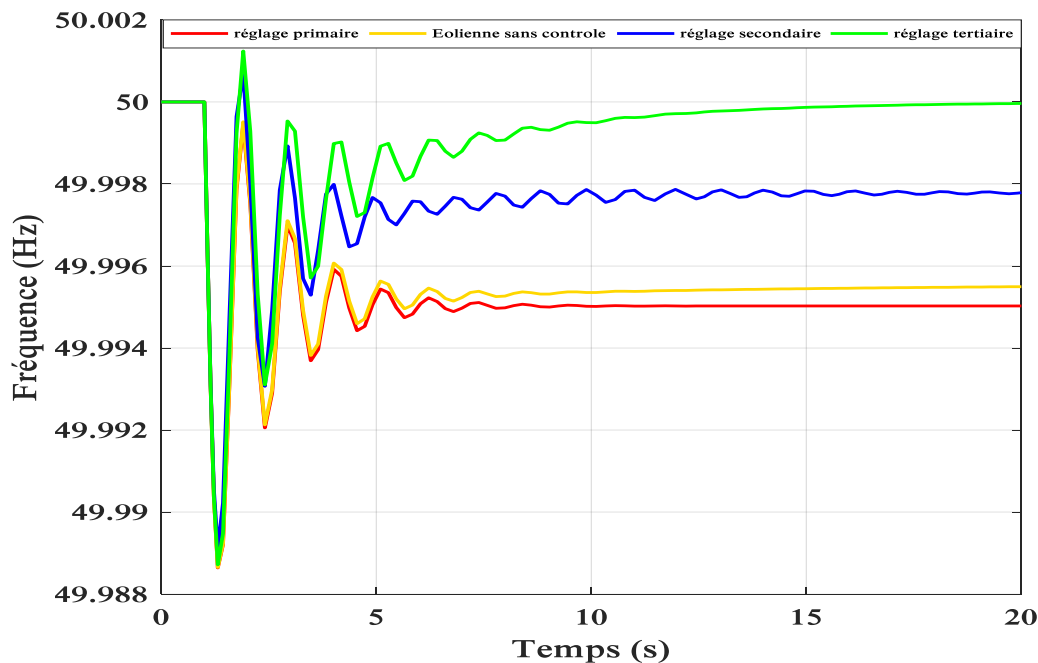
Figure III.10 Schéma bloc de système éolien simulé sans contrôle



**Figure III.11** Variation de fréquence sous l'effet de réglage éolien sans contrôle et les régulateurs classiques

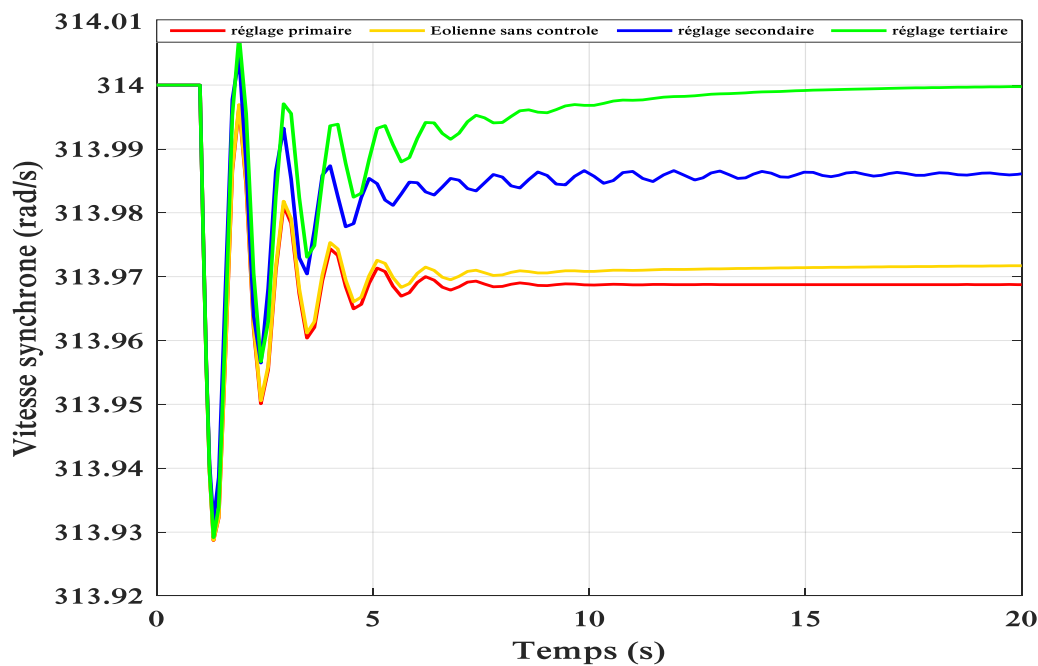
La figure III.11 représente la comparaison entre les régulateurs classiques et le réglage par éolienne sans contrôle (courbe en jaune). On observe que le réglage éolien sans contrôle est presque le même qu'avec le réglage primaire avec une amélioration dans la valeur finale.

Cette variation donne les fréquences du réseau dans les différents cas montré par la figure III.12 ci-dessous :



**Figure III.12** L'effet de réglage éolien sans contrôle sur la fréquence par rapport aux régulateurs classiques

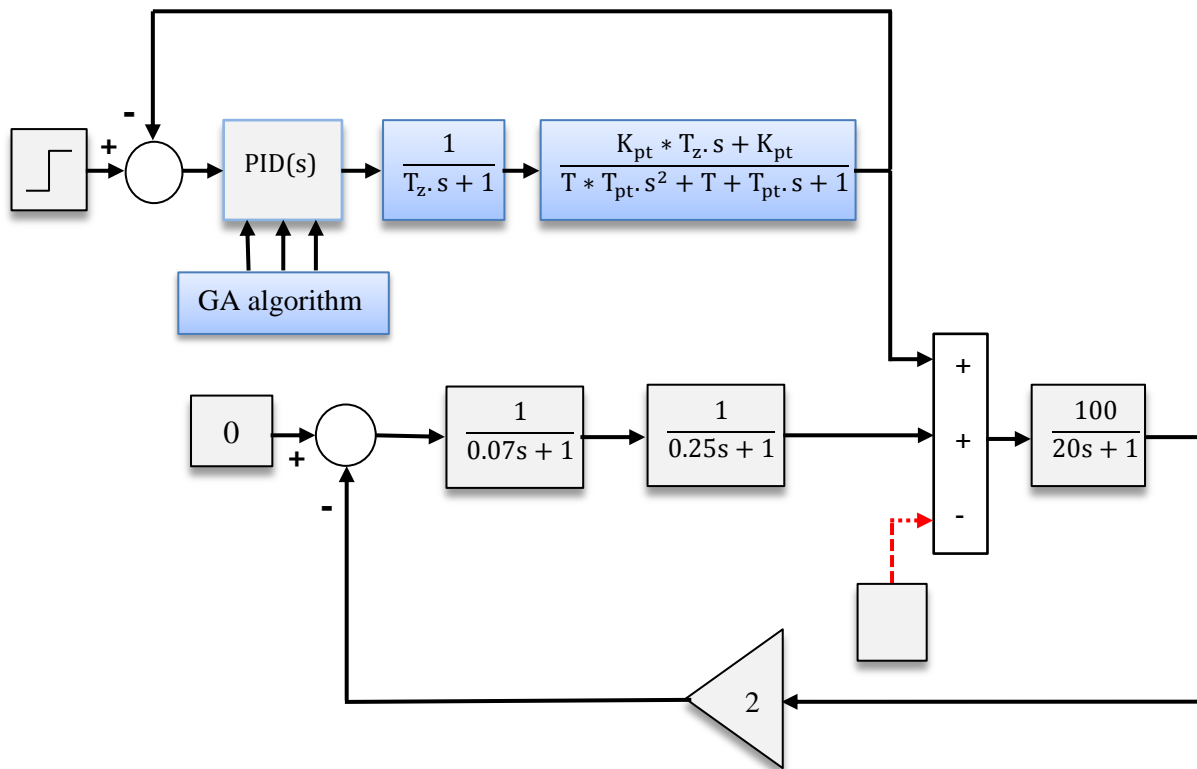
La comparaison entre les régulateurs classiques et le réglage par éolienne sans contrôle (courbe en jaune toujours), donne une vision très claire sur l'efficacité de l'utilisation des énergies renouvelables dans le réglage de fréquence qu'est automatiquement réagit sur la vitesse du synchronisme représenté par la figure III.13 ci-dessous :



**Figure III.13** L'effet de réglage éolien sans contrôle sur la vitesse synchrone par rapport aux régulateurs classiques

### III.4.3.2. Eolienne contrôlée

Après avoir montré l'efficacité de l'utilisation d'une éolienne en tant que régulateur de fréquence en cas de variation de charge. Le but de cette partie est d'améliorer sa performance tout en essayons d'installer un contrôleur qui assure la bonne réponse de l'éolienne, pour cela nous avons choisi un régulateur PID comme montrée la figure III.14.



**Figure III.14** Schéma bloc de système éolien simulé avec contrôle

Les paramètres de régulateur PID sont déterminés difficilement et les résultats ne sont pas toujours optimale, afin de remédier ce problème et pour améliorer les performances de ce régulateurs, nous appliquons la méthode des algorithmes génétiques pour la conception et l'optimisation des gains de régulateur.

L'algorithme génétique a été implémenté en Matlab, les valeurs suivantes ont été choisies comme paramètres de notre algorithme génétique :

Taille de la population N est égale à 50 individus,

Nombre de générations est égal à 250,

Délai maximum est égal à 200s,

Temps de décrochage maximum est égale à 100s,

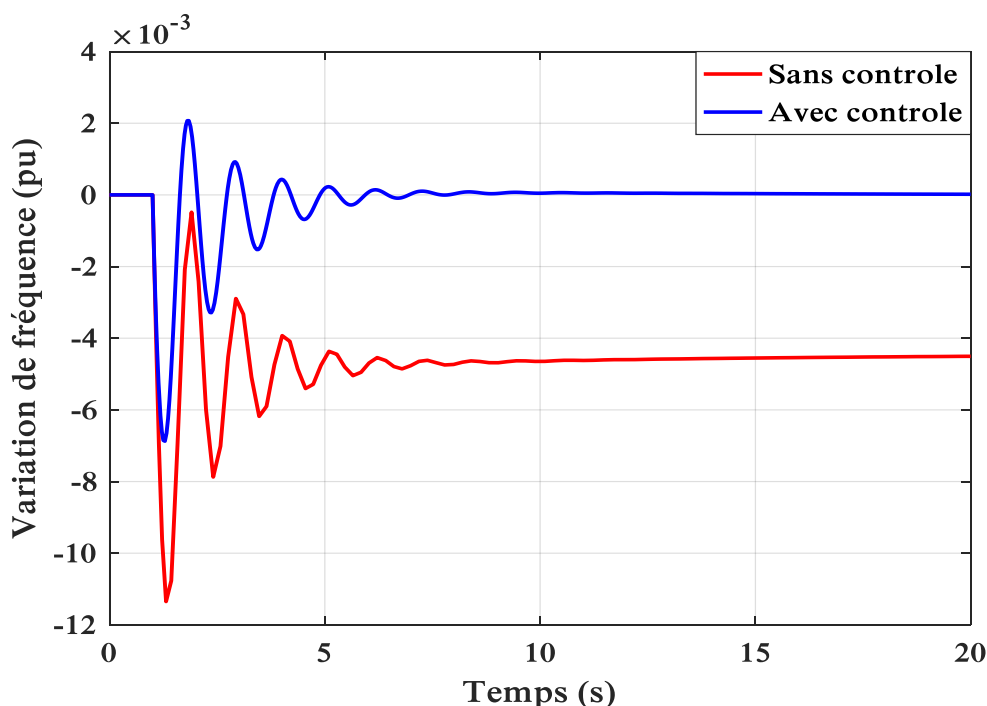
La fonction objective à minimiser est ITAE (Integral of Time multiplied by Absolute Error),  $F_{obj} = \text{minimiser}[\int e * t]dt$ . Avec  $e$  est la valeur de l'erreur enregistrée à l'entrée du régulateur.

Les gains de régulateur PID obtenu par l'application de l'algorithme génétique sous les paramètres cités ci-dessus sont :

**Tableau III.2** Les gains de régulateur PID

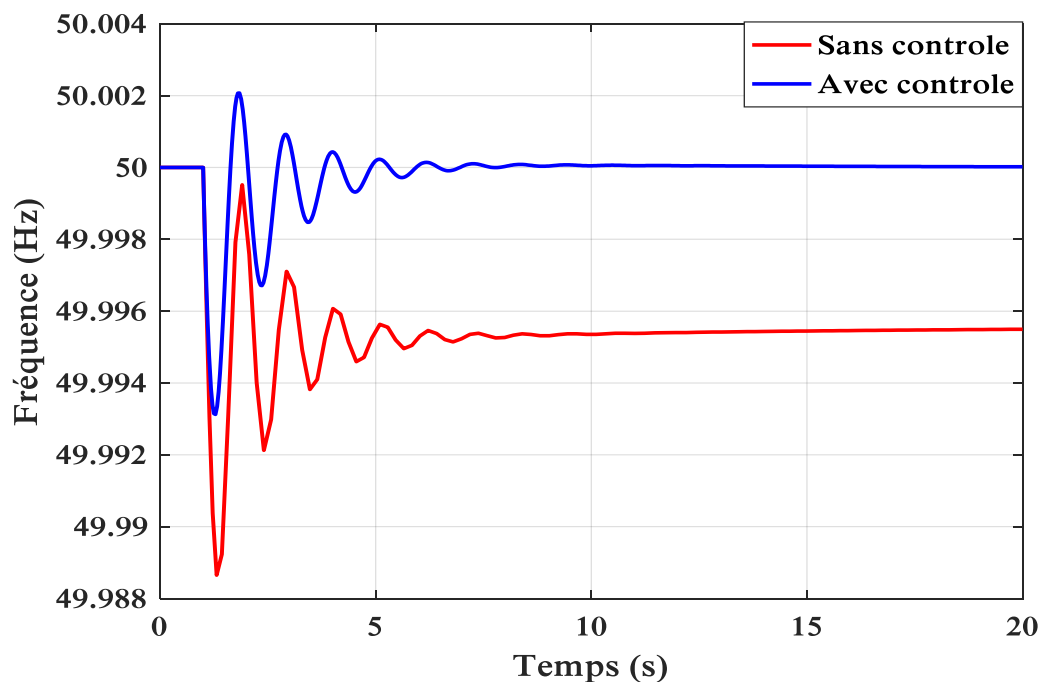
	Kp	Ki	Kd
ITAE	97.6902	11.7533	75.2781

La figure III.15 représente la variation de fréquence par réglage éolien sans contrôleur PID (courbe en rouge) et par réglage éolien avec contrôleur PID optimisé par GA (courbe en bleu). On observe que la valeur de la variation de fréquence par un réglage type éolien contrôlé par un contrôleur PID optimisé par GA est de 0 pu, en revanche on retient une valeur de 0.0042 pu en valeur absolue pour le réglage éolien sans PID.



**Figure III.15** Réglage de variation de fréquence par éolien sans contrôleur PID et par éolien avec contrôleur PID optimisé par GA

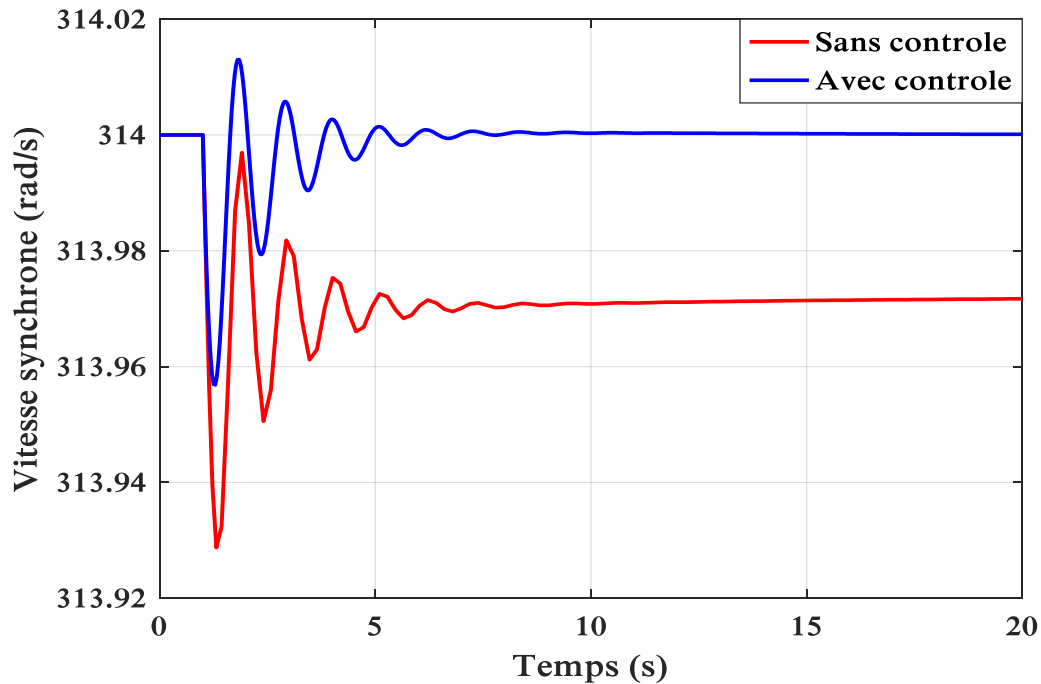
Ce résultat obtenu pour la variation de fréquence est validé par celle montré par la figure III.16 qui représente la fréquence du réseau électrique en cas d'une variation de charge et par un régulateur de type éolien dans les deux cas.



**Figure III.16** Réglage de fréquence par éolien sans contrôleur PID  
et par éolien avec contrôleur PID optimisé par GA

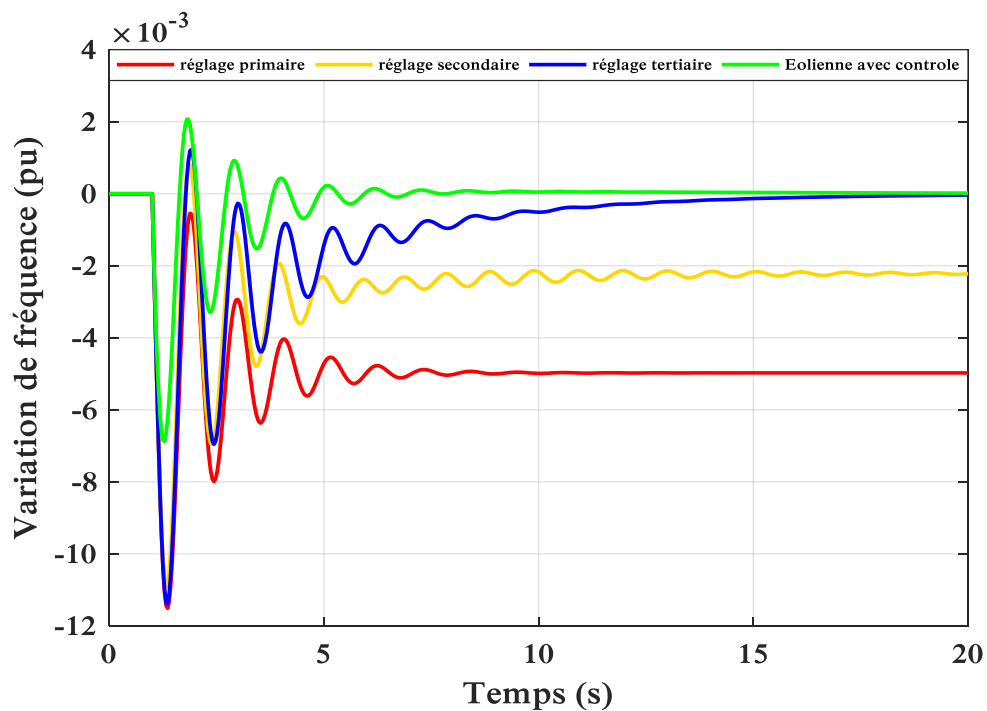
Le renforcement de l'éolienne par un contrôleur PID optimal, améliore la réponse de cette dernière à rétablir la fréquence à sa valeur nominale (valeur de référence 50Hz).

D'autre part, la technique utilisée pour dimensionner le régulateur a montré clairement son efficacité par des gains optimaux sans la présence des chatrings, ce qu'est validé aussi par la vitesse du synchronisme (figure III.17).

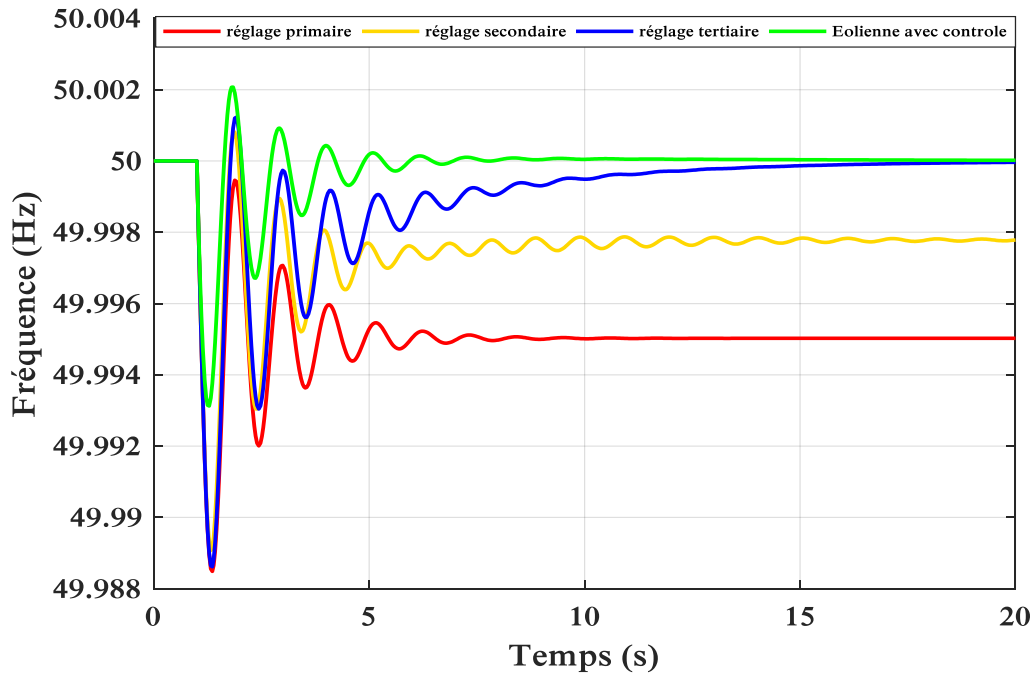


**Figure III.17** Comportement de la vitesse synchrone dans le réglage de fréquence par éolien sans contrôleur PID et par éolien avec contrôleur PID optimisé par GA

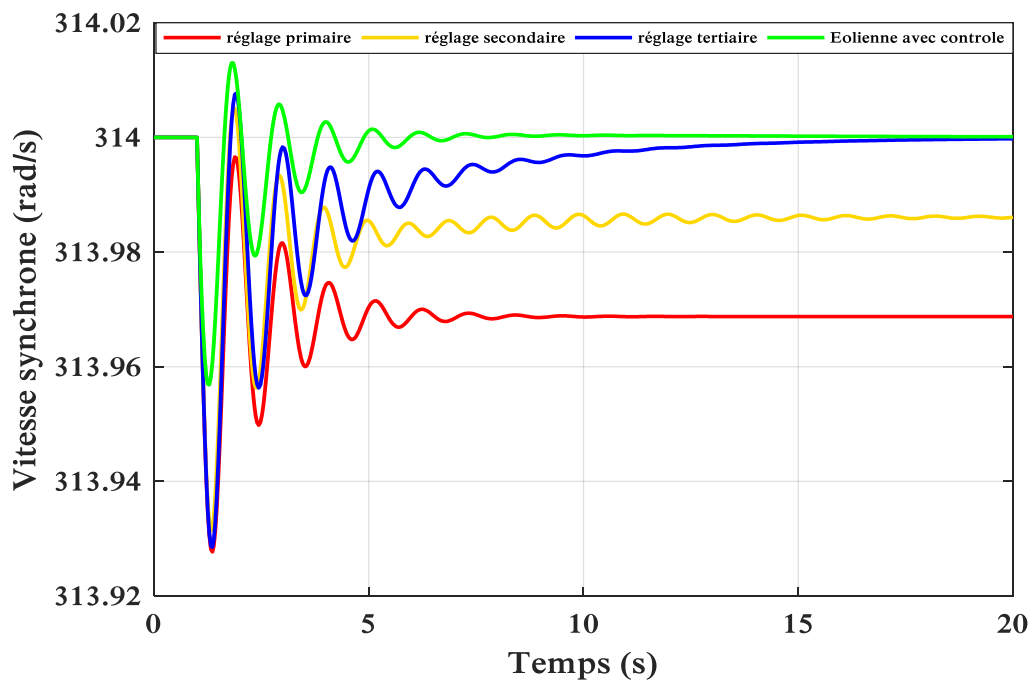
On termine cette partie par une Comparaison entre le réglage éolien contrôlé et les régulateurs classiques. Les figures III.18, III.19 et III.20 représentent les différents résultats obtenus.



**Figure III.18** Capacité de réglage éolien par rapport aux régulateurs classiques



**Figure III.19** Capacité de réglage éolien avec contrôle par rapport aux régulateurs classiques



**Figure III.20.** Capacité de réglage éolien avec contrôle par rapport aux régulateurs classiques

D'après ces résultats parlants eux même, il est claire qu'un réglage éolien bien étudié par un contrôleur dont ce dimensionnement effectue par une des technique des AG est une



méthode satisfaisante et performante pour régler la fréquence dans les réseaux électriques en cas de variation de charge.

### **III.5. Conclusion**

Les simulations effectuées dans ce chapitre montrent l'importance de l'utilisation des énergies renouvelables non seulement pour réduire la production de l'électricité par les sources polluantes, mais aussi les charges comme des régulateurs assurent le fonctionnement normal des réseaux électriques tout en gardant les paramètres de base (tension et fréquence) du réseau dans les intervalles tolérés.

D'autre part, pour éviter le dimensionnement aléatoire des régulateurs, les algorithmes génétiques affirme sa position dans ce domaine par des gains optimaux et efficace au contrôle des systèmes éoliens.

# *Conclusion générale*

## Conclusion générale

Energies renouvelables, « solaire », « éolienne », « biomasse », Bref tout semble devenir « les énergies de l'avenir ». Cette « quête d'énergie d'avenir » se cristallise par le développement des différentes technologies de mesures et de contrôle en temps réel. Le réglage de la fréquence d'un réseau électrique par une source renouvelable a été le sujet de ce mémoire.

Dans ce travail, nous avons étudié du problème de fréquence dans les réseaux électriques de façon générale, expliquer la nature de ce défaut, ses causes et l'importance de l'équilibrage entre la production, la consommation et les capacités des dispositifs de réglage à maintenir la fréquence en cas de perturbation tel que la variation de charge. Nous avons compris que les sources renouvelables l'éolienne dans notre cas, prouvent être employé dans ces réseaux, non seulement à minimiser la production par les centrales a base des sources fossiles, mais aussi de veiller à la consommation et production d'électricité de l'ensemble des individus ou collectifs connectés à ce réseau pour intervenir au réglage de fréquence en cas de tout déséquilibre entre la production et la consommation.

Cette recherche a été aussi l'occasion d'exploiter la notion d'optimisation qui représente une partie essentiels et même devient une taches indispensable dans toutes les systèmes de control et de gestion des réseaux électriques. Nous avons présenté la notion, son objectif, les différentes méthodes, avantages et inconvénients.

Nous avons montré que la méthode d'optimisation par les algorithmes génétique est très intéressante quand il s'agit d'un problème compliqué tel que le control d'une turbine éolienne par un PID qui nécessite un dimensionnement le plus exacte possible pour bien contrôlé le système.

Par les différentes simulations réalisées dans le dernier chapitre, nous avons prouvé l'efficacité des sources renouvelable en tant régulateur moderne de la fréquence des réseaux électriques en cas de variation de charge par reprendre le réseau à un état d'équilibre entre production et consommation.

Ce travail qui avait pour objectif d'ouvrir la porte au sujet actuel de la recherche dans le domaine du réseau électrique et peut aussi ouvrir la voie à d'autres investigations telles que :

- Exploité de nouvelles sources renouvelables concernées directement à l'étude des réseaux électrique intelligent,
- Analyser la faisabilité des systèmes de production par source renouvelable pour participer dans les différents réglages et assurer la stabilité des réseaux électrique en cas des défauts,
- Etudie et appliqué des méthodes d'optimisation plus avancés que les algorithmes génétiques tel que la méthode d'optimisation des loups gris,
- etc...

Ce ne sont là que quelques suggestions de travaux à prospecter. Il en existe certainement d'autres.

## Référence bibliographique

- [1] **AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE**, « La Sécurité d'Approvisionnement Energétique et le Role du Nucléaire », OCDE, 2011.
- [2] **J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby**, « Power System Dynamics Stability and Control », John Wiley & Son. 2008.
- [3] **Khalfa Djallal Eddine, Boutiche Abdallah**, « Commande de la Puissance Injectée par un Générateur Synchrone Connecté au Réseau Electrique », mémoire master, Université Mohamed Boudiaf - MSILA 2017.
- [4] **Ben Abdelhamid Oualid Daoudi Lakhdar**, « Étude de la Stabilité d'un Système Electro-énergétique par Différentes Techniques Avancées », mémoire master, Université Echahid Hamma Lakhdar-El-Oued, 2015.
- [5] **LAYATI Yassine, FLITI sidi Mohammed**, « Vérification et Amélioration des Performances d'une Installation de Turbine à Gaz à Cycle Combiné par la Technique d'Injection de Brouillard Cas de la Centrale Electrique de TERGA », mémoire master, Université Aboubakr Belkaïd– Tlemcen, 2016.
- [6] **Hasan Alkhatib**, « Etudes de la Stabilité aux Petites Perturbations dans les Grands Réseaux Electriques : Optimisation de la Régulation par une Méthode Métaheuristique », Thèse de Doctorat, Université PAUL CEZANNE D'AIX-MARSEILLE, 2008.
- [7] **OKOU AIMÉ FRANCIS**, « Commande NON LINÉAIRE Adaptative des Réseaux Électriques Multi-Machines », Thèse de Doctorat, École de Technologie Supérieure Université du QUÉBEC, 2002.
- [8] **P. Bornard ; M. Pavard**, « Réseaux d'Interconnexion et de Transport – Réglages et Fonctionnement, Techniques de l'Ingénieur », 1993.
- [9] **P. Kundur**, « Power Systems Stability and Control », McGraw Hill Inc; 1994.
- [10] **MOUDJAHED Mohamed**, « Support de cours stabilité des réseaux électriques », Université IBN-Khaldoun, Tiaret, ALGERIE, 2019.

- [11] **OUYAHIA Omar, MEZIANI Zahir**, « Réglage Automatique de la Tension dans les Réseaux Electriques », mémoire master, Université A.MIRA-BEJAIA, 2018.
- [12] **V. Jain, N. Sen, Kapil Parikh**, « Modeling and Simulation of Load Frequency Control in Automatic Generation Control using Genetic Algorithms Technique », International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), Vol:6, Avril 2017.
- [13] **Said AZZOUZ**, « Amelioration de la Commande d'un Systeme Eolien à Base d'une Machine MADA Utilisant les Techniques Intelligentes », Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf - M'sila, 2019.
- [14] **REDJEM Radia**, « Étude d'une Chaîne de Conversion d'Energie Eolienne », mémoire master, Université MENTOURI DE CONSTANTINE, 2009.
- [15] **Ye WANG**, « Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire », Thèse de Doctorat, ECOLE CENTRALE DE LILLE, 2012.
- [16] **Amine Achou, Hamza Manseri**, « Système Hybride Eolien- Hydrolienne connecté au réseau », mémoire master, Université Badji Mokhtar Annaba, 2018.
- [17] **B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse**, « Impact de l'Eolien sur le Réseau de Transport et la Qualité de l'Energie », Journée du Club EEA « Ouverture des marchés de l'électricité », SUPÉLEC, L'École Supérieure d'Électricité, Mars 2006.
- [18] **Jean-Louis Dirion, Mines Albi**, «Optimisation», cours en ligne, 2015. [https://nte.mines-albi.fr/Optimisation/co/OIntro\\_Classification.html](https://nte.mines-albi.fr/Optimisation/co/OIntro_Classification.html)
- [19] **HEMMAK Allaoua**, « Support de cours d'optimisation combinatoire », Université Mohamed Boudiaf de Msila, 2017.
- [20] **LEMOUARI ALI**, « Support de cours Introduction aux Métaheuristiques », Université de Jijel Faculté des Sciences Exactes et Informatique, 2014.
- [21] **J. Holland** « Adaptation in Natural and Artificial Systems », University of Michigan Press, 1975.
- [22] **Souquet Amédée, Francois-Gérard**, « ALGORITHMES GENETIQUES », mémoire master, Tutorat de Mr Philippe Audebaud, 2004.

- [23] **R. L. Haupt, S. E. Haupt**, « Practical Genetic Algorithms », J.Wiley, USA, 1998.
- [24] **N.Benahmed**, « Optimisation de Réseaux de Neurones pour la Reconnaissance de Chiffres Manuscrits Isolés: Sélection et Pondération des Primitives par Algorithme Génétique », These de Doctorat, Université du Québec, 2002.
- [25] **Bontemps Christophe**, « Principes Mathématiques et Utilisations des Algorithmes Génétiques », cour en ligne, 2014. [http://www2.toulouse.inra.fr/centre/esr/CV\\_1](http://www2.toulouse.inra.fr/centre/esr/CV_1), Extrait de cours 2014.
- [26] **Goldberg David**, « Optimization, and Machine Learning », Genetic algorithms in Search., Addison Wesley, 1989.
- [27] **E.H. Hadi, M.A. Magdy, M. Marei**, « A hybrid Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Arrays », IEEE access, vol:5, pp: 11900-11908, 2017.
- [28] **C. Oscar, F. Herrera, P. Villar**, « Generating the Knowledge Base of a Fuzzy Rule-Based System by the Genetic Learning of the Data Base », IEEE Transactions on fuzzy systems, vol :9, pp: 667-674, 2001.
- [29] **Hadji Slimane**, « Optimisation de la Conversion Energétique pour les Systèmes à Energie Photovoltaïque », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas Sétif, 2018.
- [30] **A. Mirzal, S. Yoshii, M. Furukawa**, « PID Parameters Optimization by Using Genetic Algorithm », Research Article, Hokkaido University Sapporo, Japan, 2012.
- [31] **N. Kiran Kumar**, « Load Frequency Control for A Multi Area Power System Involving Wind, Hydro and Thermal Plants », ICETS'14, February 2014.

## الملخص

هذه المذكرة تقدم دراسة لفعالية توليد الطاقة الكهربائية باستخدام الرياح في حالة تغير التردد، أجريت هذه الدراسة باستخدام نموذج الحالة المستقرة لكل مكون من مكونات الشبكة الكهربائية. لتسهيل حساب مكاسب المنظمين المناظرين لتغير حمولة معين، مع مراعاة خصائص الحالة المستقرة لتوربين الرياح، قمنا باستدعاء طريقة التحسين عن طريق الخوارزميات الجينية. أجريت دراسات محاكاة لدراسة تأثير مزرعة الرياح على تغير التردد وكذلك تأثير التحكم بواسطة التقنية المقترحة.

## Résume

Ce mémoire présente une étude de l'efficacité de l'utilisation d'une ferme éolienne dans le cas de la variation de fréquence. Cette étude a été réalisée en utilisant le modèle en régime permanent de chacun des composants d'un réseau électrique. Pour faciliter le calcul des gains des régulateurs correspondant pour une variation de charge donnée, compte tenu des caractéristiques de régime permanent de l'éolienne, nous avons fait un appel à la méthode d'optimisation par les algorithmes génétiques. Des études de simulation ont été menées pour étudier l'impact de la ferme éolienne à la variation de fréquence ainsi que l'effet de contrôle par la technique proposée.

## Abstract

This paper presents a study of the efficiency of using a wind farm in the case of frequency variation. This study was accomplished by using the steady-state model of each of the components of an electrical network. To facilitate the calculation of the gains of the corresponding regulators for a given load variation, taking into account the steady state characteristics of the wind turbine, we made a call to the optimization method by genetic algorithms. Simulation studies were carried out to study the impact of the wind farm on the frequency variation as well as the control effect by the proposed technique.