

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : TECHNOLOGIE
Département : Electrotechnique
Domaine : SCIENCES ET TECHNOLOGIES
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux Electriques

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème:

**Impact de la pénétration massive de l'éolien sur la stabilité
dynamique des réseaux électrique**

Présenté par : *GUEDIRI Ghazlene*

Encadrant : *NAIDJI Mourad*

MCB

Université Badji Mokhtar

Jury de Soutenance :

HAMED Mostefa	MCB	Université Badji Mokhtar	Président
NAIDJI Mourad	MCB	Université Badji Mokhtar	Encadrant
MESBAH Tarek	Professeur	Université Badji Mokhtar	Examineur

Année Universitaire : 2024/2025

Remerciements

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce projet de fin d'études.

Mes remerciements les plus sincères s'adressent avant tout à mon encadrant, **Monsieur Naidji Mourad**, pour ses conseils précieux, sa disponibilité constante, son soutien indéfectible et ses encouragements tout au long de ce travail. Sa rigueur scientifique et sa passion pour le domaine ont été une source d'inspiration majeure.

Je remercie chaleureusement mes chers **parents** pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices et leur soutien moral et financier. Leur confiance en mes capacités a été ma plus grande motivation.

Enfin, une pensée particulière pour mes **trois frères**, pour leur présence, leurs encouragements et leur bienveillance. Leur soutien a été d'un grand réconfort durant cette période.

À tous, merci du fond du cœur.

Badji Mokhtar – Annaba University

ملخص:

يُقدّم هذا العمل تحليلاً معمّقاً لتأثير دمج مزرعة رياح على استقرارية شبكة الكهرباء. الهدف هو تقييم التأثيرات الديناميكية الناتجة عن إدخال إنتاج طاقة الرياح على سلوك النظام الكهربائي أثناء الاضطرابات الشديدة. ولتحقيق ذات 9 عقد (تتكون من 3 آلات و9 نقاط اتصال) كنموذج مرجعي IEEE ذلك، تم استخدام شبكة الاختبار القياسية PSAT (Power System Analysis) للدراسات الخاصة بالاستقرارية. تم تنفيذ النمذجة والمحاكاة باستخدام أداة ، وهي أداة قوية مخصصة للتحليل الساكن والديناميكي والتحكم في الشبكات الكهربائية وتعمل ضمن بيئة (Toolbox) ركزت الدراسة على حدوث قصر ثلاثي الطور، والذي يُعدّ من أشد أنواع الاضطرابات في النظام. وقد تم Matlab. تنظيم التحليل الديناميكي في ثلاث مراحل: قبل العطل، أثناء العطل، وبعد إزالة العطل. وقد مكّنت النتائج من ملاحظة تطور المتغيرات الكهربائية والميكانيكية الحيوية، وتم تفسيرها لتسليط الضوء على دور مزرعة الرياح في استقرارية شبكة الكهرباء، ولا سيما شبكة النقل.

Résumé :

Ce travail présente une analyse approfondie de l'impact de l'intégration d'une ferme éolienne sur la stabilité d'un réseau électrique. L'objectif est d'évaluer les effets dynamiques induits par l'insertion de production éolienne sur le comportement du système électrique lors de perturbations sévères. À cet effet, nous avons utilisé le réseau test standard IEEE 9-bus (3 machines et 9 nœuds), un banc d'essai de référence pour les études de stabilité. La modélisation et la simulation ont été réalisées à l'aide de PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), un outil puissant dédié à l'analyse statique, dynamique et au contrôle des réseaux électriques, fonctionnant sous Matlab. L'étude s'est focalisée sur un court-circuit triphasé, représentant une perturbation majeure du système. L'analyse dynamique a été structurée en trois phases distinctes : avant le défaut, pendant le défaut, et après l'élimination du défaut. Les résultats obtenus ont permis d'observer les évolutions des grandeurs électriques et électromécaniques critiques, et ont été interprétés afin de mettre en évidence le rôle d'une ferme éolienne dans la stabilité du réseau électrique, notamment le réseau de transport.

Abstract :

This work presents an in-depth analysis of the impact of integrating a wind farm on the stability of an electric power system. The objective is to assess the dynamic effects induced by wind power integration on system behavior during severe disturbances. To this end, the standard IEEE 9-bus test system (comprising 3 machines and 9 buses) was used as a reference benchmark for stability studies. Modeling and simulation were carried out using PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), a powerful tool for static, dynamic, and control analysis of power systems, operating under Matlab. The study focused on a three-phase short circuit, representing a major system disturbance. The dynamic analysis was structured into three distinct phases: pre-fault, fault, and post-fault. The results enabled the observation of critical electrical and electromechanical variables and were interpreted to highlight the role of a wind farm in the stability of the power grid, particularly the transmission network.

Nomenclature

P	Puissance de vent récupérée
C_p	Facteur de puissance
A	Surface balayée par les pales
v	Vitesse de vent
λ	Rapport des vitesses
ω_s	Pulsation de synchronisme
g	Glissement
P_e	Puissance électrique
x	Vecteur des variables d'état du système
u	Vecteur des paramètres du système
ω_i	Pulsation rotorique de générateur i
P_m	Puissance mécanique de générateur
E_q	Tension interne du générateur - axe q
I_d	Courant de générateur — axe d
E_{fd}	Tension à vide
E_d	Tension interne du générateur - axe q
I_q	Courant de générateur — axe q
P_{gen}	Puissance active générée
Q_{gen}	Puissance réactive générée
P_{load}	Puissance active consommée
Q_{load}	Puissance réactive consommée
X_d	Réactance du générateur — axe d
X_{d0}	Réactance transitoire — axe d
X_q	Réactance du générateur — axe q
X_{q0}	Réactance transitoire — axe q
T_{d0}	Constante de temps — axe d
T_{q0}	Constante de temps — axe q
K_a	Gain de l'amplificateur
T_a	Constante de temps de l'amplificateur
K_f	Gain du stabilisateur
T_f	Constante de temps du stabilisateur
K_e	Gain de l'excitatrice
T_e	Constante de temps de l'excitatrice

Table des matières

Introduction Générale	1
I.1 Introduction	3
I.2 Définition de l'énergie éolienne	3
I.3 Historique	4
I.4 Perspectives d'offre d'énergie	5
I.5 Production éolienne	6
I.6 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	7
I.7 Types des turbines éoliennes	8
I.8.1 Eoliennes à axe vertical	8
I.9 Les éléments constitutifs d'une éolienne moderne	10
I.10 Zones de fonctionnement de l'éolienne	11
I.10 Conclusion	12
II.1 Introduction	14
II.2. Énergie éolienne	14
II Éoliennes à vitesse fixe	15
Avantages des éoliennes à vitesse fixe	15
Inconvénients des éoliennes à vitesse fixe	16
II.1 Éoliennes à vitesse variable	16
II.2 Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)	17
II.3 Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)	19
II.4 Intégration d'un parc éolien dans les réseaux électriques	20
II.5 Taux de pénétration	20
II.6 Installation d'un parc éolien	20
II.7 Solutions techniques	21
II.8 .Stabilité des réseaux électriques	22
II.9 Définition et classification de la stabilité	23
II.10 Stabilité transitoire	24
II.11 Analyse de la stabilité des réseaux électriques	24
II.12 Limite de stabilité en régime permanent	24
II.13 Position du problème de la stabilité transitoire	24
II.14 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	25
II.15 Méthodes d'intégration numérique	26
3. Conclusion	28
Introduction :	30
III Présentation de l'outil de simulation :	31
III.1Description du réseau test IEEE 9-nœuds:	32
III.2. Etude des perturbations sur le réseau étudié	33
III.2.1. Un court-circuit triphasé.	33
III.3. Résultats de simulation et interprétation	34
III.3.1. Scénario 1 : Le court-circuit triphasé	34
Interprétation :	34
Conclusion Générale	42

Liste des figures

Figure.I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.	3
Figure.I.2 : Principaux organes du système de conversion éolien	4
Figure I-3 : Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions.	5
Figure.I.4 : Répartition des sources primaires d'énergie dans le monde en 2014.	6
Figure.I.5 : Production de l'énergie éolienne dans le monde en 2013.	7
Figure.I.6 : technologie éolienne à axe vertical.:	8
Figure.I.7 : technologie éolienne à axe horizontale.	9
Figure.I.8 : Différentes parties de l'éolienne-NORDEX N60-1.3MW	10
Figure. I.9 : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.	11
Figure II.1 : Système éolien à vitesse fixe basé sur une MAS à cage [14].	16
Figure II.2 : Puissance totale générée par une éolienne à vitesse variable [12]	17
Figure II.3 : Système éolien basé sur une DFIG fréquence variable [13]	18
Figure II.5 : Éolienne à vitesse variable basée sur une MS	19
Figure II.6: Classification de la stabilité [6]	23
Figure III.1: Schéma unifilaire du réseau IEEE 9-nœuds	32
Figure III.2: Vitesse du vent de la ferme éolienne.	33
Figure III.3: Tension des nœuds.	34
Figure III.4: Puissance active des générateurs.	36
Figure III.5: Puissance réactive des générateurs.	37
Figure III.5: Fréquence.	39

Introduction Générale

Face à la transition énergétique mondiale et à la nécessité de limiter les émissions de gaz à effet de serre, les systèmes électriques intègrent de plus en plus de sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne. La puissance installée des parcs éoliens ne cesse de croître dans de nombreux pays, rendant leur contribution au mix énergétique de plus en plus significative. Toutefois, cette évolution pose de nouveaux défis pour la stabilité et la sécurité des réseaux électriques.

Le réseau électrique est un système complexe constitué de nombreux éléments aux caractéristiques dynamiques et non linéaires variées. Le comportement global du système en réponse à des perturbations dépend fortement de l'interaction entre ces composants, notamment les machines synchrones, les systèmes de contrôle, les charges et les générateurs à base d'électronique de puissance, comme c'est le cas pour les éoliennes modernes. La stabilité dynamique, qui désigne la capacité du réseau à maintenir un état de fonctionnement stable après une perturbation, devient un enjeu critique dans un contexte de forte pénétration de l'éolien.

Contrairement aux générateurs synchrones classiques, les générateurs éoliens, en particulier ceux basés sur des convertisseurs électroniques (comme les DFIG ou les DDSG), ne contribuent pas ou très peu à l'inertie du système. Cela peut compromettre la réponse du réseau en cas de défaut, d'augmentation de charge ou de perte d'un élément critique. Ainsi, une analyse approfondie de la stabilité dynamique est indispensable pour identifier les limites d'intégration de l'éolien et pour proposer des solutions de contrôle ou d'adaptation du système.

Ce projet de fin d'études s'inscrit dans ce cadre. Il vise à évaluer l'impact de la pénétration massive de l'énergie éolienne sur la stabilité dynamique des réseaux électriques à travers des scénarios de perturbations tels que les courts-circuits. L'étude s'appuiera sur une modélisation détaillée des composants essentiels (machines, régulateurs de tension et de fréquence, parcs éoliens), et sur des simulations dynamiques permettant d'identifier les limites de fonctionnement sécurisées du réseau. Une attention particulière sera portée au comportement des générateurs éoliens de type DFIG, compte tenu de leur large déploiement et de leur interaction avec le système.

Ce mémoire est réparti en trois chapitres comme suit :

Dans le premier chapitre nous présentons l'état de l'art sur les éoliennes.

Le deuxième chapitre se concentre sur l'intégration des éoliennes aux réseaux électriques.

Le dernier chapitre traite une étude de cas sur l'impact de l'intégration d'une source éolienne au réseau de transport.

Chapitre I :

Etat de l'art sur l'éolienne

I.1 Introduction

Depuis l'ère des moulins à vent, la technologie liée aux capteurs éoliens n'a cessé de progresser. Ce n'est qu'au début des années 1940 que les premiers prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour la production d'électricité. Aujourd'hui, plusieurs technologies permettent d'exploiter l'énergie du vent, notamment les capteurs à axe vertical ou horizontal, dont les structures sont de plus en plus performantes [02]. Les propriétés mécaniques des éoliennes ainsi que l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en électricité jouent un rôle crucial. De nombreux dispositifs sont développés autour de machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande appliquées à ces systèmes visent principalement à maximiser la récupération d'énergie sur une large plage de vitesses de vent, dans le but d'optimiser la rentabilité de l'installation.

I.2 Définition de l'énergie éolienne

Une éolienne, également appelée aérogénérateur, est un système conçu pour convertir une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique à l'aide d'un arbre de transmission. Cette énergie mécanique est ensuite transformée en énergie électrique grâce à une génératrice (voir Figure I.1) [05].

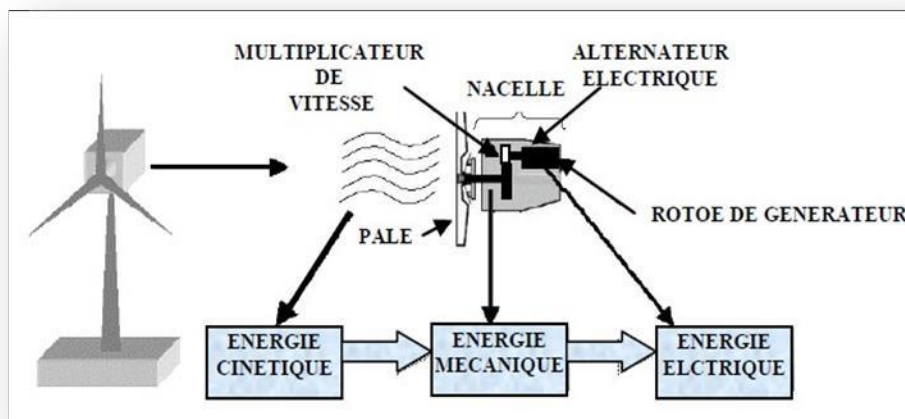


Figure.I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

Le Système de Conversion Éolien (SCE) se compose principalement d'une turbine éolienne entraînant un générateur électrique via un multiplicateur de vitesse. À ce dispositif s'ajoutent un système de commande, un convertisseur statique, un transformateur, ainsi qu'un réseau électrique auquel l'énergie produite est injectée, comme illustré à la Figure I.2 [07].

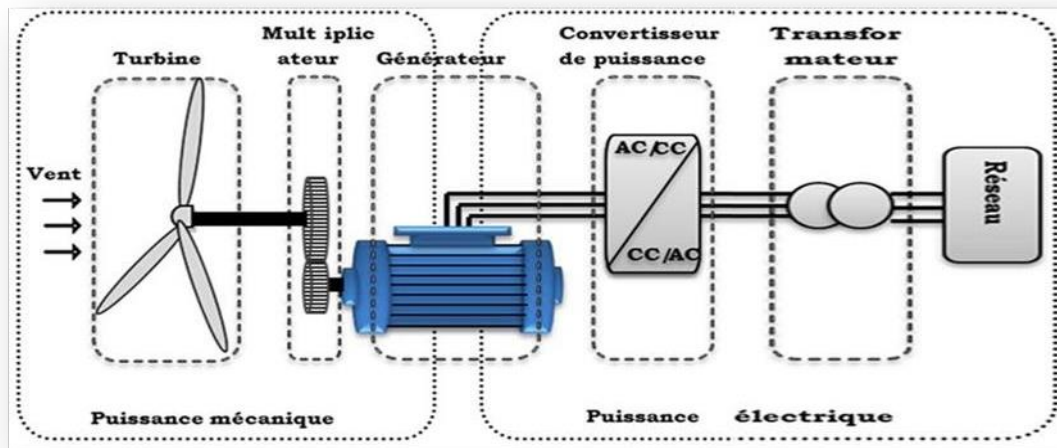


Figure.I.2 : Principaux organes du système de conversion éolien

I.3 Historique

- Le vent constitue une source d'énergie traditionnelle, propre et renouvelable, exploitée depuis l'Antiquité. Il servait notamment à la propulsion des navires (dès 3000 ans avant notre ère), à l'entraînement des moulins à vent — dont on comptait environ 200 000 en Europe au milieu du XIXe siècle —, ainsi qu'au pompage de l'eau et à certaines opérations industrielles comme le forage des métaux. Toutes ces applications reposaient sur la conversion de l'énergie cinétique du vent, captée par des hélices, en énergie mécanique utilisable [08].
- Ce n'est qu'avec l'essor de l'électricité en tant que forme moderne d'énergie, et les progrès dans la conception des génératrices électriques, que le Danois Poul La Cour réalisa, en 1891, la première turbine éolienne capable de produire de l'électricité [09].
- Après cette première réalisation, les ingénieurs danois ont poursuivi le développement de la technologie des aérogénérateurs, notamment durant les Première et Seconde Guerres mondiales, à plus grande échelle [05].
- La crise pétrolière de 1974 a marqué un tournant majeur, relançant l'intérêt pour l'énergie éolienne à une échelle plus vaste. Plusieurs pays ont alors investi dans la recherche et le développement des aérogénérateurs. Parmi eux, la Californie s'est distinguée par un marché dynamique entre 1980 et 1986, avec l'installation initiale de turbines de puissance moyenne (55 kW), suivie en 1981 de 144 machines totalisant 7 MW, puis de 4 687 unités atteignant 386 MW en 1985 [05].
- Par la suite, le marché européen a véritablement pris son envol, favorisant un essor considérable de l'industrie éolienne, en particulier dans des pays comme l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark. Ces nations ont largement contribué à la croissance du marché mondial, lequel

atteignait 10 000 MW en 1998, puis environ 47 000 MW en 2004, avec une croissance annuelle moyenne de 7 500 MW [05].

- Aujourd'hui, le coût global de l'électricité produite par l'énergie éolienne est devenu compétitif par rapport à celui des énergies fossiles. Cette évolution est le fruit des avancées technologiques majeures dans le secteur, telles que l'optimisation des conceptions aérodynamiques et l'amélioration des matériaux utilisés [10].

I.4 Perspectives d'offre d'énergie

Dans le contexte du développement durable, le monde est confronté à un double défi majeur : l'épuisement progressif des ressources fossiles et les impacts environnementaux associés à leur utilisation. Ces enjeux incitent fortement au recours accru aux énergies renouvelables. En effet, la consommation mondiale d'énergie ne cesse d'augmenter (voir Figure I-3, données de 2000 selon [7] et

Actuellement, plus de 85 % de l'énergie produite dans le monde provient encore de sources non renouvelables telles que le pétrole, le charbon, le gaz naturel, ainsi que l'énergie nucléaire. La Figure I.4 illustre la répartition mondiale des différentes sources d'énergie primaire. Les modes de production d'énergie non renouvelables sont responsables d'importantes émissions de gaz à effet de serre [10], [10], contribuant ainsi au changement climatique irréversible. De plus, l'énergie nucléaire pose le problème de la gestion des déchets radioactifs, dont le stockage à long terme reste une problématique non résolue [09].

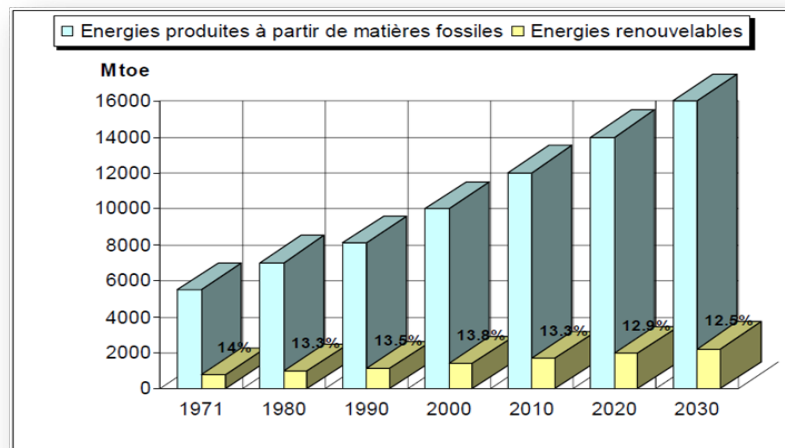


Figure I-3 : Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions.

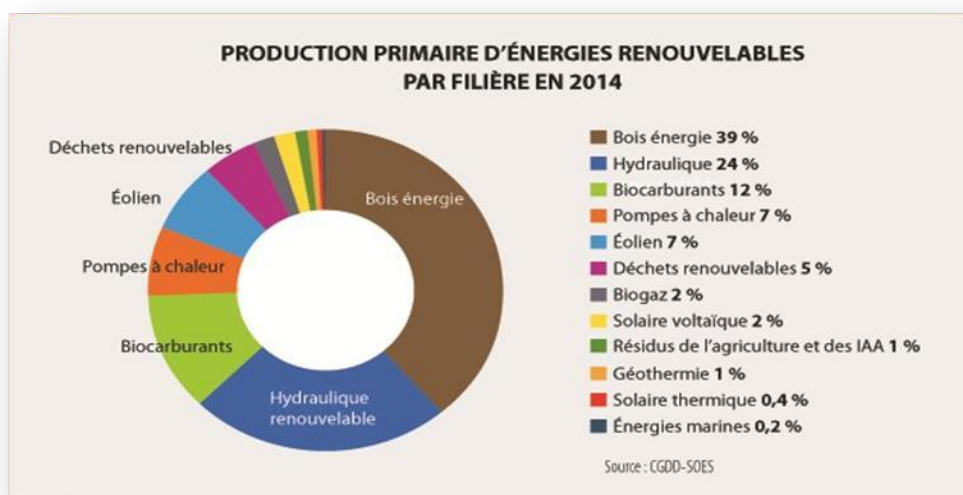


Figure.I.4 : Répartition des sources primaires d'énergie dans le monde en 2014.

L'autre argument qui milite à l'avantage des sources renouvelables est lié à la pérennité des ressources en énergies. Dans le courant de 21ème siècle, le paysage énergétique va radicalement changer car plusieurs ressources fossiles risquent de disparaître [10].

Il existe plusieurs ressources en énergies renouvelables l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique, photovoltaïque, l'énergie produite par les vagues et la houle ainsi que les courants marins, la géothermie et la biomasse. Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres [9]. Dans le contexte économique actuel, les installations à énergie renouvelable peuvent encore aujourd'hui avoir un coût important (exemple des panneaux solaires photovoltaïques) et sont donc plutôt réservées à des pays développés où elles peuvent dans d'autres cas être assez peu onéreuses (exemple de la combustion de la biomasse) et peuvent être utilisées dans les pays en voie de développement [9].

I.5 Production éolienne

L'énergie éolienne tire son origine du déplacement des masses d'air, phénomène indirectement causé par l'ensoleillement inégal de la surface terrestre. Le réchauffement de certaines régions et le refroidissement d'autres engendrent des différences de pression atmosphérique, provoquant ainsi un mouvement constant de l'air [10], [8].

Depuis environ trois décennies, cette source d'énergie connaît un développement remarquable, stimulé notamment par les premiers chocs pétroliers [7], [10].

À l'échelle mondiale, la filière éolienne enregistre, depuis une dizaine d'années, un taux de croissance annuel d'environ 30 %. En Europe, sous l'impulsion de pays comme l'Allemagne, les pays scandinaves et l'Espagne, la puissance installée atteignait environ 17 GW en 2000. Ce chiffre a presque doublé en

2003, pour atteindre près de 39 GW, sur un total mondial avoisinant les 40 GW. Les projections pour l'année 2010 estimaient la puissance installée en Europe à environ 318 GW [14]

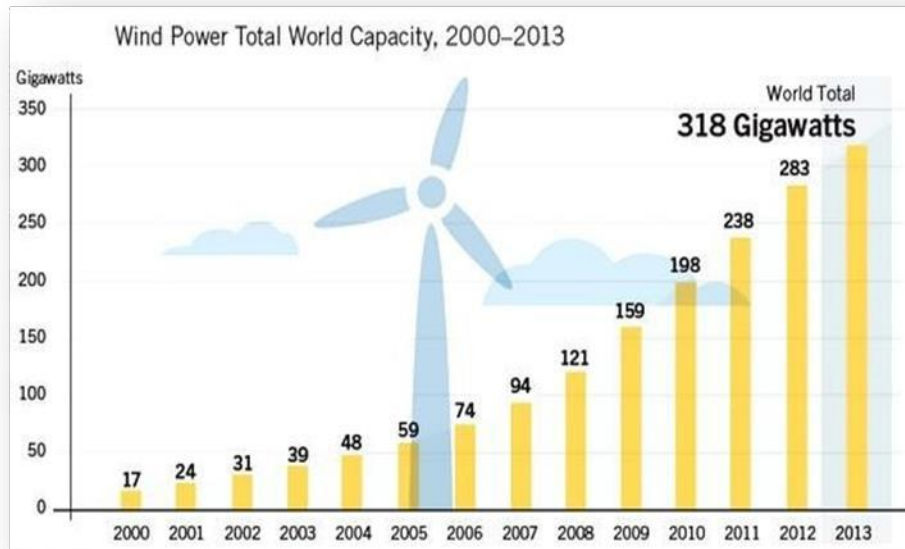


Figure.I.5 : Production de l'énergie éolienne dans le monde en 2013.

I.6 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance rapide de l'énergie éolienne s'explique principalement par ses nombreux avantages. Cependant, cette source d'énergie présente également certains inconvénients qu'il convient d'étudier afin qu'ils ne freinent pas son développement [5].

I.6.1 Avantages

- Énergie renouvelable, contrairement aux ressources fossiles qui sont épuisables.
- Répartie de manière géographique diffuse, ce qui facilite son exploitation dans diverses régions.
- Propre, elle n'a aucun impact direct sur l'environnement, contrairement aux sources d'énergie traditionnelles qui contribuent fortement au changement climatique par leurs émissions massives de CO₂.
- Sans risque de pollution radioactive, contrairement à l'énergie nucléaire, et ne génère pas de déchets dangereux.

I.6.2 Inconvénients

La nature intermittente et imprévisible du vent affecte la qualité et la stabilité de la puissance électrique

produite.

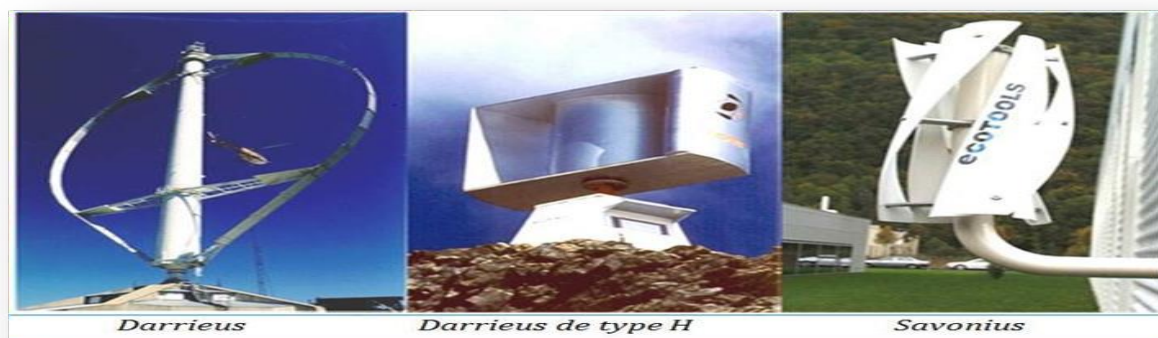


Figure.I.6technologie éolienne à axe vertical.:

- Le coût de production de l'énergie éolienne reste généralement plus élevé que celui des autres sources énergétiques.
- Le bruit généré, notamment au niveau des multiplicateurs, peut poser problème.
- L'énergie éolienne est variable dans le temps, ce qui complique son intégration au réseau électrique.
- La capture de l'énergie nécessite des infrastructures imposantes, avec des mâts et des pales de grande taille [6].

I.7 Types des turbines éoliennes

On distingue principalement deux types d'éoliennes, qui diffèrent essentiellement par leur système de captage de l'énergie, appelé aéroturbine. Selon l'orientation de la turbine par rapport au sol, on parle d'éoliennes à axe vertical ou à axe horizontal [7].

Tableau I.1 : Les deux principaux types d'éoliennes (axe vertical et axe horizontal).

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40KW
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 KW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

I.8.1 Eoliennes à axe vertical

Ils ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. De nombreuses variantes technologiques ont été testées dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation, le rotor de Savonius et le rotor de Darrieux [1].

A nos jours, ce type d'éolienne est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins répandue. Elles présentent des avantages et des inconvénients que nous pouvons citer comme suit [4] [5].

Avantages

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

Inconvénients

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

I.8.2. Eoliennes à axe horizontal

Ce sont les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables, elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent [9] [1].



Figure.I.7:technologie éolienne à axe horizontale.

Avantages

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical,
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol,
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour,
- Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage.

Inconvénients

- Coût de construction très élevé.
- L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident.
- Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la production d'électricité dans les zones isolées.
- Elles sont de faible puissance destinées à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple [3].

Dans le reste de notre étude nous nous intéressons à la structure la plus répandue et la plus efficace à savoir celle à axe horizontal et à trois pales à pas variable (variable pitch) [4]

I.9 Les éléments constitutifs d'une éolienne moderne

La (Figure. I.8) représente une chaîne électromécanique à multiplicateur de vitesse d'une éolienne moderne tripale à axe horizontal de type Nordex N60 (1.3MW) [2].

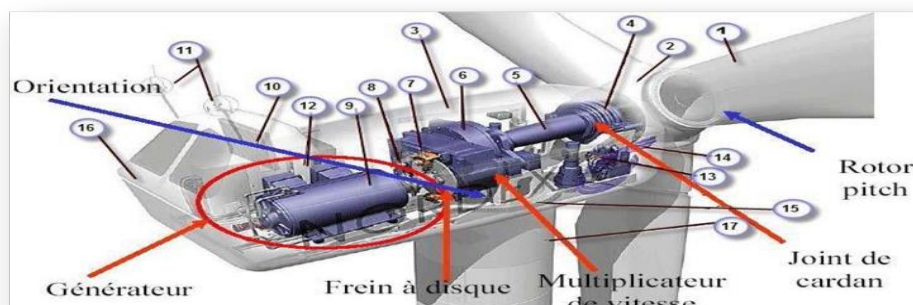


Figure.I.8 :Différentes parties de l'éolienne-NORDEX N60-1.3MW

I.10 Zones de fonctionnement de l'éolienne

Les éoliennes sont conçues pour produire de l'électricité au coût le plus bas possible. Leur performance dépend essentiellement des conditions de vent, sur lesquelles il n'est pas possible d'agir directement. Par conséquent, l'optimisation consiste à limiter, de manière adaptée selon les situations, l'énergie effectivement convertie par la turbine puis par le générateur électrique, avant son injection dans le réseau [2].

À partir de ces données, la courbe de puissance fournie par les fabricants permet de distinguer quatre zones de fonctionnement de l'éolienne, définies en fonction de la vitesse du vent [5] :

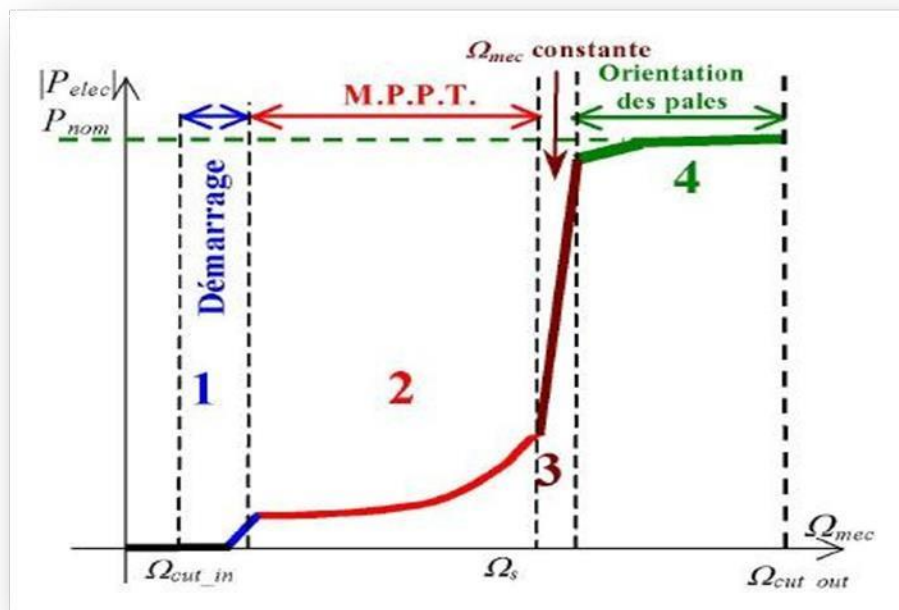


Figure. I.9 : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.

Zone I : La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

Zone II (Zone de MPPT): L'extraction maximum de la puissance pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

Zone III : La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine, ou l'éolienne fonctionne à vitesse fixe Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge [9].

Zone IV: arrivant à la puissance nominale, un système d'orientation des pales limite la puissance générée (pitch control).

I.10 Conclusion

Ce chapitre a présenté un état de l'art des systèmes éoliens. Nous avons détaillé la théorie des aérogénérateurs, leur principe de fonctionnement ainsi que les différents types existants.

Nous avons également examiné les architectures couramment utilisées dans les systèmes éoliens, ainsi que les méthodes de commande et de contrôle mises en œuvre pour optimiser leur efficacité énergétique. Dans cette gamme de puissance, une attention particulière est portée à une configuration éolienne offrant des avantages significatifs en termes de coût, de sûreté de fonctionnement et de fiabilité.

Chapitre II :

Intégration des éoliennes aux réseaux électriques

II.1 Introduction

Au cours des dernières décennies, le changement climatique s'est imposé comme un enjeu majeur à l'échelle mondiale. Face à cette urgence, de nombreux pays ont adopté des politiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, en encourageant notamment le recours aux énergies renouvelables et décentralisées.

Autrefois marginale, la production issue de ces sources représentait une part négligeable du mix énergétique, avec un impact limité sur le fonctionnement des réseaux électriques. Cependant, cette situation évolue rapidement : la production décentralisée d'électricité connaît une croissance soutenue.

Cette transformation du paysage énergétique n'est pas sans conséquence. L'intégration à grande échelle de sources renouvelables, comme l'énergie éolienne, soulève de nouveaux défis en matière d'équilibre et de stabilité des réseaux. Parmi les principaux impacts observés, on peut citer :

- Des variations de la tension ;
- Des fluctuations de la fréquence du réseau ;
- Des dysfonctionnements des dispositifs de protection, en raison de la modification des flux de puissance ;
- Une dégradation de la stabilité globale du réseau.

Ces perturbations sont amplifiées par la nature aléatoire, difficilement prévisible et peu contrôlable de la production renouvelable. Pour atténuer ces risques, les gestionnaires de réseaux imposent souvent des exigences techniques strictes lors du raccordement de nouvelles installations. Ces contraintes peuvent toutefois constituer un frein au développement de la production décentralisée.

II.2. Énergie éolienne

Une éolienne est un dispositif conçu pour convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique à l'aide d'un générateur. Lorsqu'un ensemble d'éoliennes est installé sur un même site, on parle de parc ou de ferme éolienne. Ces installations peuvent être implantées sur terre (onshore) ou en mer (offshore).

Malgré des coûts d'investissement élevés — en particulier pour les projets offshore —, l'énergie éolienne présente l'avantage d'exploiter une ressource gratuite et inépuisable : le vent. De plus, son impact environnemental global demeure relativement faible. Néanmoins, dans certaines zones, les éoliennes peuvent générer des nuisances, notamment sonores, en produisant des bruits de basse fréquence susceptibles de perturber les populations riveraines.

L'énergie éolienne constitue ainsi une solution prometteuse pour répondre aux enjeux énergétiques actuels. Toutefois, elle souffre d'un inconvénient majeur : son caractère intermittent et non pilotable, directement lié à la variabilité du vent.

Aujourd'hui, la puissance nominale des éoliennes s'étend de quelques dizaines de kilowatts à plusieurs mégawatts par unité. Pour atteindre une production à grande échelle

économiquement rentable, les projets sont généralement implantés dans des zones rigoureusement sélectionnées à l'issue d'études technico-économiques, tenant compte de la qualité et de la régularité du gisement éolien.

La puissance récupérable du vent s'exprime selon la relation (1.1), fonction de plusieurs paramètres : [17], [18]

- la densité de l'air (ρ) ;
- la surface balayée par le rotor (A) ;
- la vitesse du vent (v) ;
- et le coefficient de puissance (C_p), qui dépend du rapport de vitesses λ entre la vitesse tangentielle des pales et la vitesse du vent.

Le coefficient de puissance est une fonction complexe représentant l'efficacité de la conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique.

L'optimisation de la production énergétique repose principalement sur la conception du rotor et sur le rendement de la chaîne de conversion mécanique-électrique. Deux principales stratégies permettent de contrôler la puissance générée :

- le contrôle par variation de l'angle des pales (*pitch control*), qui ajuste dynamiquement l'orientation des pales pour maximiser ou limiter la captation du vent ;
- le contrôle par décrochage aérodynamique (*stall control*), qui limite la puissance en cas de vents excessifs en provoquant une perte de portance.

Les générateurs utilisés dans les éoliennes sont le plus souvent des machines asynchrones (MAS), bien que certaines installations optent pour des machines synchrones, similaires à celles intégrées dans les réseaux électriques traditionnels.

II Éoliennes à vitesse fixe

Ce type d'éolienne repose généralement sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage d'écureuil, directement couplée à un réseau électrique de forte puissance, lequel impose la fréquence du signal aux tensions statoriques. Pour que la machine fonctionne en mode générateur, sa vitesse de rotation doit dépasser légèrement la vitesse de synchronisme, ce qui correspond à un glissement négatif, généralement de l'ordre de 1 % ou moins .

Cependant, ce type de machine nécessite un apport d'énergie réactive pour alimenter son champ magnétique. Afin de limiter la demande sur le réseau, cette énergie peut être compensée localement par l'installation de batteries de condensateurs, connectées en étoile ou en triangle.

Avantages des éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe présentent plusieurs atouts, notamment :

- une architecture électrique simple et robuste ;
- une fiabilité élevée et une maintenance réduite, du fait de l'absence de composants électroniques complexes ;

– un coût d’investissement initial relativement faible, ce qui en fait une solution économique pour certaines applications.

Inconvénients des éoliennes à vitesse fixe

Malgré ces avantages, elles présentent aussi des limites significatives :

- une extraction d’énergie non optimale : la vitesse de rotation étant constante, il est impossible d’adapter le fonctionnement de la machine aux variations de la vitesse du vent, ce qui réduit le rendement global ;
- une incapacité à produire de l’énergie réactive : le générateur asynchrone ne peut pas fournir de puissance réactive, nécessitant ainsi l’ajout de systèmes de compensation (comme des batteries de condensateurs) pour ne pas surcharger le réseau.

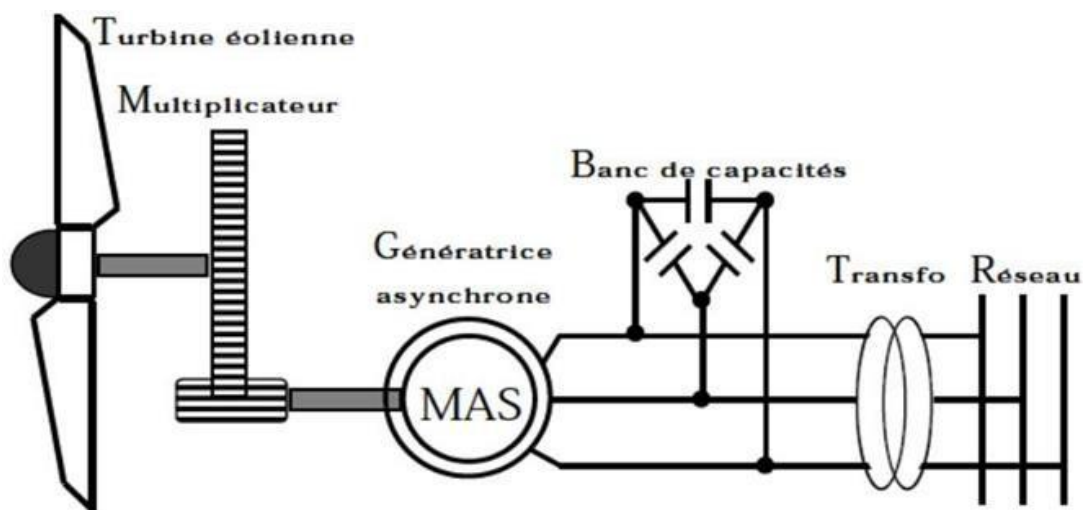


Figure II.1 : Système éolien à vitesse fixe basé sur une machine asynchrone à cage [14].

II.1 Éoliennes à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable dominent aujourd’hui le marché de l’énergie éolienne. Leur principal avantage réside dans le fait que la vitesse de rotation du rotor est découplée de la fréquence du réseau électrique, grâce à l’utilisation d’un système d’électronique de puissance. Cette configuration permet d’ajuster en temps réel la vitesse de la turbine en fonction des variations de la vitesse du vent, optimisant ainsi la conversion de l’énergie cinétique en énergie électrique.

L’un des atouts majeurs de cette technologie est sa capacité à maximiser la récupération d’énergie. En comparaison avec les éoliennes à vitesse fixe, un modèle à vitesse variable peut produire entre 8 % et 15 % d’électricité en plus par an à. Cet avantage est particulièrement significatif dans les régions où les vents sont faibles ou modérés, car l’ajustement de la vitesse

de rotation permet à la machine de fonctionner plus fréquemment à proximité de son point de rendement optimal.

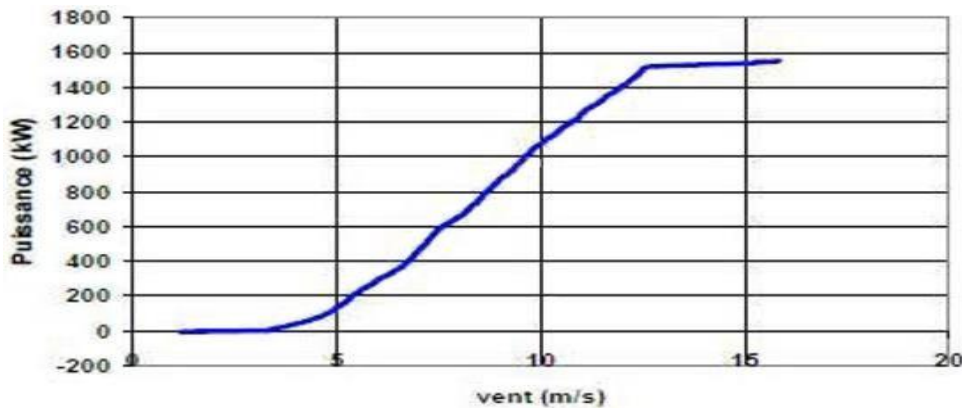


Figure II.2 : Puissance totale générée par une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent [12]

II.2 Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) est aujourd'hui la solution la plus couramment utilisée dans le domaine de l'éolien de grande puissance. Elle se distingue par l'utilisation d'un rotor bobiné, dont les enroulements sont reliés à un convertisseur de puissance bidirectionnel (AC/AC), tandis que le stator est directement connecté au réseau triphasé.

Cette architecture permet un contrôle indépendant de la vitesse de rotation et de la puissance réactive. Le convertisseur, intercalé entre le rotor et le réseau, est capable d'échanger de l'énergie dans les deux sens, c'est-à-dire d'injecter ou de prélever de la puissance selon les conditions de fonctionnement de l'éolienne.

La MADA présente plusieurs avantages notables :

- une plage de variation de vitesse étendue autour de la vitesse de synchronisme, permettant une meilleure adaptation aux fluctuations du vent ;
- une réduction des pertes mécaniques et électriques, grâce à un convertisseur de taille réduite (traitant typiquement 20 à 30 % de la puissance totale) ;
- une capacité de régulation fine de la puissance active et réactive, contribuant à une meilleure intégration au réseau et à une amélioration de la stabilité du système.

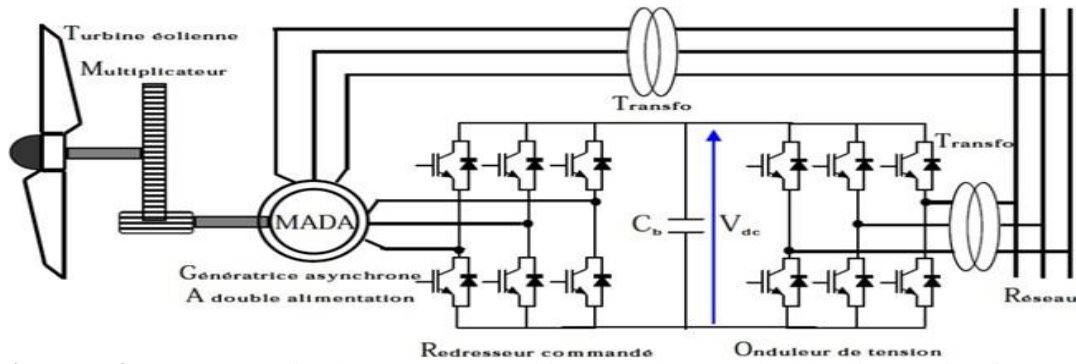


Figure II.3 : Système éolien basé sur une machine asynchrone à double alimentation fréquence variable [13]

Le condensateur C_p , situé entre les deux convertisseurs, constitue le bus continu du système. De plus, un transformateur élévateur est utilisé pour assurer le raccordement au réseau haute tension. Ce type de configuration, alliant flexibilité et efficacité, explique pourquoi la MADA est aujourd'hui largement utilisée comme génératrice dans la majorité des projets de parcs éoliens de moyenne et grande puissance.

Les principaux avantages de cette technologie sont :

- le fonctionnement à vitesse variable, permettant une adaptation continue à la vitesse du vent
- le transfert bidirectionnel de la puissance rotorique, assurant une grande flexibilité de fonctionnement ;
- la faible puissance nominale du convertisseur rotorique, réduisant les coûts et les pertes.

La MADA permet d'exploiter efficacement une large plage de vitesses de vent, en maximisant la puissance récupérée pour chaque condition de fonctionnement. Le stator est directement connecté au réseau électrique, tandis que le rotor est relié au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs de puissance (AC/DC/AC) qui permettent de régler dynamiquement le glissement et donc la vitesse de rotation du rotor.

À l'inverse, les machines asynchrones à vitesse fixe imposent un fonctionnement très proche de la vitesse de synchronisme, puisque la fréquence statorique est imposée par le réseau. Ainsi, la vitesse du rotor reste pratiquement constante, limitant l'efficacité de la conversion énergétique lors de variations de vent

Le système MADA offre une grande souplesse de fonctionnement, en permettant un mode générateur aussi bien hyposynchrone qu'hypersynchrone :

- En mode hypersynchrone ($\omega_m > \omega_s$, $g < 0$), la machine tourne au-dessus de la vitesse de synchronisme et la puissance est transférée du rotor vers le réseau à travers le convertisseur.
- En mode hyposynchrone ($\omega_m < \omega_s$, $g > 0$), la machine fonctionne en dessous de la vitesse de synchronisme, et la puissance est alors injectée depuis le réseau vers le rotor via le convertisseur.

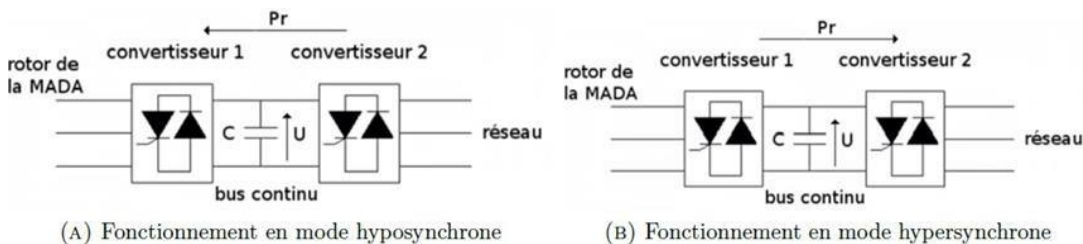


Figure I.4 : Convertisseurs de puissance dans la MADA [14]

Contrairement aux machines synchrones équipées de convertisseurs dimensionnés pour traiter la totalité de la puissance nominale, les convertisseurs utilisés dans les MADA (Machines Asynchrones à Double Alimentation) ne sont dimensionnés que pour environ 25 % de cette puissance. Cette caractéristique présente plusieurs avantages : les convertisseurs sont moins coûteux, plus compacts, et permettent le pilotage direct de la machine via le rotor, notamment en ajustant sa vitesse de rotation mécanique. Le convertisseur est de type statique et se compose d'un redresseur, d'un bus continu et d'un onduleur. Il est également réversible en courant :

- en fonctionnement hypersynchrone (vitesse du rotor supérieure à la synchronisme), la puissance rotorique P_r transite dans un sens ;
- en fonctionnement hyposynchrone (vitesse inférieure), elle circule dans l'autre sens.

Dans ce cas, le redresseur agit comme onduleur, et l'onduleur comme redresseur, assurant la bidirectionnalité du flux d'énergie.

II.3 Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)

Les éoliennes utilisant une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent certains inconvénients, notamment la nécessité de bagues collectrices et de balais, ainsi que d'un multiplicateur de vitesse. Ces composants engendrent des coûts de maintenance élevés, particulièrement critiques dans les environnements offshore, exposés aux conditions salines.

Pour remédier à ces limitations, des fabricants ont développé des éoliennes reposant sur des machines synchrones à grand nombre de pôles, directement couplées à la turbine, ce qui permet de supprimer le multiplicateur. Lorsque la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et balais est également éliminé, ce qui réduit considérablement les besoins en maintenance.

L'inconvénient majeur de cette configuration est qu'elle nécessite un convertisseur de puissance dimensionné pour la totalité de la puissance nominale de la génératrice. Toutefois, cette contrainte devient un avantage en termes de contrôle :

- le convertisseur côté réseau permet une maîtrise complète de l'interfaçage avec le réseau ;
- le convertisseur côté machine assure un pilotage précis de la puissance générée, reléguant le pitch control à un simple rôle de sécurité en cas de vents forts.

De plus, cette architecture permet un découplage complet entre la dynamique du système éolien (turbine + machine) et celle du réseau électrique .

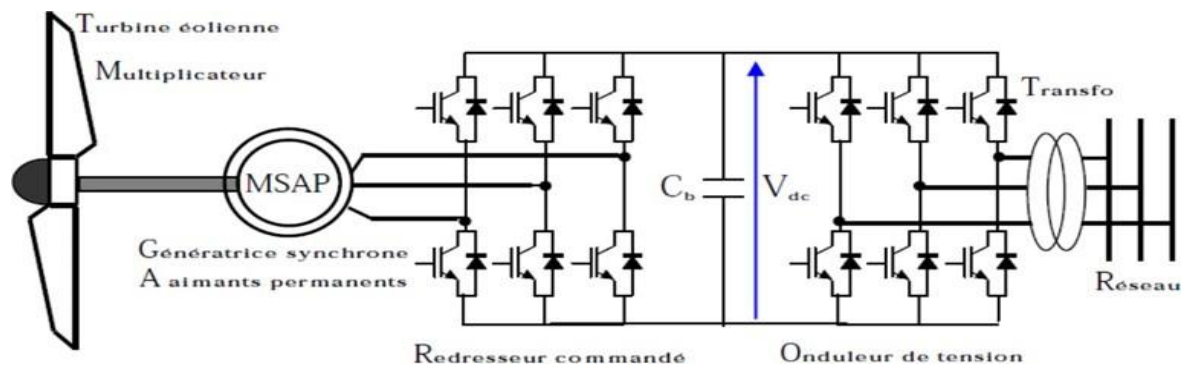


Figure II.5 : Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles [15]

II.4 Intégration d'un parc éolien dans les réseaux électriques

L'intégration à grande échelle des parcs éoliens dans les réseaux électriques introduit de nouvelles contraintes, différentes de celles associées aux sources de production conventionnelles, dont le comportement dynamique est bien connu et maîtrisé. Cette évolution technologique impose une adaptation des infrastructures ainsi qu'une révision des règles de gestion du système électrique.

Dans ce contexte, de nombreux pays ont procédé à une mise à jour de leurs codes de réseau (grid codes), des documents techniques qui précisent les conditions de raccordement et de fonctionnement des aérogénérateurs et des parcs éoliens. L'objectif est de maintenir un haut niveau de sécurité, de fiabilité et de qualité de l'alimentation électrique.

Parmi les principales exigences figurent :

- la régulation de la fréquence et de la tension au point de couplage au réseau ;
- la capacité de tenue aux défauts (fault ride-through), permettant aux éoliennes de rester connectées en cas de perturbations ;
- la gestion de la puissance réactive, afin de soutenir la tension du réseau local.

La variabilité intrinsèque de la production éolienne, liée aux fluctuations du vent, constitue une source potentielle de perturbations pour le système électrique. Ces variations peuvent nuire à la stabilité du réseau, notamment dans les régions où la pénétration des énergies renouvelables est élevée.

Par ailleurs, l'intégration de ces unités décentralisées modifie la structure du réseau et influence le comportement dynamique des machines électriques en situation de défaut. Cela a conduit les gestionnaires de réseau à définir de nouvelles exigences de raccordement, visant à garantir la contribution active des éoliennes à la stabilité du système, même en cas de perturbations.

II.5 Taux de pénétration

Le taux de pénétration éolien, défini comme le rapport entre la puissance fournie par les éoliennes et la puissance totale consommée sur le réseau, doit être limité afin de préserver la stabilité du système électrique dans des conditions acceptables.

En pratique, compte tenu des contraintes techniques et économiques actuelles, un seuil de pénétration de l'ordre de 20 % est généralement retenu. En deçà de cette valeur, le fonctionnement global du réseau ne nécessite pas de modifications structurelles majeures.

Cependant, au-delà de ce seuil, des problèmes de stabilité peuvent émerger, comme l'ont montré certaines expériences internationales, notamment au Danemark, où des taux de pénétration à 30 % ont conduit à l'apparition de perturbations dynamiques sur le réseau

II.6 Installation d'un parc éolien

La mise en œuvre d'un parc éolien constitue un projet de longue durée et de grande

complexité, mobilisant divers acteurs tels que les développeurs, les autorités publiques et les communautés locales. Ce processus s'étale généralement sur une période minimale de cinq ans, depuis les premières études jusqu'à la mise en service effective des installations.

Parmi les différentes phases du projet, le choix du site d'implantation est déterminant. Il doit répondre à plusieurs critères fondamentaux :

- une ressource éolienne suffisante et stable sur l'année ;
- une proximité au réseau électrique, avec une possibilité de raccordement en moyenne ou haute tension ;
- un impact environnemental limité, notamment en ce qui concerne le bruit, la faune, la flore et l'intégration paysagère.

En ce qui concerne les coûts, l'investissement moyen observé pour l'éolien terrestre sur la période 2010-2011 s'élevait à environ 1 300 €/kW installé. Ce montant comprend l'ensemble des postes : études techniques et environnementales, achat des équipements, raccordement au réseau, installation et mise en service, ainsi que les frais futurs de démantèlement.

Du point de vue du raccordement au réseau, les installations dont la puissance est inférieure ou égale à 12 MW sont généralement connectées au réseau de distribution moyenne tension (MT). Au-delà de ce seuil, le raccordement s'effectue sur le réseau de transport haute tension (HT).

Il est important de souligner que le réseau MT, initialement conçu pour une distribution unidirectionnelle vers les consommateurs, est aujourd'hui profondément transformé par l'essor de la production décentralisée. Cette évolution entraîne des inversions de flux au niveau des postes HT/MT, avec des impacts potentiels sur :

- la régulation de la tension ;
- la coordination des protections ;
- et la structure du réseau, notamment par l'augmentation des courants de court-circuit.

II.7 Solutions techniques

Pour répondre aux problèmes techniques rencontrés lors de l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques, plusieurs solutions peuvent être envisagées, en fonction des caractéristiques locales et des contraintes spécifiques. Les principales approches identifiées sont les suivantes :

- le renforcement des technologies de production décentralisée, en améliorant leur fiabilité, leur capacité de contrôle et leur flexibilité de fonctionnement ;
- la coordination avec des moyens de production pilotables, tels que les centrales hydrauliques ou thermiques, afin de compenser l'intermittence éolienne ;
- le pilotage intelligent de la demande, par des dispositifs d'effacement ou de modulation des charges, permettant d'ajuster la consommation en temps réel ;
- l'installation de systèmes de compensation réactive (condensateurs, dispositifs FACTS) pour maintenir la tension aux points de raccordement ;
- l'intégration de systèmes de stockage d'énergie (batteries, volants d'inertie, stockage par

hydrogène) afin de lisser les variations de production et renforcer la stabilité ;
– la mise en place de protections directionnelles et de filtres harmoniques, pour limiter les perturbations de qualité de l'onde et protéger les équipements.

Le choix des solutions à adopter doit reposer sur une analyse multicritère, prenant en compte non seulement les aspects techniques, mais aussi les conséquences économiques, environnementales, sociales et réglementaires.

II.8.Stabilité des réseaux électriques

L'étude de la stabilité constitue un élément fondamental dans la planification, l'extension, ainsi que la conduite et le contrôle des réseaux électriques. Lorsqu'une perturbation provoque un écart temporaire de la vitesse de rotation des machines, celles-ci doivent, une fois la perturbation levée, retrouver leur fonctionnement à la vitesse de synchronisme. Si une machine ne parvient pas à rester synchronisée avec le reste du système, cela engendre d'importants courants de circulation, susceptibles de perturber l'ensemble du réseau. Dans un système correctement dimensionné, des dispositifs de protection — relais et disjoncteurs— sont alors activés pour isoler la machine défaillante.

Les études de stabilité se répartissent en trois catégories principales : stabilité statique, stabilité dynamique et stabilité transitoire.

- Les études de stabilité statique et dynamique portent généralement sur un petit groupe de machines, soumis à des variations lentes ou modérées des conditions d'exploitation. Elles visent à analyser la réponse du système à des perturbations proches de son point d'équilibre .
- Les études de stabilité transitoire, en revanche, concernent les grandes perturbations, telles que la perte d'un groupe de production, la mise hors service d'une ligne, le branchement ou le déclenchement soudain de charges, ou encore les courts-circuits — qu'ils soient francs ou atténués par une impédance de défaut.

Ces études permettent d'analyser l'évolution des grandeurs électriques critiques pendant et après la perturbation. Les logiciels de simulation de stabilité transitoire doivent ainsi fournir des informations détaillées sur les tensions, les puissances active et réactive, ainsi que sur les vitesses et angles internes des machines du réseau

II.9 Définition et classification de la stabilité

La stabilité d'un système électrique désigne sa capacité à revenir à un état d'équilibre stable après avoir été soumis à une ou plusieurs perturbations internes ou externes. Elle reflète donc le comportement dynamique du système face à des changements, qu'ils soient brusques ou progressifs.

À l'instar des autres systèmes dynamiques, la stabilité dans les réseaux électriques peut être analysée selon plusieurs critères, notamment :

- La durée de l'évolution étudiée :
 - **Stabilité à court terme (ou transitoire)** : elle concerne les phénomènes se produisant dans les premières secondes suivant une perturbation.
 - **Stabilité à long terme** : elle s'intéresse aux évolutions lentes du système sur une période prolongée (plusieurs secondes à minutes).
- **L'amplitude de la perturbation** :
 - **Petites perturbations** : elles engendrent de faibles écarts autour du point d'équilibre (ex. : variations légères de charge).
 - **Grandes perturbations** : elles provoquent des écarts importants (ex. : courts-circuits, pertes de production ou de lignes).

De manière plus spécifique, la stabilité des réseaux électriques est généralement classée en trois grandes catégories :

- **Stabilité de l'angle du rotor** : elle évalue la capacité des générateurs synchrones à maintenir la cohérence de leurs angles de rotor après une perturbation.
- **Stabilité de la fréquence** : elle concerne la capacité du système à maintenir la fréquence autour de sa valeur nominale, malgré les déséquilibres entre production et consommation.
- **Stabilité de la tension** : elle analyse la réponse du réseau aux variations de tension, en particulier sa capacité à conserver des niveaux de tension acceptables au niveau des différentes charges.

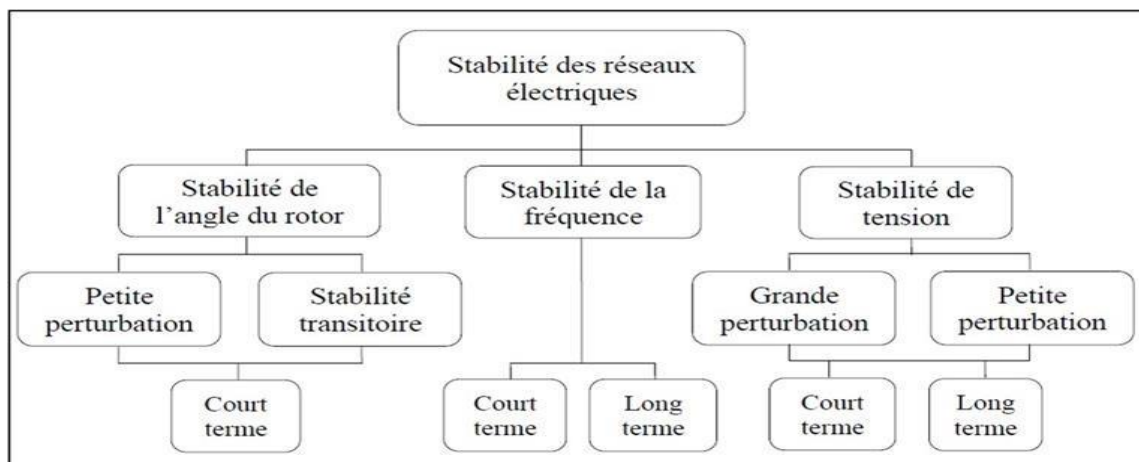


Figure II.6: Classification de la stabilité [6]

II.10 Stabilité transitoire

La stabilité transitoire correspond à la capacité d'un système électrique à préserver le synchronisme entre ses générateurs après une perturbation brutale et importante. Cette perturbation peut se manifester sous diverses formes, comme un court-circuit sur une ligne de transport, une perte soudaine de charge, ou la déconnexion imprévue d'un groupe de production. Cette forme de stabilité est particulièrement critique dans les premières secondes suivant l'incident, période durant laquelle les décalages d'angle du rotor peuvent rapidement s'amplifier, menant à une rupture de synchronisme si la dynamique du système n'est pas correctement maîtrisée.

II.11 Analyse de la stabilité des réseaux électriques

L'analyse de stabilité a pour objectif principal de caractériser la réponse dynamique du système électrique suite à une perturbation, en suivant l'évolution de variables critiques telles que l'angle du rotor, la fréquence et la tension. Cette étude permet d'évaluer la marge de stabilité du réseau et d'apporter des réponses clés, notamment :

- Le système reste-t-il stable après la perturbation ?
- Quel est le délai maximal d'élimination du défaut (temps de coupure) garantissant la stabilité ?

Plus particulièrement, l'analyse de la stabilité transitoire vise à anticiper et prévenir les pertes de synchronisme, qui, si elles ne sont pas maîtrisées rapidement, peuvent provoquer des coupures de charge, des délestages, voire un effondrement total du système.

II.12 Limite de stabilité en régime permanent

Considérons un alternateur alimentant une charge via un réseau de transport. Lorsque la charge augmente progressivement, le système reste en régime permanent, et l'alternateur fournit la puissance demandée tout en maintenant une vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une puissance active maximale que l'alternateur peut transférer de manière stable à la charge, limite imposée par l'impédance interne de la machine et celle des lignes de transmission.

Au-delà de ce seuil, l'alternateur ne parvient plus à acheminer efficacement la puissance supplémentaire. L'écart entre la puissance produite et celle réellement transmise engendre une accumulation d'énergie cinétique dans le rotor, qui s'accélère, entraînant ainsi une perte de synchronisme. Ce phénomène caractérise la rupture de stabilité en régime permanent.

Dans un système comportant plusieurs alternateurs interconnectés, ce déséquilibre se traduit par une perte de cohérence angulaire entre les machines. La limite de stabilité en régime permanent correspond alors à la puissance maximale que le réseau peut transmettre sans compromettre le synchronisme des générateurs.

Pour assurer une marge de sécurité suffisante, les réseaux électriques sont généralement exploités à des niveaux de charge inférieurs à cette limite, ce qui leur permet de faire face aux perturbations sans risquer d'instabilité.

II.13 Position du problème de la stabilité transitoire

Dans un réseau électrique stable, un équilibre constant s'établit entre la puissance mécanique fournie par la turbine et la puissance électrique générée et injectée dans le réseau par l'alternateur, en négligeant les pertes internes. Cet équilibre garantit que chaque machine reste synchronisée avec le reste du système.

Cependant, lorsqu'une perturbation majeure survient — comme un court-circuit triphasé, la perte soudaine d'un générateur, l'ouverture d'une ligne fortement chargée ou une chute importante de charge — cet équilibre est rompu. Une différence entre la puissance mécanique et électrique apparaît, provoquant une accélération ou une décélération du rotor. Si cette désynchronisation se prolonge, elle peut entraîner la perte de synchronisme d'une ou plusieurs machines par rapport au reste du réseau.

La période allant de l'apparition de la perturbation jusqu'au retour à un fonctionnement synchronisé est appelée période transitoire, et dure généralement entre 5 et 15 secondes. L'étude de la stabilité transitoire vise à analyser le comportement dynamique du réseau pendant cette phase critique.

Dans certains cas, le système ne parvient pas à retrouver un nouvel équilibre stable : les grandeurs physiques (angles, vitesses, tensions, etc.) évoluent alors de manière instable, dépassant les seuils admissibles et conduisant à un état de fonctionnement non viable.

Plusieurs facteurs influencent la stabilité transitoire :

- Le point de fonctionnement initial (état statique) du réseau avant la perturbation ;
- La nature, la durée et l'emplacement exact du défaut ;
- La configuration du réseau avant, pendant et après l'isolement de la perturbation.

L'analyse suit l'évolution dans le temps de variables critiques telles que les angles et vitesses des rotors, les tensions et courants dans les lignes, ainsi que les puissances actives et réactives échangées.

Elle est essentielle pour :

1. Évaluer la stabilité du système après la perturbation ;
2. Déterminer les délais critiques de déconnexion, afin de dimensionner et coordonner les protections électriques nécessaires pour prévenir l'effondrement du réseau.

II.14 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

La nécessité d'exploiter les réseaux électriques proches de leurs limites de stabilité — en raison des retards dans la construction de nouvelles centrales et lignes de transport, ainsi que des impacts de la dérégulation du marché de l'électricité et de l'interconnexion des réseaux — a rendu cruciale l'évaluation en temps réel de la stabilité des réseaux électriques.

Plusieurs méthodes pour évaluer la stabilité transitoire ont été développées et peuvent être regroupées en quatre grandes catégories :

- Méthodes indirectes basées sur l'intégration numérique (simulations temporelles) ;
- Méthodes directes énergétiques ;
- Méthodes directes par reconnaissance de formes, notamment via l'apprentissage

automatique ;

– Méthodes hybrides combinant plusieurs approches.

II.15 Méthodes d'intégration numérique

La méthode la plus précise pour évaluer la stabilité transitoire d'un réseau électrique est la méthode d'intégration numérique, également appelée méthode classique. Cette approche permet de modéliser de manière réaliste le comportement dynamique du système électrique en intégrant de nombreux éléments techniques.

En effet, cette méthode prend en compte :

- les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges,
- les systèmes de régulation de vitesse et de tension,
- les dispositifs de contrôle avancés tels que les FACTS, les liaisons HVDC, les stabilisateurs de système de puissance (PSS),
- ainsi que le fonctionnement des protections (ouverture de lignes, déclenchement de générateurs, etc.).

L'ensemble du système est alors modélisé par un jeu d'équations différentielles du premier ordre, qui décrivent l'évolution temporelle des variables électriques et mécaniques pendant et après une perturbation. Ces équations ont généralement la forme suivante :

1. Équation d'état générale

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t)) \quad (1)$$

Où :

- $x(t)$: vecteur des variables d'état (angle rotorique δ , vitesse ω , tension interne E' , etc.),
- $u(t)$: vecteur des entrées (puissance mécanique P_m , tension d'excitation E_f etc.)
- f : fonction décrivant la dynamique non linéaire du système.

2. Modèle du Générateur Synchrone Classique (2e ordre)

Pour une machine synchrone modélisée de manière simplifiée (modèle du second ordre), les équations sont :

a. Équation du mouvement (loi de Newton appliquée au rotor) :

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e) \quad (3)$$

Où :

- δ : angle rotorique,
- ω : vitesse angulaire du rotor,
- ω_s : vitesse synchrone,
- H : constante d'inertie,
- D : coefficient d'amortissement,

- P_m : puissance mécanique,
- $P_e(\delta)$: puissance électrique active injectée, qui dépend de δ .

b. Exemple de puissance électrique (si simplifiée) :

$$P_e(\delta) = XEV \sin(\delta) \quad (4)$$

Avec :

- E : tension interne du générateur,
- V : tension au point de couplage,
- X : réactance entre le générateur et le réseau.

3. Modèles plus détaillés (4e ou 6e ordre)

On introduit alors des équations supplémentaires pour :

- la dynamique de l'excitation (régulateur de tension),
- la turbine (régulateur de vitesse),
- les tensions transitoires E_q' E_d'
- les courants i_d , i_q .
- etc.

4. Méthodes d'intégration numérique

Pour résoudre ce système, on utilise des schémas comme :

- **Euler explicite** : simple mais peu stable,
- **Runge-Kutta 4e ordre** : très courant pour sa précision et stabilité.

L'intégration numérique de ces équations, souvent réalisée par des méthodes telles que Euler ou Runge-Kutta, permet de simuler le comportement du système pas à pas, sur des pas de temps très courts (de l'ordre de la milliseconde), et de suivre avec précision l'évolution du système pendant toute la période transitoire.

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (5)$$

La nécessité d'exploiter les réseaux électriques proche de leurs limites de stabilité, liée aux retards dans la construction de nouvelles centrales de production et de lignes de transport, ainsi qu'à la dérégulation du marché de l'électricité et à l'interconnexion des réseaux, a fortement renforcé l'importance de l'évaluation en temps réel de la stabilité des réseaux électriques .

Différentes approches pour évaluer la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature, que l'on peut classer en quatre catégories principales :

– Méthodes indirectes utilisant l'intégration numérique (simulations temporelles) ;

- Méthodes directes fondées sur l'analyse énergétique ;
- Méthodes directes basées sur la reconnaissance de formes, telles que l'apprentissage automatique ;
- Méthodes hybrides combinant plusieurs techniques.

$$\begin{aligned}
\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} &= P_{mi} - P_{ei} \\
\frac{d\delta_i}{dt} &= \omega_i - \omega_s \\
\frac{dE'_{qi}}{dt} &= \frac{1}{T'_{d0i}} (-E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi}) \\
\frac{dE'_{di}}{dt} &= \frac{1}{T'_{q0i}} (-E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi}) \\
i &= 1, \dots, m
\end{aligned} \tag{6}$$

Où H est la constante d'inertie de rotor de la machine synchrone.
L'équation (6) est appelée l'équation d'oscillation (swing equation).

3. Conclusion

Ce chapitre a dressé un état de l'art portant sur l'énergie éolienne et la stabilité des systèmes électriques, en soulignant les enjeux techniques liés à l'intégration croissante des sources éoliennes dans les réseaux.

L'injection massive d'énergie éolienne modifie progressivement l'architecture des réseaux électriques, qui évoluent d'une organisation centralisée et verticale vers une structure décentralisée et horizontale, avec des points d'injection répartis à différents niveaux de tension, y compris au sein des réseaux de distribution. Cette transformation pose de nouveaux défis techniques aux gestionnaires de réseaux, notamment en raison de la variabilité inhérente à la production éolienne.

L'étude de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique consiste à simuler le comportement du réseau en fonction de différents instants d'élimination des défauts.

Cependant, cette méthode requiert un grand nombre de simulations, ce qui entraîne des temps de calcul importants, la rendant inadaptée aux applications en temps réel. Par ailleurs, bien qu'elle permette de déterminer si le système demeure stable ou non après une perturbation, elle n'offre pas d'indication quantitative sur la marge de stabilité du système.

Ces limites ont conduit au développement de méthodes d'analyse directe, dont le principal objectif est de fournir des résultats rapides et fiables sur la stabilité transitoire du réseau, tout en évaluant la marge de stabilité pour un défaut donné.

Chapitre III
Impact de l'intégration d'une source éolienne au réseau de transport -
Etude de cas

III.1. Introduction :

Le réseau électrique est composé de plusieurs éléments qui réagissent différemment, avec des comportements parfois complexes et non linéaires. Pour garantir la sécurité du réseau, il est important d'analyser son comportement et sa stabilité [17], surtout lorsqu'il est soumis à des changements. Ces phénomènes dynamiques peuvent influencer les coûts et la qualité du service.

Les études permettent de mieux comprendre dans quelles conditions le réseau peut fonctionner et quelles sont les marges de sécurité disponibles. Ces aspects techniques sont essentiels pour garder le réseau fiable et sécurisé, que ce soit pour son fonctionnement actuel, pour l'ajout de nouveaux éléments ou pour son interconnexion avec d'autres réseaux.

Le système doit pouvoir fonctionner normalement, mais aussi résister à des perturbations, qu'elles viennent de l'intérieur ou de l'extérieur. Les études dynamiques aident donc à mieux préparer la gestion du réseau et à planifier son développement.

Ces dynamiques peuvent venir de processus électriques ou mécaniques, et elles ont des effets sur les composants du réseau, qu'ils soient passifs ou actifs. Les perturbations les plus souvent analysées sont les courts-circuits, les hausses de charge, la perte d'un générateur ou encore la coupure d'une ligne. Ces événements serviront de base pour nos scénarios d'étude.

Ce chapitre traite du concept de stabilité du réseau électrique, en abordant sa classification selon deux approches : d'une part, en fonction de son impact sur les variables électriques telles que les angles du rotor des machines, la tension et la fréquence aux nœuds, et d'autre part, selon la nature de la perturbation (statique, dynamique ou transitoire). Étant donné que l'énergie électrique ne peut être stockée en grande quantité, la stabilité du réseau désigne sa capacité à maintenir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie. Après une perturbation, le système doit être en mesure de poursuivre son fonctionnement tout en conservant ses variables dans des limites acceptables [20].

Pour analyser la stabilité, il est essentiel de disposer de modèles mathématiques précis représentant fidèlement le comportement dynamique des composants du réseau et leurs interactions [18], [20]. Ainsi, les modèles les plus couramment utilisés dans ce type d'étude concernent les machines synchrones et asynchrones, les systèmes de contrôle automatique primaire des générateurs, les dispositifs de réglage des transformateurs de puissance sous charge, les équipements de protection ainsi que les charges.

Les régulations primaires incluent principalement la régulation de fréquence (TG pour *Turbine Governor*), la régulation de tension (AVR en Anglais *Automatic Voltage Regulator*) et l'amortissement des oscillations de puissance (PSS en Anglais *Power System Stabilizer*), qui sont installées aux bornes des machines afin de réagir efficacement aux perturbations [21]. En régime permanent, la puissance mécanique fournie par la turbine est en équilibre avec la puissance électrique délivrée par le générateur. En cas de déséquilibre entre l'offre et la demande, les régulateurs primaires jouent un rôle crucial dans l'ajustement du point de fonctionnement de la machine.

III. Présentation de l'outil de simulation :

Le réseau étudié a tout d'abord été modélisé à l'aide d'une boîte à outils (*Toolbox*) dédiée à l'analyse des réseaux électriques dans MATLAB. Il s'agit de PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), développée par [18], qui permet de réaliser diverses analyses telles que l'écoulement de puissance, l'étude de la stabilité, ainsi que des simulations temporelles du réseau électrique.

PSAT intègre des modèles standards des composants du réseau, comme les lignes électriques, transformateurs, interrupteurs, machines synchrones et asynchrones, ainsi que les régulateurs de tension (AVR), de fréquence (TG) et les stabilisateurs de puissance (PSS) associés aux machines synchrones. Elle comprend également les trois principaux types de modèles d'éoliennes présentés dans ce chapitre : la machine asynchrone à vitesse constante (CSWT), la machine asynchrone à double alimentation (DFIG), et la machine synchrone à vitesse variable découplée du réseau via une interface électronique de puissance (DDSG). Un modèle du vent, utilisé dans les études de stabilité, est également intégré.

Les simulations temporelles réalisées avec PSAT permettent d'analyser les phénomènes de stabilité transitoire, à moyen et à long terme. Ces analyses permettent d'évaluer les limites de stabilité du réseau dans différents scénarios d'exploitation, notamment en présence d'un fort taux de pénétration de l'énergie éolienne, tout en respectant les contraintes opérationnelles des équipements du réseau.

III Description du réseau test IEEE 9-nœuds:

Une caractéristique essentielle des réseaux électriques modernes est leur forte interconnexion. Pour refléter cet aspect tout en conservant une topologie simple à des fins de démonstration, un réseau de transport maillé classique a été retenu pour les études dynamiques. Il s'agit du réseau WSCC (*Western System Coordinated Council*) composé de 3 machines et 9 nœuds, fonctionnant sous 230 kV, largement utilisé dans la littérature, notamment par [19] et [20]. Ce réseau comprend trois charges équivalentes importantes ainsi que trois machines synchrones de grande puissance connectées au système. Bien que de taille réduite, ce réseau présente une complexité suffisante pour permettre l'étude de divers scénarios, y compris en présence de sources renouvelables. Pour les besoins de l'étude, le réseau original a été modifié par l'ajout d'une ferme éolienne au niveau du nœud 4. La configuration du réseau est présentée à la figure 2.1.

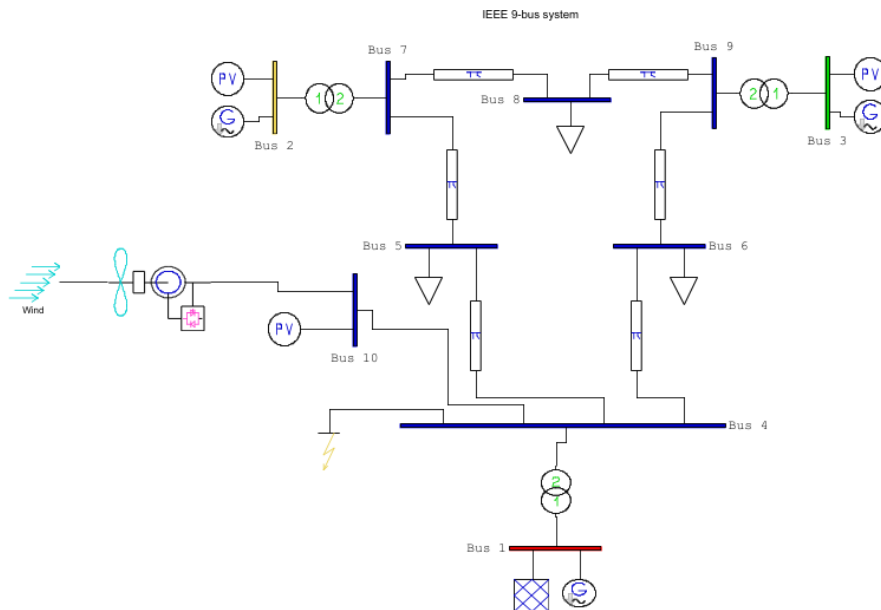


Figure III.1: Schéma unifilaire du réseau IEEE 9-nœuds

Le Tableau 2.1. Présente les contraintes électriques du réseau étudiés.

Tableau II.1. Contraintes électriques du réseau.

Bus	Limites des machines				Ligne	Limites des lignes P_{\max} [p.u.]
	P_{\min} [p.u.]	P_{\max} [p.u.]	Q_{\min} [p.u.]	Q_{\max} [p.u.]		
1	0	2.00	-1.00	1.00	1-4, 2-7, 3-9	2.00
2	0	2.00	-0.30	0.70	1-4, 2-7, 3-9	1.00
3	0	2.00	-0.30	0.70	8-2, 9-8, 9-4	

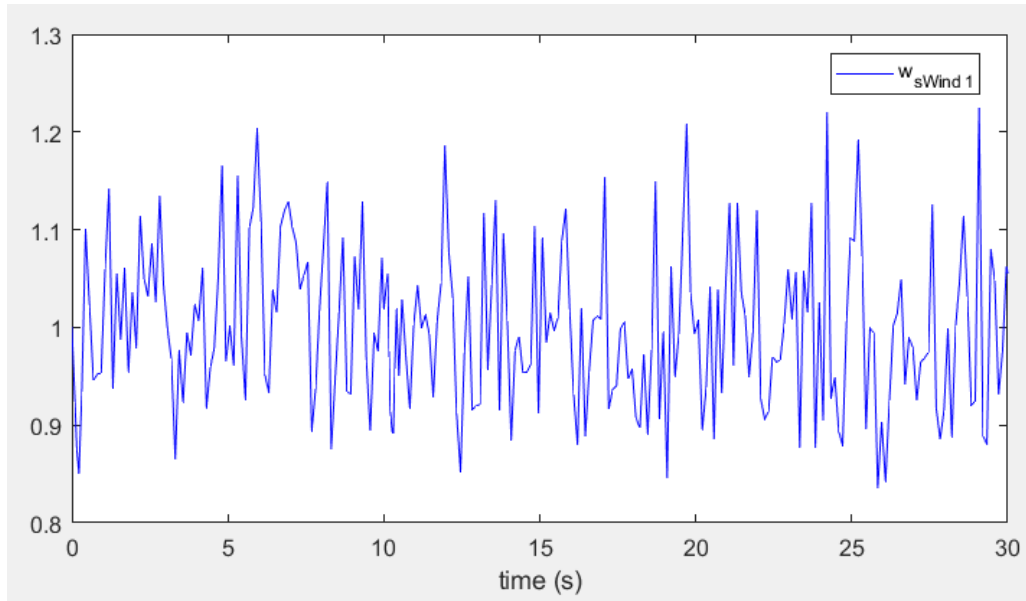


Figure III.2: Vitesse du vent de la ferme éolienne.

III.2. Etude des perturbations sur le réseau étudié

III.2.1. Un court-circuit triphasé se produit au 5 et 4, à proximité du point de raccordement du parc éolien. Ce défaut se produit à l'instant $t = 10$ s et dure 150 ms, soit jusqu'au temps $t = 10,150$ s. Les disjoncteurs situés aux extrémités de cette ligne, aux nœuds 5 et 7, se déclenchent à ce moment-là conformément au critère N-1, afin d'isoler la ligne défectueuse.

Le parc éolien doit être en mesure de supporter le creux de tension induit par ce court-circuit. Il doit également respecter les limites d'exploitation de la courbe tension-temps en

régime de défaut, pour rester connecté au réseau. Dans le cas contraire, il se déconnectera automatiquement. Pendant le court-circuit, la tension minimale admissible est fixée à 0,25 p.u.

III.3. Résultats de simulation et interprétation

III.3.1. Scénario 1 : Le court-circuit triphasé

Un court-circuit triphasé franc survient à l'instant $t = 10$ s. La topologie du réseau évolue au cours de la simulation, en passant par trois états : avant le défaut (conditions normales), pendant le défaut (conditions de défaillance), et après le défaut (avec ouverture de ligne). Ces modifications topologiques influencent la matrice d'impédance du réseau (Z_{bus}).

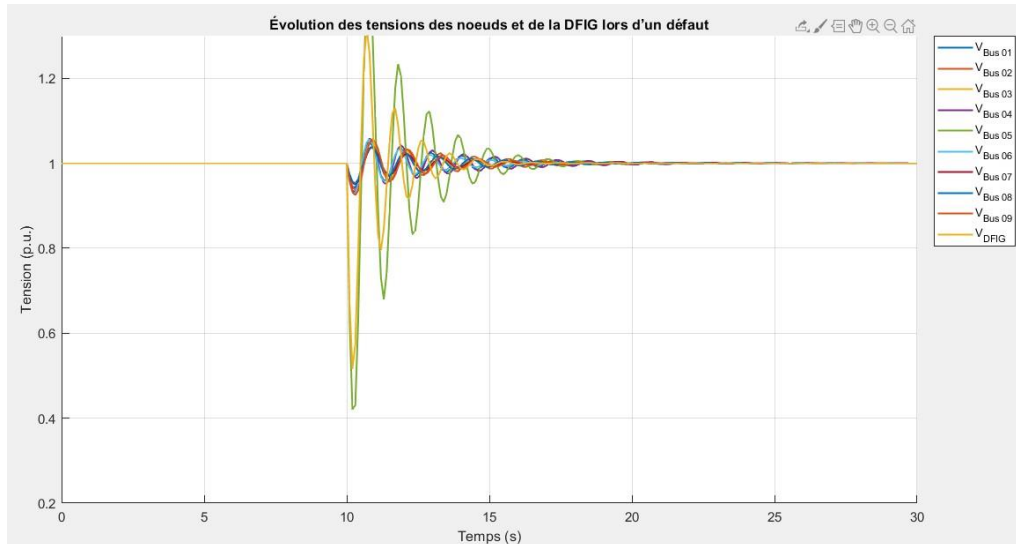


Figure III.3: Tension des nœuds.

Interprétation :

Avant le défaut ($t < 10$ s) :

- Toutes les tensions sont stables, entre **0.99 et 1.04 p.u** (Figure II.3).
- Le système est en régime permanent, bien équilibré.
- Pas d'oscillations, ni de déséquilibre visible.

Pendant le défaut (à $t = 10$ s) :

- On observe une chute brutale de tension, notamment au niveau de certains bus.

- La tension sur le bus en défaut (probablement Bus 05 ou Bus 12) tombe à environ **0.30 p.u.**, ce qui indique une forte perturbation locale.
- Les tensions des autres bus chutent aussi, mais de façon moins sévère, en fonction de leur proximité au bus affecté.

Après le défaut ($t > 10$ s) :

- Les tensions remontent rapidement mais montrent une série d'oscillations transitoires.
- Ces oscillations sont amorties, ce qui est un signe de stabilité dynamique.
- Vers $t = 18-20$ s, la plupart des bus retrouvent des tensions proches de la valeur nominale (≈ 1.0 p.u.).
- Le défaut a été clairement localisé, et son impact dépend de la position des bus par rapport au point de défaut.
- Le système possède une bonne capacité de régulation, notamment via les générateurs et les contrôleurs automatiques (AVR, DFIG, etc.).
- La coordination entre production éolienne et machines synchrones joue un rôle dans le retour rapide à la stabilité.
- La tension au nœud de la DFIG chute plus sévèrement à **~ 0.3 p.u.** au moment du défaut.
- Grâce à son convertisseur (commande vectorielle), elle récupère plus rapidement que les bus classiques.
- Cette dynamique est typique des DFIG qui injectent du courant réactif pour soutenir la tension locale après défaut (*Low Voltage Ride Through – LVRT*).

La figure II.4 présente la répartition des puissances actives injectées par les différentes sources de production. La ferme éolienne fournit une puissance active de 1,5 p.u., ce qui correspond à un taux de pénétration de 47 % par rapport à la charge totale. Les machines synchrones situées aux nœuds 1, 2 et 3 injectent respectivement 0,20 p.u., 0,80 p.u. et 0,80 p.u., représentant ainsi 6,3 %, 25,4 % et 25,4 % de la demande totale.



Figure III.4: Puissance active des générateurs.

Interprétation :

Avant le défaut ($t < 10$ s) :

- Toutes les machines injectent des puissances constantes :
 - $P_{Syn1} = 0.3$ p.u.
 - $P_{Syn2} = 0.5$ p.u.
 - $P_{Syn3} = 1.0$ p.u.
 - $P_{DFIG} = 1.5$ p.u.
- Le système est en régime permanent stable, sans perturbation.

Pendant le défaut ($t = 10$ s) :

- Un défaut survient à $t = 10$ s, provoquant une perturbation sur le réseau.
- Toutes les courbes présentent un transitoire oscillatoire amorti :
 - Cela reflète la réponse dynamique des machines à une chute de tension ou à un déséquilibre du système.
 - Les oscillations varient en amplitude et durée selon le type de machine :
 - Les machines synchrones montrent des oscillations plus prononcées et plus longues.
 - La DFIG réagit plus rapidement et stabilise sa puissance plus vite grâce à son convertisseur.

Après le défaut ($t > 10$ s) :

- Les puissances actives retournent progressivement vers leur valeur initiale.
- L'amortissement des oscillations dépend des caractéristiques de chaque générateur :
 - Le retour à l'équilibre est plus lent pour P_Syn3 (amplitude élevée).
 - Le système montre une bonne stabilité transitoire, sans divergence.
- Le système électrique étudié présente un comportement dynamique cohérent.
- Le parc éolien équipé de DFIG joue un rôle favorable en stabilisant rapidement la puissance injectée.
- La qualité de la réponse transitoire dépend de la commande et des réglages de chaque machine.

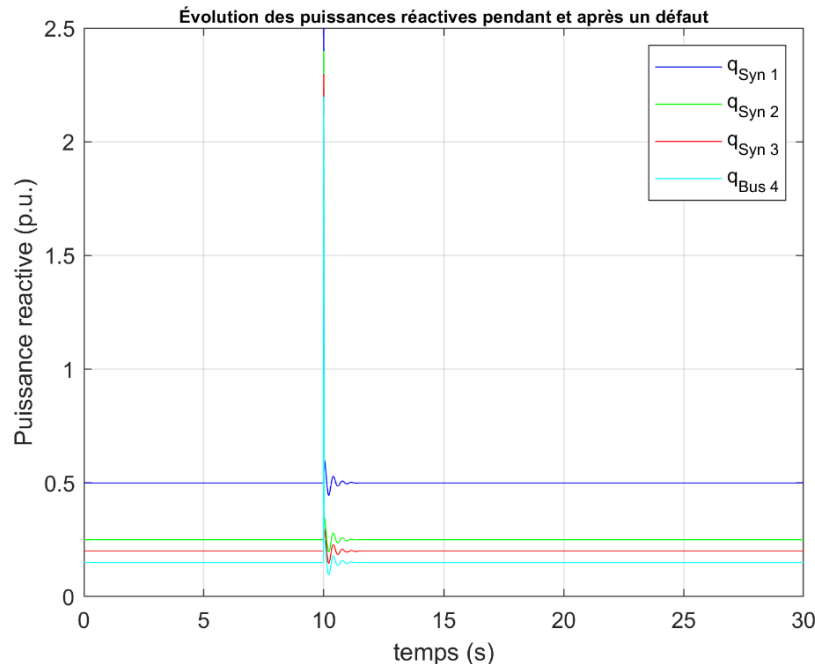


Figure III.5: Puissance réactive des générateurs.

Interprétation

1. Avant défaut ($t < 10$ s)

- Les puissances réactives sont **stables et constantes**, signe d'un **régime permanent équilibré**.
- Les valeurs typiques sont :
 - $q_{Syn1} \approx 0.5$ p.u.,

- $q_{\text{Syn2}} \approx 0.25 \text{ p.u.},$
 - $q_{\text{Syn3}} \approx 0.2 \text{ p.u.},$
 - $q_{\text{Bus4}} \approx 0.15 \text{ p.u.}.$
- Cela reflète un fonctionnement nominal avec partage réactif équilibré entre les générateurs et les charges.

2. Pendant le défaut (à $t = 10 \text{ s}$)

- **Pic brutal** de puissance réactive sur tous les signaux :
 - q_{Syn1} atteint environ **2.5 p.u.**,
 - $q_{\text{Syn2}} \approx 2.4 \text{ p.u.},$
 - $q_{\text{Syn3}} \approx 2.3 \text{ p.u.},$
 - $q_{\text{Bus4}} \approx 2.2 \text{ p.u.}.$
- Ce saut est dû à la chute de tension sévère causée par le court-circuit triphasé :
 - Les générateurs synchrones doivent injecter massivement du courant réactif pour soutenir la tension locale via leur système d'excitation (AVR).
 - Le Bus 4, proche du défaut ou situé dans une zone affectée, présente une forte variation de charge réactive.
- Le comportement des machines montre leur contribution immédiate à la compensation réactive.

3. Après le défaut ($t > 10 \text{ s}$)

- Apparition d'oscillations transitoires amorties dans les signaux q :
 - Typiques de la stabilité dynamique et des phénomènes de régulation automatique.
 - Les puissances réactives retrouvent progressivement leurs valeurs initiales :
 - q_{Syn1} oscille légèrement autour de 0.5 p.u.
 - q_{Syn3} revient lentement, ce qui suggère une plus grande inertie ou une distance topologique plus faible avec le point de défaut.
 - Le système présente un comportement stable post-fault, grâce :
 - à la coordination des régulateurs de tension (AVR),
 - au soutien transitoire des charges et générateurs,
 - et à une bonne configuration de contrôle du réseau.
-
- Le réseau IEEE 9-bus avec un défaut à $t = 10 \text{ s}$ montre un bon comportement dynamique.
 - Les générateurs injectent rapidement du Q pour compenser le défaut de tension.
 - Le bus 4, affecté mais pas critique, suit une évolution cohérente avec une forte demande transitoire puis un retour progressif à l'équilibre.
 - Ce comportement est typique des systèmes bien régulés, avec suffisamment d'inertie, de contrôle de tension, et de synchronisation.

- Pour restaurer leur couple électrique, les machines synchrones doivent absorber une importante quantité de puissance réactive afin de reconstituer leur magnétisation (figure II.5).

La figure II.6 représente la vitesse de rotation des machines synchrones ($\omega_{\text{Syn 1}}$, $\omega_{\text{Syn 2}}$, $\omega_{\text{Syn 3}}$) pendant et après un court-circuit triphasé franc à $t = 10$ s, sur un réseau IEEE 9 bus.

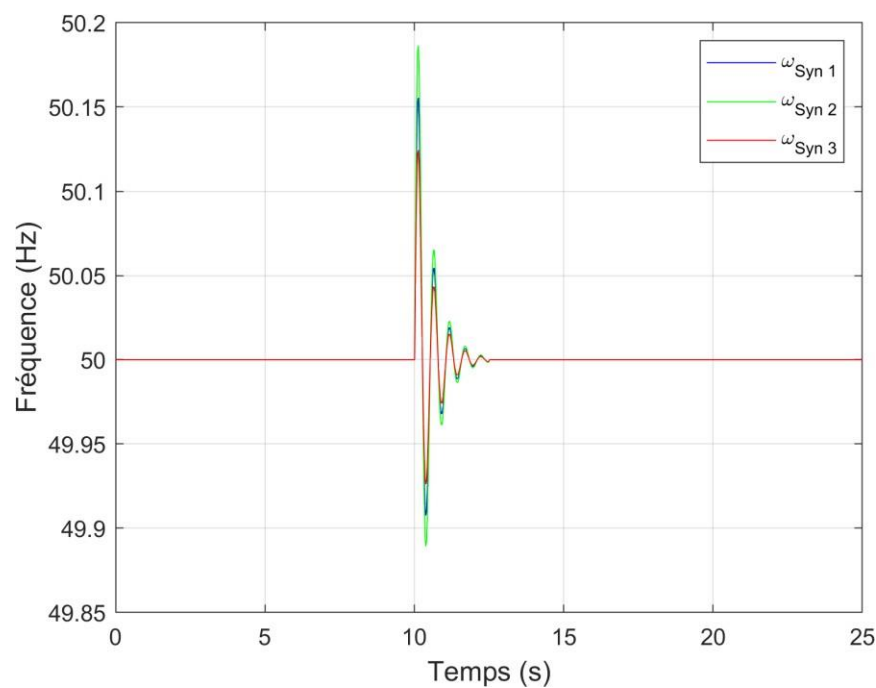


Figure III.5: Fréquence.

Interprétation

Avant le défaut ($t < 10$ s)

- Les trois machines présentent une vitesse constante égale à 50 Hz :
 - Cela indique un régime permanent synchronisé.
 - Aucun déséquilibre n'affecte le système.
- Les vitesses rotorique sont identiques car les générateurs sont synchrones et le réseau est équilibré.

Au moment du défaut ($t \approx 10$ s)

Chute de tension et perte du couple électromagnétique

- Le court-circuit provoque une chute brutale de la tension sur les barres → le couple électromagnétique diminue fortement.
- Les machines continuent à recevoir un couple mécanique constant, ce qui entraîne :
 - Une accélération rotorique transitoire → la vitesse dépasse 50 Hz brièvement.
 - Exemple : ω_{Syn2} atteint ≈ 50.22 Hz, $\omega_{\text{Syn3}} \approx 50.15$ Hz.

Divergence dynamique

- Les générateurs réagissent légèrement différemment selon leur position topologique dans le réseau :
 - Proximité du point de défaut,
 - Réglage de l'excitation,
 - Inertie propre.
- Cela provoque une divergence temporaire des courbes de vitesse, comme on le voit par l'écartement des courbes.

Après suppression du défaut ($t > 10$ s)

Ralentissement des rotors

- Une fois le défaut éliminé, la tension est restaurée, et donc :
 - Le couple électromagnétique redevient supérieur au couple mécanique.
 - Cela entraîne une décélération du rotor → retour progressif vers la synchronisation.

Oscillations transitoires amorties

- On observe des oscillations typiques d'un système inertiel électromécanique, bien amorties :
 - Fréquence ≈ 1 Hz → caractéristiques des modes de balancement (swing mode).

- Le système ne diverge pas, signe d'une bonne stabilité transitoire.
- Amortissement progressif jusqu'à stabilisation autour de 50 Hz vers $t \approx 18\text{--}20$ s.
- Le système présente un comportement stable face à une perturbation sévère (court-circuit triphasé).
- La réponse transitoire est typique des machines synchrones : accélération \rightarrow oscillations \rightarrow retour.
- Les vitesses diffèrent légèrement selon les caractéristiques d'inertie et la localisation dans le réseau.
- Ce type de profil confirme la bonne coordination entre régulation mécanique (turboalternateur) et système d'excitation (AVR).

III.4. Conclusion

Les études dynamiques portant sur la stabilité du réseau sont couramment utilisées par les gestionnaires des réseaux de transport pour évaluer le comportement des variables électriques face à d'éventuelles perturbations. Le bon fonctionnement d'une ferme éolienne au sein du réseau dépend de la prise en compte de plusieurs paramètres, tels que la régulation de la fréquence, de la tension, ainsi que la gestion des puissances active et réactive. Nous avons vu dans ce chapitre le concept de stabilité du réseau électrique, en abordant sa classification selon deux approches : d'une part, en fonction de son impact sur les variables électriques telles que les angles du rotor des machines, la tension et la fréquence aux nœuds, et d'autre part, selon la nature de la perturbation (statique, dynamique ou transitoire).

Conclusion Générale

La transition énergétique mondiale vers une économie bas-carbone pousse à une intégration croissante des sources d'énergie renouvelable, et en particulier de l'énergie éolienne, dans les réseaux électriques. Comme l'a souligné l'état de l'art (Chapitre I), cette évolution, bien que nécessaire pour limiter les émissions de gaz à effet de serre, introduit des défis significatifs pour la stabilité dynamique des systèmes électriques. Les générateurs éoliens modernes, souvent basés sur des convertisseurs électroniques tels que les DFIG, n'apportent qu'une contribution très limitée à l'inertie du système, rendant le réseau plus vulnérable aux perturbations.

Cette étude a précisément évalué l'impact de la pénétration massive de l'éolien sur la stabilité dynamique des réseaux électriques, en se concentrant sur divers scénarios de perturbations (court-circuit, perte de générateurs, ouverture de lignes). Grâce à la modélisation détaillée des composants clés (Chapitre II) et aux simulations dynamiques d'une étude de cas d'un réseau de transport (Chapitre III), nous avons pu identifier les limites de fonctionnement sécurisées du réseau et, notamment, le taux de pénétration éolienne maximal admissible au-delà duquel le système peut devenir instable. Les résultats de ces simulations, interprétés avec rigueur, ont mis en lumière l'importance cruciale de la conception et du contrôle des fermes éoliennes pour le maintien de la fiabilité et de la sécurité de l'alimentation électrique.

Cependant, il est impératif de souligner que la pénétration massive de l'éolien ne doit pas être perçue comme une impasse. Au contraire, elle est un moteur d'innovation. Pour surmonter les défis identifiés, des solutions technologiques et stratégiques sont d'ores et déjà à l'étude ou en cours de déploiement. Parmi celles-ci, le développement de fonctions de contrôle avancées pour les convertisseurs éoliens (comme le "Grid Forming" ou l'émulation d'inertie synthétique) offre des perspectives prometteuses pour améliorer la réponse dynamique du réseau. L'intégration de systèmes de stockage d'énergie (batteries, hydrogène vert) couplés aux parcs éoliens peut également compenser le manque d'inertie et fournir des services auxiliaires essentiels au réseau.

En outre, l'optimisation de la coordination entre les différents générateurs, y compris les machines synchrones conventionnelles, et la mise en œuvre de réseaux intelligents (smart grids) sont des pistes à explorer pour une gestion plus flexible et résiliente du système. Enfin, l'évolution des réglementations et des marchés de l'électricité devra encourager ces nouvelles technologies et permettre la valorisation des services que les parcs éoliens de nouvelle génération peuvent offrir pour la stabilité du réseau.

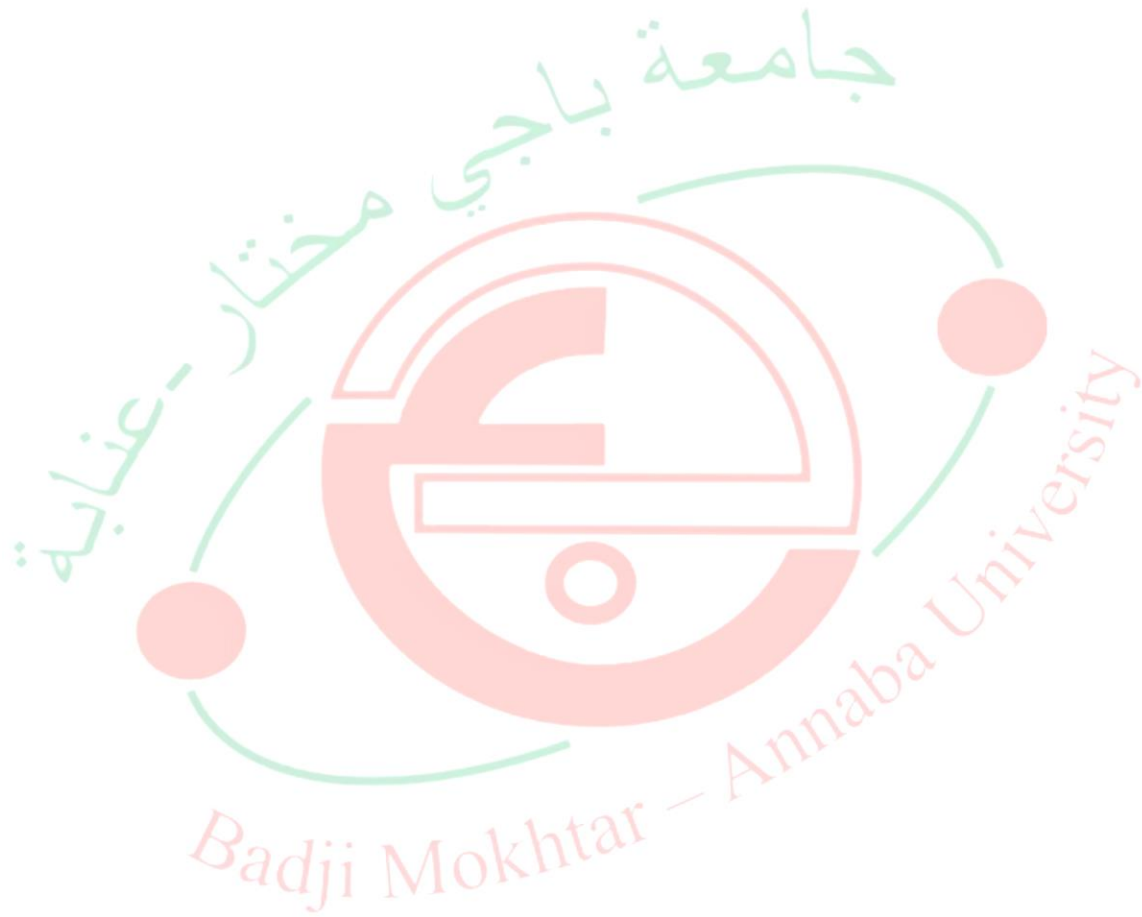
En conclusion, bien que l'intégration massive de l'éolien pose des défis inhérents à la stabilité dynamique, les avancées technologiques et les approches de contrôle innovantes ouvrent la voie à un avenir énergétique où l'énergie éolienne jouera un rôle prépondérant et stable. La poursuite de la recherche et du développement dans ce domaine est essentielle pour garantir une transition énergétique réussie et sécurisée.

Références

1. [1] Jim Wallace, «Wind energy » Un cours online à l'université de TORONTO/CANADA. email : wallace@mie.utoronto.ca
2. [2] Alexandre TENINGE, «Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire », thèse de doctorat à l'institut polytechnique de Grenoble, 4 décembre 2009.
3. [3] Magdi Ragheb et Adam M.Ragheb, «Wind turbines theory - the Betz equation and optimal rotor tip speed ratio», scholarly work at Department of Nuclear, Plasma and Radiological Engineering, USA and Department of Aerospace Engineering University of Illinois at Urbana-Champaign, 216 Talbot Laboratory, USA le 2011.
4. [4] Vincent COURTECUISSÉ, «Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique», Thèse de doctorat de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 20 novembre 2008.
5. [5] Frédéric POITIERS, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. -Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau», Thèse de doctorat de l'Université de Nantes, 19 décembre 2003.
6. [6] Corinne Dubois, « Le guide de l'éolienne techniques et pratique » Éditeur : Groupe Eyrolles, 2009.
7. [7] Junji Tamura, « Calculation Method of Losses and Efficiency of Wind Generators », Department of Electrical and Electronic Engineering, Kitami Institute of Technology, e-mail: tamuraj@mail.kitami-it.ac.jp, 2012.
8. [8] H.Faïda1, J.Saadi, M.Khaider, S.ElAlami et M.Monkade, « Etude et analyse des données du vent en vue de dimensionner un système de production d'énergie éolienne Cas d'un site au nord du Maroc », Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°3 (2010) 477 – 483.
9. [9] Nicolas LAVERDURE, «Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires», Thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble, 9 décembre 2005.
10. [10] Hristiyan Kanchev, "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain", Thèse de doctorat, École Centrale de Lille et l'Université Technique de Sofia, 2014.

- 11.** [11] A. Davigny, “Participation aux services système de fermes d’éolienne à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d’énergie”, Thèse de doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2007.
- 12.** [12] H. Camblong, “Minimisation de l’impact des perturbations d’origine éolienne dans la génération d’électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable”, Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France, 2003.
- 13** [13] Abdoulaziz Moussa Siddo, Ibrahim Soumana Nouhou, “Étude du Générateur Asynchrone pour l’utilisation dans la production de l’énergie éolienne”, projet de fin d’étude, ENP Alger, Promotion 2007.
- 14.** [14] Mokrane Smaili, “Modélisation et commande d’un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération”, Mémoire présenté comme exigence partielle de la maîtrise en ingénierie, Université du Québec en Abitibi-Temiscamingue, Août 2013.
- 15.**[15] A. Mirecki, “ Étude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance ”, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2005.
- 16.**[16] WWEA : World Wind Energy Association. Publication 2012, “ World market recovers and sets a new record : 42 GW of new capacity in 2011, total at 239 GW ”. <http://www.wwindea.org/home/index.php>
- 17.** [17]Naidji, M., Dafri, M., & Laib, A. Optimal Coordinated Voltage Control of Distribution Networks Considering Renewable Energy Sources. ECTI Transactions on Electrical Engineering, Electronics, and Communications, 23(1), 2025.
- 18.** [18] M. Naidji et al., “A Heuristic Optimization Approach for Wind Turbine Dimensions to Enhance Energy Capture and Reduce Costs”, Int. Conf. On Artificial Intelligence, Embedded Sys. and Renewable Energy, Tizi Ouzou, 2025.
- 19.** [19] M. Naidji et al., “A Novel Nature-Inspired Approach for Wind Farm Location Optimization Considering Wake Effects”, The 9th Inter. Conf. on Artificial Intelligence in Renewable Energetic Sys., IC-AIRES2025, Mostaganem, 2025
- 20.**[20] M. Naidji, M. Boudour, “Stochastic multi-objective optimal reactive power dispatch considering load and renewable energy sources uncertainties: a case study of the Adrar isolated power system”, Int Trans Electr Energy Syst. 2020, 30(6), e12374

21.[21] M. Naidji, M. Boudour, “Evaluation de la Stabilité et Proposition d’un Plan de Défense des Réseaux de Distribution en Présence des Sources d’Energie Renouvelable”, Thèse de Doctorat, USTHB, Alger, 2021



Annexe

A.1. Topologie du système :

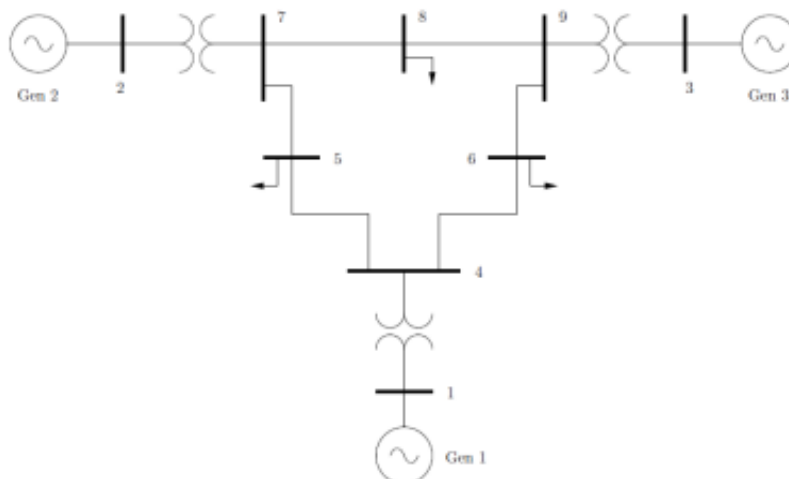


Figure A.1 : Topologie du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds

A.2. Données des générateurs :

Paramètres	Générateur 1	Générateur 2	Générateur 3
$S(\text{MVA})$	247.5	192	128
$V(\text{KV})$	16.5	18	13.8
$H(\text{s})$	23.64	6.40	3.01
$X_d(\text{p.u.})$	0.1460	0.8958	1.3125
$X'_d(\text{p.u.})$	0.0608	0.1198	0.1813
$X_q(\text{p.u.})$	0.0969	0.8645	1.2578
$X'_q(\text{p.u.})$	0.0969	0.1969	0.2500
$T'_{d0}(\text{s})$	8.96	6.00	5.89
$T'_{q0}(\text{s})$	0.310	0.5350	0.600

Tableau A.1. Données des machines

A.3. Données des régulateurs de tension :

Paramètres	Générateur 1	Générateur 2	Générateur 3
$V_{r\max}(\text{p.u.})$	5.00	5.00	5.00
$V_{r\min}(\text{p.u.})$	-5.00	-5.00	-5.00
K_a	20	20	20
$T_a(\text{s})$	0.2	0.2	0.2
K_f	0.063	0.063	0.063
$T_f(\text{s})$	0.35	0.35	0.35
K_e	1	1	1
$T_r(\text{s})$	0.001	0.001	0.001
$T_d(\text{s})$	0.314	0.314	0.314

Tableau A.2. Données des régulateurs de tension

A.4. Données des transformateurs :

Transformateurs	Ligne	Rapport (kV)	Réactances (p.u)
1	1-4	16.5/230	0.0576
2	2-7	18/230	0.0625
3	3-9	13.8/230	0.0586
4	4-10,11,...,19	25/230	0.0725

Tableau A.3. Données des transformateurs

A.5. Données des lignes :

Ligne	Résistance (p.u)	Réactance (p.u)	Susceptance (p.u)
1-4	0.0000	0.0576	0.0000
2-7	0.0000	0.0586	0.0000
3-9	0.0000	0.0586	0.0000
4-5	0.0100	0.0850	0.0880
4-6	0.0170	0.0920	0.0790
5-7	0.0320	0.1610	0.1530
6-9	0.0390	0.1700	0.1790
7-8	0.0085	0.0720	0.0745
8-9	0.0119	0.1008	0.1045

Tableau A.4. Données des lignes

A.6. Données des nœuds :

Nœud	Type	V (p.u)	P _i (p.u)	Q _i (p.u)	P _g (p.u)	Q _g (p.u)
1	SB	1.040	0.00	0.00	0.00	0.00
2	PV	1.025	0.00	0.00	163.00	6.70
3	PV	1.025	0.00	0.00	85.00	-10.90
4	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
5	PQ	1.000	125.00	50.00	0.00	0.00
6	PQ	1.000	90.00	30.00	0.00	0.00
7	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
8	PQ	1.000	100.00	35.00	0.00	0.00
9	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00

Tableau A.5. Données des nœuds