

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE FERHAT ABBAS -SETIF 1
UFAS(ALGERIE)

THESE

Présentée à la Faculté de Technologie

Département d'électrotechnique

Pour l'Obtention du Diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option : Réseaux électriques

Par

M. ZEBAR ABDELKRIM

THEME

***Étude et simulation de la stabilité transitoire d'un système
de puissance en présence de dispositifs FACTS et PDE***

Soutenu le 23/ 10/ 2017 devant un Jury composé de :

M. RADJELI Hammoud	Prof à l'Université de Sétif	Président
M. HAMOUDA Abdellatif	Prof à l'Université de Sétif	Rapporteur
M. GHERBI Ahmed	Prof à l'Université de Sétif	Examineur
M. CHAGHI Abdelaziz	Prof à l'Université de Batna	Examineur
M. GUETTAFI Amor	Prof à l'Université de Batna	Examineur
M. NEKHOUL Bachir	Prof à l'Université de Jijel	Examineur

Dédicaces

C'est avec un immense honneur et un grand plaisir que je dédie ce modeste travail à:

Ma très chère mère;

Ma chère épouse;

Mes enfants;

Tous mes frères et sœurs;

Remerciements

*Je tiens à adresser mes plus vifs remerciements à mes promoteurs, Monsieur **Khaled Zehar**, Professeur à l'université de Bahreïn, pour m'avoir proposé le thème de cette thèse et de l'avoir dirigé en collaboration avec Monsieur **Abdellatif Hamouda**, Professeur à l'université de Sétif-1. Grâce à leurs conseils judicieux, leurs aides précieuses et leurs encouragements incessants, je suis arrivé à mener à terme ce travail. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde reconnaissance.*

*Je tiens à remercier Monsieur **Radjeai Hammoud**, Professeur à l'université de Sétif-1, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.*

Mes sincères remerciements sont également adressés aux membres du jury, en l'occurrence :

*Monsieur **Ahmed Gherbi**, Professeur à l'université de Sétif-1.*

*Monsieur **Abdelaziz chaghi** Professeur à l'université de Batna.*

*Monsieur **Amor Guettafi** Professeurs à l'université de Batna.*

*Monsieur **Nekhouf Bachir** Professeur à l'université de Jijel.*

Qui ont accepté d'examiner mon travail de thèse. Enfin mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à la réussite de ce travail.

Sommaire

INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
<i>Chapitre 01</i>	5
ÉTAT DE L'ART SUR L'INSERTION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	5
1.1. Introduction	5
1.2. Définition de la production décentralisée	5
1.3. Impacts de l'insertion de la production décentralisée dans le réseau électrique	6
1.3.1. Impacts économiques.....	6
1.3.2. Impacts opérationnels	7
1.3.3. Impacts techniques	8
1.4. Conclusion	15
<i>Chapitre 02</i>	16
STABILITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE	16
2.1. Introduction	16
2.2. Structure du réseau électrique	16
2.2.1. Génération	16
2.2.2. Transmission.....	17
2.2.3. Distribution	18
2.2.4. Demande	19
2.3. Causes des incidents majeurs	19
2.4. Causes de l'écroulement des réseaux électriques.....	20
2.5. Stabilité des réseaux électriques.....	20
2.5.1. Définitions de la stabilité	20
2.5.2. Classification de la stabilité des réseaux électriques	21
2.6. Stabilité de l'angle de rotor	22
2.6.1. La stabilité de l'angle rotorique suite à de petites perturbations.....	23
2.6.2. La stabilité de l'angle de rotor suite à de grandes perturbations.....	24
2.7. Stabilité de la tension.....	24
2.8. Stabilité de fréquence	26
2.9. Commentaires sur la classification de stabilité	27
2.10. Théorie fondamentale de la stabilité transitoire	27
2.10.1. Équation du mouvement.....	28

2.10.2. Relation puissance-angle.....	29
2.10.3. Critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion)	31
2.11. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	32
2.12. Facteurs influençant la stabilité transitoire.....	34
2.13. Modélisation des composantes de réseau électrique.....	34
2.13.1. Modèle de la machine synchrone	35
2.13.2. Modèle de la ligne de transmission.....	37
2.13.3. Modèle d'un transformateur	38
2.13.4. Modèle de la charge.....	38
2.14. Mise en équations du réseau électrique	39
2.15. La méthode de réduction de Kron	39
2.16. Expression de la puissance électrique	40
2.17. Critère d'analyse de la stabilité transitoire	40
2.18. Analyse de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique.....	41
2.19. Stabilité transitoire : Formulation mathématique	41
2.19.1. Équations différentielles.....	41
2.19.2. Équations algébriques	42
2.20. Étapes de l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques	42
2.21. Analyse de la stabilité transitoire	43
2.22. Influence des différents paramètres sur la stabilité transitoire	45
2.22.1. Influence de la durée du défaut	46
2.22.2. Influence du lieu du défaut.....	47
2.22.3. Influence de l'augmentation brusque de la charge.....	48
2.23. Conclusion	49

Chapitre 03.....50

IMPACT DE L'INSERTION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE À BASE D'ÉOLIENNES SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE..... 50

3.1. Introduction	50
3.2. Insertion de la production décentralisée, facteur de renforcement.....	50
3.3. Les différents types de production décentralisée.....	51
3.3.1. La cogénération	51
3.3.2. Les énergies non renouvelables.....	53
3.3.3. Les énergies renouvelables	54
3.4. Bref historique d'une éolienne.....	57
3.5. Constitution des éoliennes	57
3.6. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	59
3.7. Classification des turbines éoliennes	59

3.8. Notions théoriques sur l'éolien.....	61
3.8.1. L'énergie disponible.....	61
3.8.2. Lois de Betz.....	62
3.9. Contrôle de puissance aérodynamique d'une éolienne.....	64
3.9.1. Pitch contrôle.....	65
3.9.2. Stall contrôle.....	65
3.10. Technologies des éoliennes.....	66
3.10.1. Les éoliennes à vitesse fixe.....	66
3.10.2. Les éoliennes à vitesse variable commandées par le stator.....	67
3.10.3. Éolienne à vitesse variable (MADA).....	69
3.11. Modèle d'une éolienne à vitesse fixe basée sur une machine asynchrone à cage.....	69
3.11.1. Modèle de la turbine éolienne.....	69
3.11.2. Modèle d'un multiplicateur.....	70
3.11.3. Modèle d'un générateur éolien.....	70
3.11.4. Modèle d'une ferme éolienne.....	72
3.12. Outil de simulation et d'analyse PSAT.....	73
3.13. Impact de l'insertion de la production décentralisée sur la stabilité transitoire.....	76
3.14. Conclusion.....	81

Chapitre 04.....82

AMÉLIORATION DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE PAR LES SYSTÈMES FACTS..... 82

4.1. Introduction.....	82
4.2. But du développement de la technologie FACTS.....	83
4.3. Classification des dispositifs FACTS.....	84
4.4. Dispositifs FACTS shunts.....	85
4.4.1. Compensateur statique d'énergie réactive (SVC).....	86
4.4.2. Compensateur statique synchrone (STATCOM).....	89
4.4.3. Résistance de Freinage Commandée par Thyristor (TCBR).....	90
4.5. Dispositif FACTS série.....	91
4.5.1. Condensateur série à thyristor (TCSC).....	91
4.5.2. Compensateur statique série synchrone (SSSC).....	93
4.6. Dispositif FACTS hybride.....	94
4.6.1. Contrôleur de transit de puissance entre lignes (IPFC).....	94
4.6.2. Contrôle universelle de puissance (UPFC).....	95
4.7. Synthèse des avantages des FACTS.....	96
4.8. Techniques de localisation des dispositifs FACTS.....	97
4.9. Modèles des contrôleurs FACTS.....	99

4.10. Amélioration de la stabilité transitoire par les FACTS sans PDE.....	99
4.10.1. Analyse de la stabilité transitoire avec SVC.....	101
4.10.2. Analyse de la stabilité transitoire avec TCSC	105
4.10.3. Analyse de la stabilité transitoire avec SVC et TCSC.....	106
4.11. Amélioration de la stabilité transitoire par le SVC en présence de PDE.....	107
4.12. Conclusion	109
CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES	111

Liste des figures

Figure 1.1: Modification du sens des flux de puissance [17].	8
Figure 1.2: Plan de tension sans producteur [24].	10
Figure 1.3 : Plan de tension avec producteur [24].	11
Figure 2.1: Structure de base d'un réseau électrique [30].	17
Figure 2.2: Classification des différents types de la stabilité de réseau électrique [2].	22
Figure 2.3: Tracés montrant la trajectoire de l'angle du rotor du générateur dans le temps [40].	28
Figure 2.4: Modèle simple d'un générateur connecté à un jeu de barres infini [39].	30
Figure 2.5: Relation puissance-angle [39].	30
Figure 2.6: Relation puissance-angle (cas d'une perturbation) [39].	31
Figure 2.7: Courbe puissance-angle montrant les zones définies dans le critère d'égalité des aires [40].	31
Figure 2.8: Modélisation de la machine synchrone idéalisée. [39]	36
Figure 2.9: Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park. [39]	36
Figure 2.10: Modèle en π d'une d'une ligne de transmission entre les nœuds k et m [42].	38
Figure 2.11: Modèle en π du transformateur entre les nœuds k et m [42].	38
Figure 2.12: Modélisation d'une charge par son admittance équivalente [42].	39
Figure 2.13: Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 jeux de barres [5].	44
Figure 2.14: Réponse du système ($T_e = 150\text{ms}$).	47
Figure 2.15: Réponse du système ($T_e = 200\text{ms}$).	47
Figure 2.16: Réponse du système ($T_e = 300\text{ ms}$).	48
Figure 2.17: CCT pour une variation brusque de la charge.	49
Figure 3.1: Principe de fonctionnement de la cogénération [76].	52
Figure 3.2: Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables [69].	54
Figure 3.3: Développement de la production éolienne dans le monde en 2015 [76].	56
Figure 3.4: Éléments constituant une éolienne [76].	58
Figure 3.5: Principe de la conversion de l'énergie dans une éolienne [84].	59
Figure 3.6: Petite éolienne à axe horizontal [86].	60
Figure 3.7: Petites éoliennes à axe vertical [86].	60
Figure 3.8: Colonne de vent [75].	61
Figure 3.9: Veine de vent à la traversée de l'aéromoteur [89].	62
Figure 3.10: C_p en fonction de λ pour différentes turbines [86]	64
Figure 3.11: Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple [86].	65
Figure 3.12: Caractéristique de puissance pour les deux modes de régulation [85].	66
Figure 3.13: Éolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [90].	66
Figure 3.14: Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone [92].	68

Figure 3.15: Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone [91].	68
Figure 3.16: Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA [91].	69
Figure 3.17: Architecture d'une ferme éolienne à vitesse constante [94].	72
Figure 3.18: Interface graphique du PSAT.	75
Figure 3.19: Bibliothèque de simulink	75
Figure 3.20: Réseau test modifié équiper de PDE dans PSAT.	76
Figure 3.21: Réponse du système sans PDE ($T_e = 220$ ms).	78
Figure 3.22: Réponse du système avec PDE connecté au JB 24 ($T_e = 220$ ms).	78
Figure 3.23: Réponse du système avec PDE connecté au JB10 ($T_e = 220$ ms).	78
Figure 3.24: Réponse du système avec PDE connecté au JB10 ($T_e = 250$ ms).	79
Figure 3.25: Réponse du système avec PDE connecté au JB 24 ($T_e = 250$ ms).	79
Figure 3.26: Impact de la production décentralisée sur le CCT.	80
Figure 4.1: Une installation d'un SVC [100].	86
Figure 4.2: Schéma d'un SVC [7].	87
Figure 4.3: Caractéristique d'un SVC [41].	87
Figure 4.4: Modélisation du SVC [8].	88
Figure 4.5: Schéma simplifié de commande d'un SVC [8].	89
Figure 4.6: Schéma d'un STATCOM [100].	90
Figure 4.7: Représentation du circuit de base du TCBR [114].	91
Figure 4.8: Schéma principe du TCSC [115].	91
Figure 4.9: Régimes de fonctionnement du TCSC [106].	92
Figure 4.10: Modélisation d'un TCSC [112].	93
Figure 4.11: Schéma de base du SSSC [7].	94
Figure 4.12: Schéma d'un IPFC [100].	95
Figure 4.13: Schéma de principe de l'UPFC [100].	96
Figure 4.14: Méthodes d'optimisation des emplacements des dispositifs FACTS.	98
Figure 4.15: Courbes P-V.	98
Figure 4.16: schéma simplifié du contrôleur FACTS.	99
Figure 4.17: Réseau test modifié considérant le contrôleur combiné : SVC et TCSC.	100
Figure 4.18: Les amplitudes des tensions du réseau test IEEE 30 jeux de barres sans SVC.	101
Figure 4.19: Les courbes P-V du réseau test sans SVC: (a) - tous les jeux de barres.	102
Figure 4.20: Courbes P-V du réseau test sans SVC: b) - jeux de barres sensibles.	102
Figure 4.21: Effet de l'emplacement du SVC sur la stabilité de tension.	103
Figure 4.22: La courbe P-V du jeu de barres N°30 sans et avec SVC.	103
Figure 4.23: Réponse du système sans SVC ($T_e = 300$ ms).	104
Figure 4.24: Réponse du système avec SVC ($T_e = 300$ ms).	104

Figure 4.25: Réponse du système sans TCSC ($T_e=305$ ms).....	105
Figure 4.26: Réponse du système avec TCSC ($T_e=340$ ms).	106
Figure 4.27: Réponse du système avec SVC et TCSC ($T_e= 361$ ms).	106
Figure 4.28: Valeurs de CCT du système sans FACTS, avec SVC, avec TCSC, avec SVC- TCSC.....	107
Figure 4.29: réseau électrique en présence d'une PDE et d'un SVC raccordé au PCC.	107
Figure 4.30: Réseau test modifié équiper de PDE et SVC.	108
Figure 4.31: Angles rotoriques relatifs en présence de PDE avec et sans SVC ($T_e= 280$ ms).	109

Liste des tableaux

Tableau 2.1: Résultats d'écoulement de puissance.	45
Tableau 2.2: Matrices réduites	46
Tableau 2.3: CCT pour différentes lignes en défaut.....	48
Tableau 2.4: CCT pour une variation brusque de la charge.	49
Tableau 3.1: Classification des turbines éoliennes [82].....	60
Tableau 3.2: Logiciels d'analyse des réseaux électriques sous Matlab [77].	74
Tableau 3.3: Résultats de l'écoulement de puissance avec et sans PDE.....	77
Tableau 3.4: CCT pour différent taux de pénétration de la production décentralisée.....	80
Tableau 4.1: Capacité des FACTS pour résoudre les problèmes techniques [106].....	97

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

PCC	Point de Connexion Communs
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ED	Economic Dispatch
AGC	Automatic Generation Control
SIME	Single Machine Equivalent
OMIB	One Machine Infinite Bus
RNA	Réseaux de neurones artificiels
AG	Algorithmes génétiques
PSS	Power System Stabilizer
HVDC	High Voltage Direct Current
SFCL	Superconducting Fault Current Limiter
GED	Génération d'Energie Dispersée
MAS	Machine asynchrone
GAS	Générateur asynchrone
HAWT	Horizontal axis wind turbine
VAWT	Vertical axis wind turbine
MADA	Machine asynchrone doublement alimentée
PDE	Productions décentralisée à base d'éoliennes
AVR	Automatic Voltage Regulator
CPF	Continuation Power Flow
OPF	Optimal Power Flow
SVC	Static Var Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TCBR	Thyristor control breaking resistor
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator

IPFC	Interline Power Flow Controller
UPFC	Unified Power Flow Controller
CCT	Critical clearing Time
PC	production centralisée
PD	production décentralisée

Symboles

t	Temps en (s)
$\frac{d}{dt}$	Dérivée par rapport au temps
s	Variable dans un référentiel statorique
r	Variable dans un référentiel rotorique
d, q	Direct, quadrature
δ	l'angle de rotor
ω	Vitesse de rotation
H	Constante d'inertie de la machine
D	Coefficient d'amortissement
E_{ex}	Tension d'excitation
f	Fréquence
f_0	Fréquence de base
R	Résistance de la ligne de transport
X	Réactance de la ligne de transport
B	Susceptance de la ligne de transport
G	Conductance de la ligne de transport
Y_i	Admittance de la charge au jeu de barres i
Y_{bus}	Matrice d'admittance nodale du réseau
P_v	Puissance de la masse d'air
P_{max}	Puissance maximale
C_p	Coefficient de puissance
λ	Vitesse réduite
ρ	Densité volumique de l'air 1.225 Kg.m ⁻³
V_v	Vitesse de vent amont
S	Section balayée par les pâles

Ω	Vitesse angulaire de rotation de la turbine.
R	Rayon de la turbine.
V_{s_d}, V_{s_q}	Tension du stator sur l'axe d et q
I_{s_d}, I_{s_q}	Courant du stator sur l'axe d et q
$\varphi_{s_d}, \varphi_{s_q}$	Flux du stator sur l'axe d et q
ω_s	Pulsation des courants statoriques

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les disparités entre les deux mondes civilisé et non civilisé ou riche et non riche sont visibles même dans la consommation de l'énergie électrique. En effet, en moyenne, un américain consomme environ 13000 kWh d'énergie électrique par an, tandis que dans les régions sous développées d'Afrique, cette moyenne tombe à 100 kWh voire 50 kWh par an. Dans les faits, près de deux milliards de personnes n'ont pas du tout accès à l'électricité. En termes de justice sociale et pour des considérations plus pragmatiques, il est essentiel que ce déséquilibre soit réduit [1].

Pour réaliser un scénario d'électrification globale qui permettra à l'ensemble de la population de la planète d'atteindre une moyenne de consommation juste de l'ordre de 3000 kWh par an, il faudrait augmenter considérablement la production d'énergie électrique. La question qui se pose alors est : est-il convenable d'utiliser les combustibles d'origine fossile ou nucléaire seulement? En considérant que le changement climatique est effectivement en route, la première option serait un désastre environnemental, et réduirait la durée de vie des gisements. La seconde option pourrait apparaître bénigne du point de vue environnemental, mais pourrait créer une demande de plus en plus grande d'approvisionnement en uranium, et conduirait à l'augmentation des déchets nucléaires qui posent déjà problème aujourd'hui. La seule alternative saine est le développement des sources d'énergies renouvelable, garantes de la durabilité de l'énergie électrique [1, 2].

La COP21 (Paris novembre 2015), qui complète le Protocole de Kyoto, où les parties se sont engagées à protéger la planète en réduisant les gaz à effet de serre dans des proportions fort importantes, a conduit les pays industrialisés à encourager la pénétration des énergies renouvelables, dites aussi énergies propres ou vertes, pour satisfaire la demande sans cesse croissante en énergie électrique. Les engagements pris portent sur un taux de pénétration de ces énergies allant jusqu'à 40% d'ici à 2030 (cas de l'Inde). Ces forts taux de pénétration des énergies renouvelables, dont une bonne partie provient de la production décentralisée, ne sont pas sans impacts sur l'exploitation et la gestion futures du réseau. Actuellement, les productions décentralisées installées dans le monde ne participent pas aux services systèmes. Elles sont considérées comme des charges négatives et ce sont les centrales classiques qui assurent la stabilité des réseaux électriques [3]. Il est prévu que l'insertion de la production décentralisée, en particulier l'éolien soit dans un avenir proche de plus en plus importante. L'augmentation du taux

de pénétration de cette dernière sera donc conditionnée par la participation aux services systèmes tels la régulation de tension, le contrôle des flux des puissances, l'amortissement des oscillations de puissance, la compensation de l'énergie réactive, la contribution à la répartition de charge, et la stabilité du réseau [4].

Le problème de la stabilité s'est posé à l'exploitant du réseau électrique depuis l'apparition des grands réseaux maillés. En raison de la taille élevée du réseau l'étude de la stabilité et notamment la stabilité transitoire qui traite le comportement dynamique des systèmes électriques lors des perturbations importantes, est vue comme l'une des plus complexes études à cause de la non linéarité des réseaux électriques. La sécurité du fonctionnement des réseaux électriques dépend de la parfaite maîtrise des transitoires électromécaniques engendrés par les incidents affectant le réseau. Cette maîtrise est par ailleurs indispensable à la conception et au réglage des systèmes de protection et des régulations primaires des groupes. Elle est aussi à la base de la définition des règles d'exploitation et de leur correcte application. Beaucoup de méthodes d'évaluation et d'amélioration des marges de la stabilité transitoire ont été élaborées pour assurer la continuité de service [2].

Sur le plan pratique, les gestionnaires du réseau souhaitent d'une part avoir plus d'énergie fournie par des productions décentralisées, et veulent d'autre part limiter, dans les situations critiques, leur influence négative sur le réseau. Cet impératif nécessite donc une très bonne connaissance et une bonne identification des productions décentralisées intégrées au réseau et entre autres, leurs points de connexion ainsi que leurs comportements lors d'une perturbation [4].

De nos jours, les productions décentralisées à base d'éoliennes sont équipées de générateurs à induction, dont les taux des puissances converties dépendent des niveaux des tensions du réseau électrique aux points de couplage communs (PCC). Quand un défaut se produit quelque part dans le réseau électrique, une chute de tension au PCC a lieu et le générateur à induction accélère en raison du déséquilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique du générateur. Pendant ce temps, le générateur à induction tire plus de puissance réactive du réseau électrique et contribue donc à l'effondrement de la tension au PCC[5]. Cette situation nécessite donc l'ajout de compensateurs d'énergie réactive pour limiter la puissance réactive appelée du réseau. Les compensateurs sont en général des batteries de condensateurs qui néanmoins présentent plusieurs inconvénients. Les dispositifs FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System), dont l'apparition est récente sont une bonne alternative aux batteries de condensateurs [5, 6]. Ils sont capables de fournir au réseau électrique, une compensation de puissance active et réactive rapide et peuvent être utilisés pour soutenir la tension, contrôler les flux d'énergie, améliorer le pouvoir d'amortissement des oscillations et

augmenter la stabilité transitoire. Des FACTS convenablement localisés permettent une plus efficace exploitation des réseaux de transport existants [5, 7,8].

L'objectif général de notre travail de thèse est de définir le comportement dynamique des réseaux électriques en présence d'une production décentralisée et de l'améliorer en utilisant les dispositifs FACTS. Pour ce faire, la présente thèse a été divisée en quatre chapitres d'une accrue nécessité. Dans le premier chapitre, et après une recherche bibliographique approfondie, un état de l'art a été développé sur les conséquences opérationnelles, économiques et techniques liés à l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux électriques, notamment les problèmes techniques à savoir la tension, le sens de transit de puissance, le plan de protection et le problème de stabilité. Cet état de l'art nous a dévoilés que plusieurs recherches sont lancées pour résoudre et surmonter les problèmes liés à cette intégration. Dans le deuxième chapitre, nous allons présenter la structure physique des réseaux électriques, les mécanismes de formation des incidents majeurs ainsi que les causes de l'écroulement des tensions des réseaux électriques. Un aspect théorique général du problème de la stabilité des réseaux électriques, les techniques de son amélioration et la modélisation des composants du réseau électrique seront aussi présenté, puis la méthodologie d'analyse du problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques par la méthode d'intégration numérique ainsi que, l'influence sur la stabilité transitoire des différents facteurs à savoir la durée du défaut, la localisation du défaut et la variation de la charge seront abordés dans ce chapitre. Dans le troisième chapitre, nous décrirons brièvement une production décentralisée à savoir l'éolienne et la modélisation de l'ensemble du système éolien ainsi que, nous montrerons l'impact potentiel de l'insertion de la production décentralisée à base d'éoliennes sur la stabilité transitoire du réseau électrique. Dans le premier chapitre, et après une recherche bibliographique approfondie, un état de l'art a été détaillé où une étude de l'évolution de l'intégration des productions décentralisées à base d'éoliennes ainsi que, les différentes problèmes induits par l'intégration de ce type d'énergies dans les réseaux électriques ont étaient présentés à savoir la tension, le sens de transit de puissance, le plan de protection et le problème de stabilité. Dans le dernier chapitre, nous exposerons un bref aperçu sur les systèmes FACTS et les techniques de leurs localisations, afin d'envisager leurs applications pour améliorer la stabilité des réseaux électriques et nous présenterons l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les dispositifs FACTS sans la présence de la production décentralisée. Comme dispositifs FACTS, nous allons considérer le SVC (compensateur shunt), le TCSC (compensateur série) et une hybridation de ces deux derniers. Le problème sera aussi étudié en considérant la production décentralisée en présence d'un SVC. La validation des

approches proposées dans le cadre de cette thèse se fera sur le réseau IEEE de 30 jeux de barres. Les logiciels utilisés alors sont Matlab7.9.0 et PSAT.

Enfin, cette étude sera terminée par une conclusion générale présentant l'essentiel du travail effectué, les principaux résultats obtenus et les perspectives de développement de ce thème.

Chapitre 01

ÉTAT DE L'ART SUR L'INSERTION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1.1. Introduction

Généralement, le renforcement des moyens de production de l'énergie électrique se fait par l'intégration de nouvelles unités de production centralisée aux réseaux électriques. Au cours de ces dernières années, la tendance de libéralisation du marché de l'électricité a favorisé l'émergence de nombreux producteurs dans les réseaux électriques, on les surnomme, Production Distribuée ou Production Décentralisée. Cependant, cette intégration aura des conséquences opérationnelles, économiques et techniques sur les réseaux électriques.

Dans ce chapitre, on présente l'état de l'art de l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux électriques, on focalise sur les problèmes techniques liés à l'intégration de cette dernière à savoir la tension, l'écoulement de puissance, la protection et la stabilité.

1.2. Définition de la production décentralisée

Fréquemment, la Production Décentralisée (PD) est défini sur la base de sa taille et de son emplacement, mais certains pays définissent la production décentralisée suite à ses caractéristiques de base (par exemple, l'intégration de sources renouvelables, la cogénération, le fait qu'elles ne peuvent pas être réparties, etc.). Dans la littérature, les définitions de la génération distribuée ne sont pas cohérentes. Néanmoins, la définition suivante est généralement retenue «Une centrale connectée directement au réseau de distribution ou au côté du compteur du client». De plus, des termes tels que production intégrée, production dispersée, ressources énergétiques distribuées (DER) et production décentralisée, ont également été utilisés dans le contexte de la PD. Le terme production dispersée désigne généralement une unité de production d'énergie distribuée, quelle que soit la technologie utilisée, qu'elle soit connectée au réseau ou totalement indépendante du réseau [9]. Les définitions suivantes sont utilisées dans différents pays et situations:

Le DOE (US Department of Energy) considère que les tailles des systèmes d'énergie distribués vont généralement de moins d'un kilowatt (kW) à plusieurs dizaines de mégawatts (MW). En

Nouvelle-Zélande, les unités de production d'une capacité inférieure à 5 MW sont généralement considérées comme des PD [9].

Selon l'IEEE, la production décentralisée est définie comme une production d'électricité par des installations largement plus petites que les centrales de production principales qu'on peut connecter à n'importe quel point d'un réseau électrique [10].

Dans [11], les auteurs concluent que la production distribuée peut être définie en termes de connexion et d'emplacement plutôt qu'en termes de capacité de production.

1.3. Impacts de l'insertion de la production décentralisée dans le réseau électrique

Un système de production distribuée peut utiliser une source de production renouvelable ou non qui peut aussi être connecté au réseau comme il peut être autonome. En raison de son faible coût de revient et de sa petite taille, la production distribuée joue un rôle important dans la planification des réseaux électriques. L'introduction de la PD dans le réseau électrique peut avoir un impact significatif sur l'exploitation de ce dernier. Ces impacts peuvent être positifs ou négatifs en fonction des caractéristiques de fonctionnement du réseau et des caractéristiques de la PD. Les impacts positifs sont [12-14]:

- Réduction des pertes.
- Amélioration de la fiabilité du réseau.
- Amélioration la tension et qualité de puissance.
- Augmentation des capacités de transmission et de distribution.
- Remise à niveau les infrastructures de transport et de distribution.
- Réduction des coûts en évitant le transport en haute tension sur de longues distances.
- Respect de l'environnement lorsque des sources renouvelables sont utilisées.

Avec l'augmentation du nombre de systèmes de génération distribuée, des problèmes de maintenance et de sécurité surgent. Ces problèmes peuvent être opérationnels, économiques et techniques.

1.3.1. Impacts économiques

L'un des principaux obstacles à la croissance de la PD est la compétitivité des coûts de la production décentralisée. Le coût du système de PD varie toutefois beaucoup d'une technologie à l'autre. Cette section aborde les aspects financiers de l'intégration de la PD sur le service public d'électricité et ses clients. Quelques points majeurs sont les suivants [15]:

1.3.1.1. Coût d'investissement élevé

La production décentralisée est moins compétitive que les autres technologies conventionnelles. Selon [15], l'un des principaux problèmes restants concerne les coûts d'investissement relativement élevés par kW installé par rapport aux grandes centrales.

1.3.1.2. Faible perte en transmission

La quantité d'énergie perdue lors de la transmission d'électricité est réduite car l'électricité est générée à proximité de son utilisation, parfois même dans le même bâtiment. Cela réduit également la taille et le nombre de lignes électriques à construire [15].

1.3.1.3. Impact sur le prix de l'électricité

Les sociétés de distribution et les gros clients, qui achètent de l'électricité directement sur les marchés, peuvent installer leurs propres systèmes de PD pour satisfaire partiellement leur demande en électricité. Pour cette raison, ils achèteront moins d'énergie du réseau, ce qui réduira leurs coûts. En installant plus d'unités PD, les acteurs du marché peuvent faire face à la variation du prix pendant les heures de pointe. Le prix du marché est affecté par la capacité des clients à choisir entre l'électricité du réseau et celle de leurs propres unités PD, ce qui entraîne une réduction du pouvoir de marché des entreprises de production [15].

1.3.2. Impacts opérationnels

Dans cette catégorie, les impacts opérationnels qui doivent être prises en compte lors du fonctionnement du système de PD sont mentionnés, voici quelques points importants [15, 16] :

1.3.2.1. Besoins de stockage

En raison des problèmes de prévision associés aux sources d'énergie renouvelables, la situation nécessite de plus en plus de systèmes de stockage. Ce dernier peut utiliser des batteries, des supra-condensateurs, des systèmes de stockage d'énergie magnétique à supraconducteur, etc [16].

1.3.2.2. Mode opérationnel

De nombreuses PD sont de nature flexible et peuvent donc être utilisées en mode veille ou de pointe. L'utilisation de la PD permet une réaction flexible aux évolutions des prix de l'électricité. La PD sert alors comme couverture contre ces fluctuations de prix. Le mode de fonctionnement de la PD doit être surveillé en permanence afin de pouvoir le modifier en fonction de la demande [16].

1.3.3. Impacts techniques

L'intégration de la production décentralisée a pour objectif de résoudre les problèmes techniques liés à cette intégration afin de garantir une fiabilité élevée du système. La section suivante donne un aperçu des problèmes techniques liés à la production décentralisée.

1.3.3.1. Capacité du réseau

L'ajout de générateurs distribués au niveau de la distribution peut avoir un impact significatif sur la quantité d'énergie électrique portée par câbles, lignes et transformateurs. Ces derniers seront les plus touchés lorsque la production d'énergie augmente par rapport à la consommation d'énergie [15].

1.3.3.2. Le sens de transit de puissance

Généralement, les réseaux HTA sont dimensionnés pour accueillir des consommateurs. L'interconnexion d'une PD avec le départ de la distribution peut avoir des effets importants sur le système, tels que le flux d'énergie au niveau des postes HTA-HTB où on peut constater une inversion des flux de puissance au niveau de ces postes (voir figure. 1.1) [17].

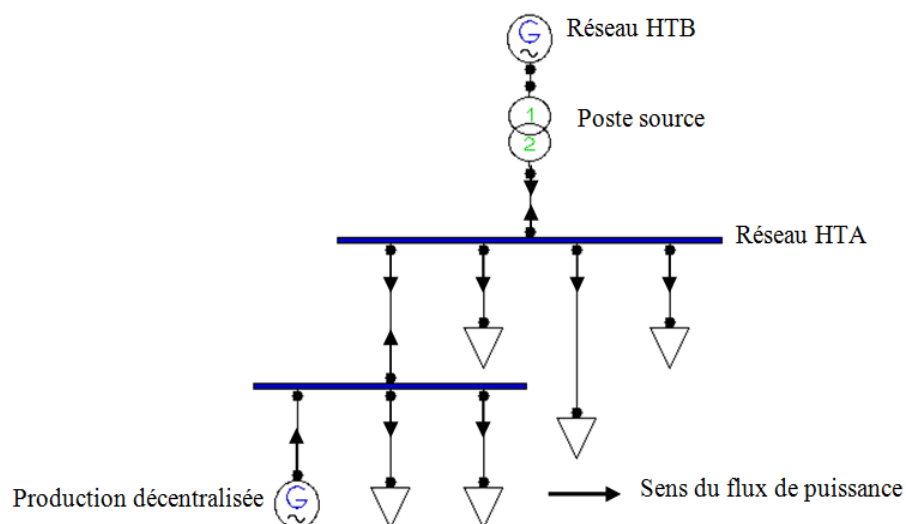


Figure 1.1: Modification du sens des flux de puissance [17].

De ce fait, les dispositifs de contrôle et de protection n'assurent alors plus leurs fonctions correctement et ne peuvent plus gérer la situation d'où la nécessité d'avoir de nouveaux moyens de protection bidirectionnels [15,18-19].

1.3.3.3. Effet sur la qualité de l'énergie

La production décentralisée peut contribuer à l'amélioration ou la détérioration de la qualité de l'énergie électrique [11]. La fréquence est l'un des paramètres importants de la qualité de l'énergie. L'installation et la connexion de PD au réseau existant affecteront la fréquence du système. PD peut être une source d'harmoniques pour le réseau. Les harmoniques produits peuvent provenir soit de l'unité de production elle-même (générateur synchrone), soit d'équipements électroniques de puissance tels que des inverseurs. Aujourd'hui, les onduleurs sont conçus avec la technologie IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) qui utilise la commande PWM (pulse width modulation) pour générer une onde sinusoïdale pure. Cette nouvelle technologie produit une sortie plus propre avec moins d'harmoniques [15, 18].

Le flicker (variations rapides de la tension) est également un problème important de qualité de l'énergie. Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control) et à l'effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ces phénomènes. La technologie d'éolienne la mieux adaptée pour limiter l'impact sur le réseau de ces variations est celle complètement interfacée avec le réseau via de l'électronique de puissance permettant ainsi un certain découplage entre la turbine et le réseau [20-22].

1.3.3.4. Effet sur le système de protection

L'insertion de la production décentralisée au réseau modifiera les courants des défauts et également le réglage des seuils des protections. D'ailleurs, cette modification peut conduire à une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection [11,18].

Pour que PD ait un effet positif, il doit être correctement synchronisé avec les conditions de fonctionnement du système. Le PD est connecté au réseau via un point d'interconnexion appelé point de couplage commun (PCC). Le PCC doit être correctement protégé pour éviter tout dommage aux équipements PD, en cas de défaillance [11].

La commande des commutateurs des inverseurs est un autre problème avec la production décentralisée. Si la vitesse de ces derniers est plus lente, cela peut augmenter la durée du défaut et entraîner d'autres défauts graves. D'autre part, si la vitesse est supérieure à ce qu'elle peut être refermée avant la déconnexion complète du PD et peut endommager le PD. Par conséquent, il est

nécessaire de trouver un équilibre entre une qualité d'approvisionnement et des dommages potentiels pour le PD [15].

1.3.3.5. Effet sur la fiabilité

Le temps nécessaire au démarrage de la PD doit être pris en compte pour l'évaluation de la fiabilité du système de distribution, y compris la PD. Si ce délai est suffisamment court, les clients subissent une interruption momentanée, sinon ils subissent une interruption soutenue [15,18].

1.3.3.6. Effet sur la régulation de la tension

La régulation de la tension du système de distribution est conçue sur la base des variations journalières et saisonnières prévues de la charge. Sans productions décentralisées, l'énergie électrique, unidirectionnelle, provient du réseau de transport vers les consommateurs à travers un réseau de distribution, avec des tensions qui décroissent en fonction de la distance par rapport au poste source mais toujours maintenues dans les limites admissibles. Et selon l'expression de la chute de tension dans un conducteur pouvait s'écrire [18, 23]:

$$\Delta V = \frac{rP + xQ}{V_2} = V_1 - V_2 \quad (1.1)$$

Où :

ΔV est la chute de tension de la ligne.

r et x sont la résistance et la réactance de la ligne.

P et Q sont les puissances active et réactive transportée par la ligne.

V_1 et V_2 sont les tensions de la source et de la charge.

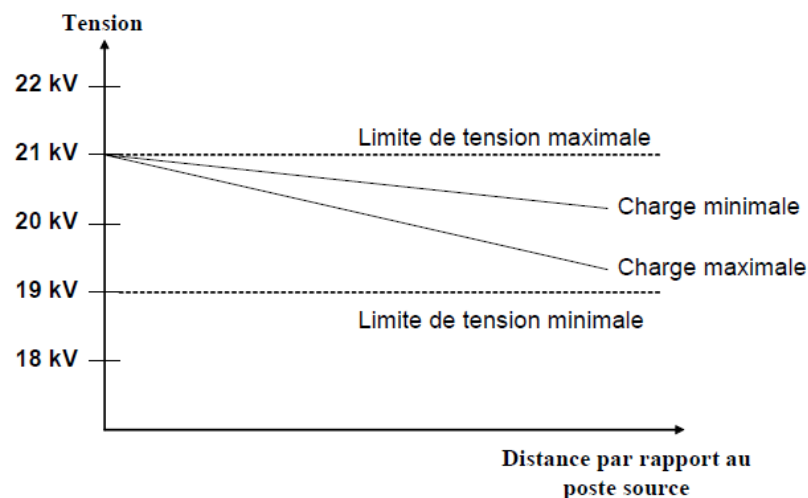


Figure 1.2: Plan de tension sans producteur [24].

En examinant l'expression (1.1) on remarque que la variation lente ou rapide des deux types

d'énergie aura des répercussions sur la tension du réseau.

La gestion du plan de tension a pour objet de maîtriser les chutes de tension actives et réactives qui sont croissantes de l'amont vers l'aval tout en assurant le respect des obligations contractuelles ou réglementaires (Figure.1.2) [24].

La présence d'une production décentralisée modifie cette règle (Figure.1.3). Car avec l'intégration de cette dernière, l'écoulement de puissance peut devenir bidirectionnel en fonction du taux de pénétration ce qui provoque une élévation des tensions aux jeux de barres du réseau qui peuvent se transformer en surtensions si les limites admissibles sont dépassées, notamment en cas de faible charge du réseau [24].

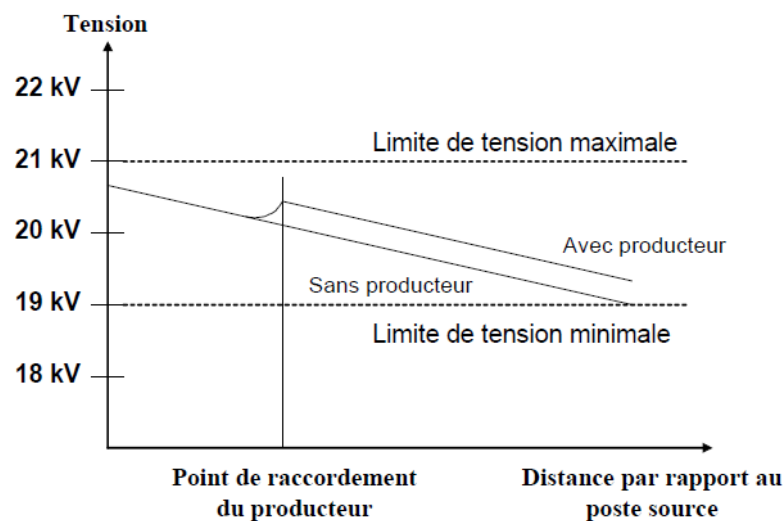


Figure 1.3 : Plan de tension avec producteur [24].

1.3.3.7. Effet sur la perte de puissance

Les pertes en ligne sont directement liées à l'efficacité du système. Des pertes plus élevées entraîneront une faible efficacité du système. Les pertes en ligne peuvent être réduites en diminuant soit le courant de ligne, soit la résistance, soit les deux à la fois. Lorsque la PD est utilisé pour fournir localement de l'énergie à la charge, les pertes en ligne peuvent être réduites en raison de la diminution du flux des courants dans certaines parties du réseau. Toutefois, les générateurs PD peuvent augmenter ou réduire les pertes en fonction de leur emplacement, de leur capacité et de la variation relative de la charge, ainsi que de la topologie du réseau [15]. Des recherches récentes ont montré qu'avec un taux de pénétration très élevé, les pertes dans les réseaux de transport et de distribution augmentent [15, 18, 22].

La localisation des unités PD est un critère important qui doit être analysé pour pouvoir obtenir une meilleure fiabilité du système avec des pertes réduites [22]. Localiser les unités PD pour minimiser les pertes revient à localiser les batteries de condensateurs pour réduire les pertes. La

principale différence entre les deux situations réside dans le fait que PD fournit la puissance active et la puissance réactive (P et Q), alors que les batteries de condensateurs ne contribuent qu'au flux de puissance réactive (Q) [15].

1.3.3.8. Le problème de stabilité

Les problèmes de stabilité bien connus dans le réseau de transport, sont nouveaux dans le réseau de distribution. Au cours des dernières années, avec l'intégration de plus en plus importante de la production décentralisée dans le réseau de distribution, les problèmes de stabilité de fréquence, de tension voire la stabilité transitoire et par là, la sécurité de fonctionnement du système électrique doivent être revus [19]. Parmi les sources d'énergie renouvelables, l'énergie éolienne est la plus attrayante pour la production de masse. Ceci est soutenu par une croissance exponentielle de la capacité de production éolienne installée dans le monde. L'augmentation rapide du nombre d'installations éoliennes au cours des dix dernières années a énormément profité des progrès technologiques qui ont permis de réduire considérablement les coûts d'investissement associés à la production éolienne. Plusieurs chercheurs ont proposé différentes approches pour tenter de comprendre l'impact de la production décentralisée à base d'éolienne sur la stabilité des réseaux électriques. A titre indicative :

Anil et Shandilya [21] ont souligné l'importance de la stabilité du réseau, qui est une considération essentielle pour l'interconnexion de tout nouveau système avec le réseau existant. Les contraintes liées à la nature variable de l'énergie éolienne rendent nécessaire l'élaboration de normes d'interconnexion permettant au réseau de maintenir la variabilité sans nuire à la qualité de l'énergie.

Dans [25-26], l'impact de la production décentralisée à base d'éolienne sur la stabilité de la fréquence est étudié. Les variations rapides de la puissance générée par les éoliennes, tout comme les variations de charge, peuvent induire des fluctuations de la fréquence du réseau et implique les centrales éoliennes de développer les structures de contrôle modernes afin d'apporter une contribution considérable à la stabilité de la fréquence du réseau électrique.

L'effet de la capacité et de l'emplacement des (PD) sur l'amélioration de la stabilité de la tension dans les réseaux de distribution est présenté dans [27]. L'algorithme d'optimisation d'évolution différentielle (DE) est proposé pour améliorer la stabilité de la tension et minimiser les pertes de puissance. Les résultats de la simulation sur le réseau IEEE 30 jeux de barres montrent que l'algorithme proposé est efficace pour améliorer la stabilité de la tension et le taux de pénétration et le nombre de PD ont un effet principal sur les pertes de puissance.

Dans [19], l'impact de PD à base des générateurs synchrone et asynchrone sur la stabilité de la tension et la stabilité transitoire du réseau électrique ont été étudiés et examinés séparément. Il a été démontré que les générateurs synchrones et asynchrones n'avaient pas d'impact significatif sur la variation de vitesse de rotation des générateurs synchrones centralisés, par contre les générateurs synchrones améliorent considérablement les chutes de tension aux niveaux des jeux de barres lors d'un défaut dans le réseau électrique. Cependant les générateurs asynchrones ont un impact négatif sur les tensions.

Toutes ces recherches soulignent l'importance de la gestion du code de réseau lorsque la PD s'intègre au réseau et qu'il est urgent de prendre en charge le fonctionnement fiable et sécurisé du réseau électrique. Il est également demandé de moderniser l'infrastructure du réseau de transport. A cet effet, et selon les énoncés ci-dessus, les contrôleurs FACTS sont un nouveau axe de recherche et une solution de ces problèmes, car ils sont plus fiables.

L'utilisation améliorée du réseau existant est fournie par l'application de technologies de contrôle avancées. Les équipements basés sur l'électronique de puissance ou FACTS apportent des solutions techniques éprouvées pour faire face aux nouveaux défis opérationnels. La technologie FACTS permet d'améliorer le fonctionnement du réseau de transport avec un investissement minimal dans l'infrastructure, des incidences environnementales et un temps de mise en œuvre réduit par rapport à la construction de nouvelles lignes de transport.

Le problème majeur pour la maintenance des codes de réseau concerne les variations de tension. Ils sont généralement résolus par la compensation de puissance réactive par des batteries de condensateurs. Mais les contrôleurs FACTS apportent une grande ouverture pour tous les problèmes.

Dans [22], l'analyse de la stabilité de tension des réseaux électriques en présence des éoliennes à vitesse fixe à base des générateurs à induction à cage d'écureuil est développée. Cette dernière montre que les générateurs à induction à cage d'écureuil utilisés dans les éoliennes peuvent conduire à une instabilité de la tension. L'étude a démontré que l'insertion d'un dispositif de compensation dynamique de la puissance réactive (STATCOM) pouvait considérablement améliorer la récupération des éoliennes après l'effondrement de la tension, car ce dispositif permettait une restauration plus rapide de la tension, et améliorant ainsi les conditions limites de stabilité des générateurs à induction. L'utilisation de la compensation réactive dynamique permet d'éviter les fluctuations de tension pendant le fonctionnement normal et d'éviter l'instabilité de la tension pendant le fonctionnement en îlotage.

Salman et Teo [28] ont étudié le comportement dynamique de plusieurs éoliens intégrés au même réseau. Les auteurs ont conclu que le comportement d'une éolienne en défaut connectée au

réseau de distribution influait sur la stabilité d'autres éoliens connectés au même réseau. Pour résoudre ce problème, le temps critique d'élimination du défaut (CCT) en présence de plusieurs éoliens peut être légèrement amélioré en installant des compensateurs synchrones statiques (SSC).

Dans [29], l'application des dispositifs FACTS pour améliorer les performances dynamiques et transitoires des réseaux électriques en présence des éoliennes est examinée. Un STATCOM et un SSSC sont placés à des emplacements appropriés dans un réseau multi-machines à 12 jeux de barres en présence d'une éolienne. Les résultats montrent que les dispositifs FACTS constituent un moyen efficace de contrôle dynamique de la tension, du flux de puissance sur les lignes de transmission, et améliore l'amortissement des oscillations de puissance du réseau électrique.

La lecture de la revue de la littérature implique une orientation des travaux de recherche vers l'importance de l'intégration des productions décentralisées (renouvelable) dans les années à venir et les problèmes associés à cette intégration. En effet, chaque fois que les énergies renouvelables sont intégrées, elles entraînent dans le réseau des fluctuations de tension du réseau, des modifications des flux des puissances, le flicker de la tension et les harmoniques. Il est donc question de trouver des solutions à ces problèmes. Un des moyens les plus indiqués sont les contrôleurs FACTS. Plusieurs chercheurs ont étudié les applications des FACTS, notamment pour améliorer la stabilité de la tension en présence d'éoliennes. En effet, Salehi et Afsharnia [30] ont constaté que les générateurs éoliens ont la tendance d'absorbées une grande quantité de puissance réactive du réseau électrique, et génèrent de ce fait une chute de tension pouvant poser des problèmes de stabilité de la tension. Ces auteurs ont de ce fait recouru à l'utilisation des SVC et des STATCOM pour augmenter la marge de stabilité de la tension même lors des variations de charge dynamiques et transitoires.

Dans [31 ,32], l'analyse statique et dynamique de la stabilité de tension des réseaux électriques en présence des parcs éoliens en utilisant des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) est étudiée. Il a été démontré qu'une combinaison entre les techniques d'étude de la stabilité de la tension, à savoir l'analyse des courbes modales et de bifurcation P-V, Q-V, peut être utilisée. Une solution pour augmenter la stabilité du système consiste à utiliser des contrôleurs de puissance réactive. De plus, il a été démontré que les STATCOM avaient des performances supérieures à celle des SVC lors de cette éventualité.

Dans [33], l'efficacité d'un STATCOM dans la prévention de la propagation du Flicker induite par les aspects aérodynamiques des éoliennes. Un petit parc éolien équipé d'éoliennes à vitesse fixe connectées à un réseau de distribution est étudié en utilisant un STATCOM pour

améliorer la qualité de l'énergie. Les aspects aérodynamiques et mécaniques d'une éolienne sont simulés à l'aide de TurbSim, AeroDyn et FAST, tandis que les composants électriques de l'éolienne, des STATCOM et du réseau sont modélisés par des blocs Simulink. Il a été démontré qu'un STATCOM peut atténuer avec succès les variations de tension et diminuer le niveau de Flicker du réseau.

Suite à ce qui a été précédemment évoqué, on constate que la plupart des recherches s'orientent vers l'application des dispositifs FACTS shunts pour améliorer la stabilité de la tension des réseaux de distribution en présence d'éoliennes et par là atténuer les fluctuations de tension et réduire les harmoniques en cas de défaut.

Les études menées jusqu'ici ont toutes portées sur la stabilité de la tension et très peu d'entre elles ont été consacrées aux effets de la stabilité de l'angle de rotor sur la stabilité du réseau. Notre contribution dans le cadre de cette thèse s'inscrit donc dans cette direction. Elle porte sur l'analyse et l'amélioration de la stabilité du réseau en s'appuyant sur la stabilité des angles rotoriques suite aux grandes perturbations (la stabilité transitoire) dans les réseaux de transport. Il est aussi question de voir comment et par quelles moyens est-il possible d'améliorer cette stabilité en présence des productions décentralisées à base d'éoliennes. Explicitement, il est question dans le cadre de cette thèse d'étudier l'effet des dispositifs FACTS sur la stabilité des angles rotoriques et principalement celui des SVC.

1.4. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des définitions de production décentralisée et les paramètres devant être pris en compte lors de l'intégration de cette dernière aux réseaux électriques dans l'intérêt des opérateurs publics et des consommateurs. Une production décentralisée correctement installée sera bénéfique pour l'environnement et sera économiquement avantageuse. Bien que la production décentralisée ait le potentiel de jouer un rôle important dans la satisfaction de la demande future en énergie, il subsiste néanmoins des obstacles économiques, opérationnels et notamment des problèmes techniques à savoir: la tension, l'écoulement de puissance, la protection et la stabilité; qui limitent l'introduction et l'utilisation de la production décentralisée.

Chapitre 02

STABILITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

2.1. Introduction

La compréhension des divers phénomènes qui se produisent dans les réseaux électriques ne peut être saisie sans se faire une idée sur l'architecture du réseau électrique, les mécanismes de formation des incidents majeurs et comment on arrive à l'effondrement de la tension du réseau. Ce chapitre vient alors clarifier de manière brève ces aspects. Il est aussi consacré à l'introduction du problème de la stabilité dans les réseaux électriques en vue d'en définir les contours qui vont aider dans son étude. On abordera alors le vocabulaire de la stabilité et particulièrement celui de la stabilité transitoire, ses concepts fondamentaux, ses classes, ainsi que les facteurs l'influençant. Après quoi, une synthèse des différentes méthodes d'analyse et d'évaluation de la stabilité transitoire, les techniques et les moyens de son amélioration seront donnés. Nous donnerons aussi les modèles des composantes du réseau électrique pour l'étude de la stabilité. À la fin de ce chapitre, nous présenterons la méthodologie d'analyse du problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques par la méthode d'intégration numérique ainsi que, l'influence sur la stabilité transitoire des différents facteurs à savoir la durée du défaut, la localisation du défaut et la variation de la charge.

2.2. Structure du réseau électrique

La structure de base des réseaux électriques actuels est schématiquement illustrée par la figure 1.1. Elle montre que trois étages forment le réseau électrique à savoir, la génération, la transmission et la distribution [34, 35,36].

2.2.1. Génération

La génération de l'énergie électrique s'appuie traditionnellement sur un nombre relativement faible de grandes centrales connectées au système de transmission. Ces centrales sont généralement de type thermique ou hydroélectrique où l'énergie mécanique produite est convertie en énergie électrique. Les principales sources d'énergie thermique utilisées sont le charbon, le gaz naturel, le pétrole et le combustible nucléaire [34, 35]. Ce dernier type d'énergie n'est d'ailleurs pas présent en Algérie bien que des tentatives dans ce sens ont été entreprises

durant les années deux mille mais, elles sont restées sans suites.

La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique dans les centrales thermiques ou hydrauliques traditionnelles est en général réalisée à travers des générateurs synchrones. Ces derniers fournissent la puissance électrique qu'ils produisent au système de transmission par l'intermédiaire de transformateurs élévateurs (Figure 2.1) dont la fonction est l'élévation du niveau de la tension en le faisant passer de 10 à 20 kV au niveau des centres de génération à quelques centaines de kilovolts qui caractérisent les réseaux de transmission [34].

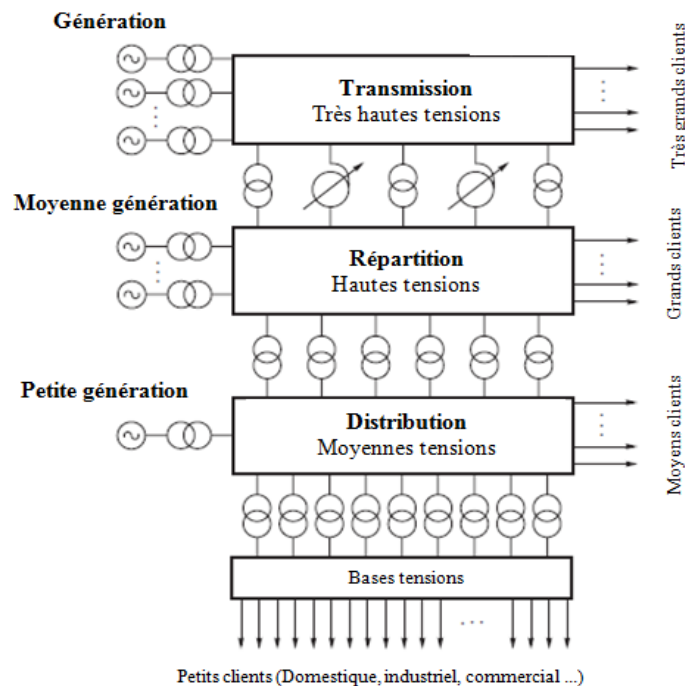


Figure 2.1: Structure de base d'un réseau électrique [34].

2.2.2. Transmission

Un des importants avantages des schémas traditionnels de production de l'énergie électrique est leurs proximités des sources d'énergie primaire (fossile ou hydraulique). Les coûts de production se voient ainsi réduits du fait que le combustible est acheminé sur de très faibles distances ou pas d'acheminement du tout [34,35].

Le réseau de transmission est alors là pour assurer le transport de cette énergie sur de grandes distances vers les centres de charge. Le transport sur de longues distances n'est pas sans conséquences puisque une fraction de l'énergie électrique est perdue lors du transport. Ces pertes étant proportionnelles au carré du courant alors et du fait de la conservation de la puissance, on élève la tension des lignes de transmission (tensions élevées ou très élevées) pour les réduire. Le réseau électrique relie toutes les centrales électriques en un seul système, qui transmet et distribue, de manière optimale, la puissance aux centres de charge. L'architecture maillée ou

interconnectée du réseau de transmission obéit à des impératifs de sécurité. Elle permet de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de fournir de nombreuses voies d'écoulement, par grand flux d'énergie électrique, depuis les points de génération vers les zones de consommation de façon flexible et fiable. Ce schéma de fonctionnement permet une exploitation économique et sûre des moyens de production tout en assurant une compensation de différents aléas (fonction interconnexion). Les réseaux de transmission, essentiellement aériens, doivent être dotés de protections performantes pour assurer la sécurité et la stabilité du système tout entier [36].

Le réseau de transmission est une partie essentielle du système électrique basée sur de complexes mécanismes où l'action de tout composant (une centrale électrique ou une charge) entraîne un changement du fonctionnement du reste du réseau. Les flux de puissance étant répartis entre toutes les lignes du réseau, leur gestion n'est donc pas simple en raison de l'importance des transferts de puissance entre les zones de production et les zones de consommation et de leur variabilité. Ces flux variables rendent alors l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. C'est d'ailleurs pourquoi le transport est sous monopole même dans un marché libéré. Comparés aux réseaux de distribution, les réseaux de transmission sont supervisés et des contrôles de la tension, de la fréquence, de la répartition des flux de puissance et des coûts de production sont effectués [34,36].

Au fur et à mesure que l'on s'approche des centres de charge, l'énergie électrique est transférée du réseau de transport au réseau de répartition. De petits centres de production d'énergie peuvent être raccordés à ce dernier réseau et lui fournissent directement de l'énergie électrique. Les grands consommateurs d'électricité peuvent être alimentés soit directement à partir du réseau de transmission ou à partir du réseau de répartition.

2.2.3. Distribution

La plupart de l'énergie électrique est transférée du réseau de transmission ou de répartition aux réseaux de distribution à haute tension et à moyenne tension afin de l'amener directement au consommateur. Les réseaux de distribution sont généralement de configuration radiale par opposition à la structure maillée utilisée dans le réseau de transport [36, 37]. Les gros consommateurs peuvent être alimentés à partir d'un réseau de distribution faiblement maillés ou, alternativement, alimentés par deux départs radiaux avec une possibilité de commutation automatique entre les départs en cas de coupure de courant. Les petits abonnés reçoivent quant à eux l'énergie demandée en basse tension [34].

Traditionnellement, les réseaux de distribution sont passifs où la génération de puissance

est quasiment absente. Néanmoins, on assiste ces dernières années à une croissance rapide de la production dite décentralisée provenant des sources d'énergie renouvelable a changé cette image. Les écoulements de puissance qui étaient unidirectionnels (du réseau de transport vers les clients) dans les réseaux de distribution sont devenus bidirectionnels. En effet, dans un nombre considérable de cas, les écoulements de puissance sont inversés lorsqu'il y a un excès de production d'énergie éolienne et/ou solaire. Cette situation a créé de nombreux problèmes techniques parmi lesquels on peut énumérer les réglages des systèmes de protection, les chutes de tension et la gestion de la congestion [34, 37].

Les pertes de puissance dans le réseau de distribution varient d'un pays à un autre. En moyenne dans les pays développés elles se situent entre 8-10% de l'énergie électrique produite. Elles peuvent aller jusqu'à 23% dans certains pays du bloc sud. Ces niveaux de pertes s'expliquent par les forts courants, essentiellement réactifs, circulant dans les réseaux de distribution en comparaison aux réseaux de transport et par les faibles moyens mis en œuvre voire leur archaïsme pour les limiter [34].

2.2.4. Demande

La demande d'énergie électrique n'est jamais constante et change continuellement de jour comme de nuit, selon les saisons, les conditions météorologiques et même en fonction du mode de vie d'une société particulière. Sur des intervalles de temps donnés, sont déduites les puissances de pointe, moyennes et en périodes creuses. Par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation appelées courbes de charge sont tracées. Elles indiquent comment les charges évoluent au cours du temps et permettent aux gestionnaires des réseaux de prédire l'évolution de la consommation et de définir les plans prévisionnels de production [38,39].

2.3. Causes des incidents majeurs

Les réseaux électriques sont conçus pour empêcher toutes sortes de troubles tels que la perte d'une ligne de transmission, un groupe de production ou un transformateur. Lorsque le réseau électrique est confronté à une perturbation admissible, il peut récupérer rapidement autrement, l'opérateur devra appliquer les consignes d'urgence tels que le délestage et l'îlotage, afin de préserver le bon fonctionnement du reste du réseau.

D'un point de vue général, les incidents majeurs ne sont pas causés par un seul événement critique mais, par une perturbation initiale suivie de la combinaison d'une cascade d'événements.

Les perturbatrices initiales sont de diverses origines qu'on peut classer selon leur

nature [40]:

Naturelles: les divers conditions météorologiques telles que les tempêtes, les ouragans, les tremblements de terres, les tsunamis, les chutes d'arbres et les foudres.

Techniques: les courts-circuits, les dysfonctionnements des protections, les pertes d'éléments dans le système (transformateurs, générateurs,...), les brusques variations de charge et autres.

Humaines: les fausses manœuvres.

2.4. Causes de l'écroulement des réseaux électriques

Les causes de l'écroulement du réseau électrique sont de différents types parmi lesquelles on peut citer [41]:

- **Cascade de surcharges:** Suite à une perturbation primaire, les répartitions des charges du réseau change et des surcharges apparaissent alors à certains niveaux du réseau (lignes, transformateurs...). Ces surcharges provoquent la déconnexion de quelques lignes et par conséquent, de nouvelles surcharges apparaissent sur les lignes encore en fonctionnement du fait qu'elles prennent le relais pour assurer la puissance demandée par les charges des lignes ouvertes.
- **Écroulement de tension:** Une absence de réserve d'énergie réactive, la perte d'une ligne d'interconnexion ou bien d'un groupe de production conduit à l'écroulement du réseau qui ne peut plus assurer la demande de puissance.
- **Déviations en fréquence:** Lorsqu'un déséquilibre entre la puissance générée et la puissance demandée apparaît, on assiste à une déviation de la fréquence.
- **Perte du synchronisme:** Suite à certaines perturbations, quelques machines synchrones peuvent subir une grande variation d'angle interne suivi d'une variation de vitesse provoquant la perte du synchronisme de la machine.

2.5. Stabilité des réseaux électriques

2.5.1. Définitions de la stabilité

En s'en tenant à la définition faite en 2004 par le groupe conjoint IEEE/CIGRE, on peut définir la stabilité d'un réseau électrique par sa capacité, pour des conditions initiales de fonctionnement données, à revenir à sa position initiale ou tout autre position d'équilibre suite à une perturbation [42]. La stabilité d'un réseau exprime donc sa capacité à rétablir l'équilibre entre les puissances générée et demandée tout en maintenant les variables du système, qui sont limitées pour préserver l'intégrité de ce dernier, intactes sans déclenchement de générateurs ou de

charges, à l'exception de ceux déconnectés pour isoler les éléments défaillants ou déclenchés intentionnellement pour préserver la continuité de fonctionnement du reste du système. La stabilité est donc un état d'équilibre entre des forces en opposition [42].

Le réseau électrique, qui est fortement non linéaire, fonctionne dans un environnement en perpétuelle évolution puisque les charges du réseau, les puissances générées et la topologie, dont l'importance n'est pas à démontrer, changent en permanence [43]. Lorsqu'il est soumis à une perturbation transitoire, la stabilité du réseau dépend de la nature de la perturbation qu'il subit et des conditions initiales de fonctionnement. Selon le cas, les perturbations peuvent être petites ou grandes. Dans le cas de petites perturbations, un changement de charge par exemple, le réseau s'adapte très vite. Il est dans ces conditions capable de retrouver un état de fonctionnement satisfaisant et a l'aptitude de répondre rapidement à la demande de puissance. Le réseau doit également être capable de supporter de sévères perturbations comme le court-circuit sur une ligne de transmission ou la perte d'un générateur important. S'il est stable, le réseau finira par revenir à un état d'équilibre ou de fonctionnement normal, suite à une perturbation transitoire. En revanche, l'instabilité du réseau se traduira par entre autres, une augmentation progressive des écarts des angles de rotor des générateurs ou bien une progressive baisse des tensions des jeux de barres. Ce phénomène peut entraîner des pannes successives qui entraîneront la mise hors service d'une partie importante voire la totalité du réseau électrique [44].

2.5.2. Classification de la stabilité des réseaux électriques

La stabilité des réseaux électriques est en théorie un problème unique. Il n'est cependant, pas pensable de la traiter comme tel du fait que l'instabilité du réseau électrique peut prendre différentes formes et est influencée par un grand nombre de facteurs [44].

L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité des réseaux électriques, est considérablement facilitée par sa classification en des catégories appropriées. Cette classification est essentielle du fait qu'elle va permettre une analyse pratique significative et une simplification de la résolution des problèmes que pose l'instabilité aux réseaux électriques [42,44]. Un certain nombre de facteurs sont à la base de la classification de la stabilité des réseaux électriques, il s'agit de [45]:

- Le lien entre le paramètre principal du système dans lequel l'instabilité a été observée et la nature physique de l'instabilité résultante.
- La taille de la perturbation considérée qui indique la méthode de calcul la plus appropriée et prédit la stabilité.

- Les dispositifs, les processus et l'intervalle de temps qui doivent être pris en considération afin de déterminer la stabilité.

Comme présenté dans la figure 2.2, on dénombre trois types de problèmes de stabilité dans les réseaux électriques. Il s'agit de la stabilité de l'angle de rotor, la stabilité de la fréquence et la stabilité de la tension [46].

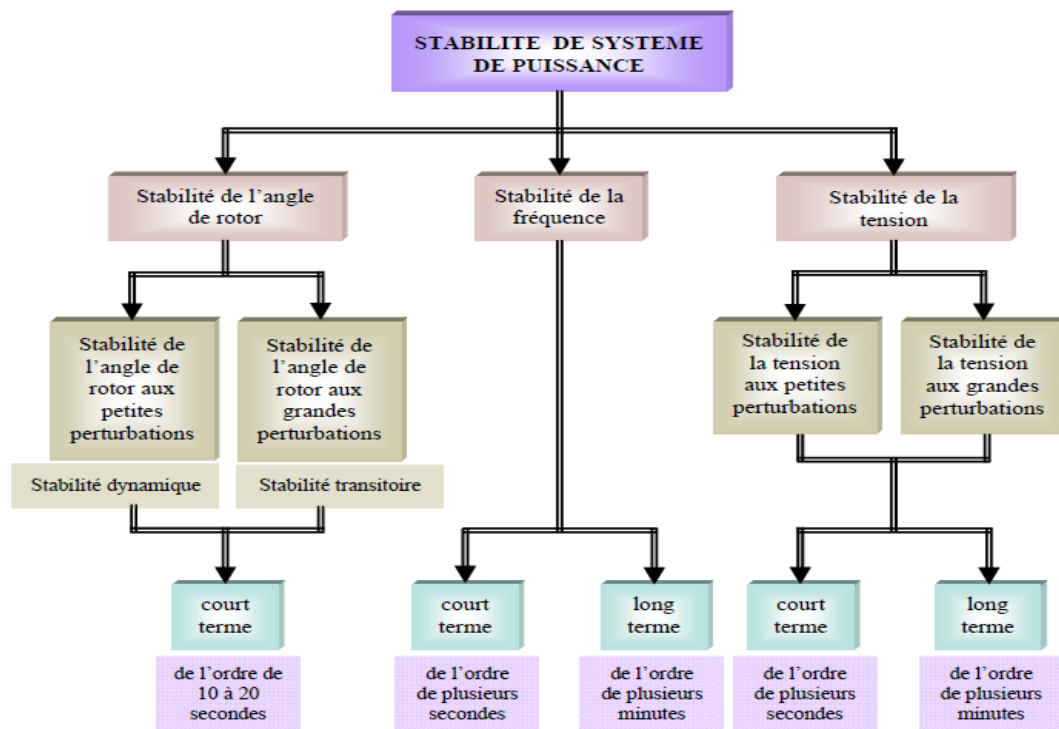


Figure 2.2: Classification des différents types de la stabilité de réseau électrique [2].

2.6. Stabilité de l'angle de rotor

La stabilité angulaire ou de l'angle de rotor est traduite par la capacité des machines synchrones alimentant le réseau électrique à maintenir le synchronisme suite à une ou plusieurs perturbations. Cette stabilité dépend de la capacité des machines synchrones à maintenir ou rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chacune d'elles. L'instabilité quant à elle, se traduit par des fluctuations angulaires croissantes de certains générateurs conduisant à la perte de leur synchronisme par rapport aux générateurs restants [46].

Le problème de stabilité des angles de rotor demande l'étude des oscillations électromécaniques qui est lié au système d'énergie électrique. Un facteur fondamental qui influence cette catégorie de stabilité du système, c'est la manière de la variation des angles de rotor en fonction des puissances générées des machines synchrones. Le mécanisme par lequel les machines synchrones interconnectées dans le même réseau électrique maintiennent leur synchronisme, consiste à restaurer les forces qui agissent chaque fois qu'il y a des forces tendant

à accélérer ou décélérer une ou plusieurs machines par rapport à d'autres machines. Dans des conditions stables, il y a un équilibre entre le couple mécanique d'entrée et le couple électrique de sortie de chaque machine, la vitesse reste alors constante. Si le système est perturbé, cet équilibre est rompu, on assiste alors à une accélération ou une décélération des rotors des machines selon les lois de mouvement d'un corps en rotation. Si un générateur tourne temporairement plus vite qu'un autre, la position angulaire de son rotor par rapport à celle de la machine plus lente avance. La différence angulaire résultante implique un transfert partiel de la charge de la machine lente vers la machine rapide, selon la relation puissance-angle. Cela tend à réduire la différence de vitesse et donc la séparation angulaire [44].

Pour plus de commodité dans l'analyse et pour obtenir un aperçu utile de la nature des problèmes de stabilité, la stabilité de l'angle du rotor est subdivisée en ces deux sous-catégories:

2.6.1. La stabilité de l'angle rotorique suite à de petites perturbations

La stabilité de l'angle rotorique suite à de petites perturbations (ou en petits signaux) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme pour de petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise à des fins d'analyse. Les petites variations de charge qu'on observe régulièrement dans un fonctionnement normal du réseau sont l'exemple typique de telles perturbations [2,46].

La stabilité en petit signal dépend de l'état de fonctionnement initial du système. L'instabilité qui peut en résulter se manifeste de deux manières à savoir [43,44]:

- L'augmentation de l'angle du rotor par un mode non oscillatoire ou apériodique en raison du manque de couple de synchronisation.
- Des oscillations du rotor d'amplitude croissante dues à l'insuffisance du couple d'amortissement.

Dans les réseaux électriques actuels, la stabilité en petit signal est en grande partie un problème d'amortissement insuffisant des oscillations. La fenêtre de temps dans les études de la stabilité en petit signal est de l'ordre de 10 à 20 s après une perturbation.

La stabilité des types d'oscillation suivants est préoccupante:

- Modes locaux ou modes machine-système, associés au basculement d'unités dans une centrale par rapport au reste du réseau électrique. Le terme «local» est utilisé parce que les oscillations sont localisées sur une centrale de production ou sur une petite partie du réseau électrique.

- Modes inter-régions, associés à l'oscillation de nombreuses machines dans une région par rapport aux machines dans d'autres régions. Ils sont causés par deux ou plusieurs groupes de machines étroitement couplées qui sont interconnectés par des liens faibles.
- Modes de commande, associés aux unités de production et autres commandes. Les excitateurs mal réglés, les régulateurs de vitesse, les convertisseurs HVDC (courant continu haute tension) et les compensateurs statiques sont les causes habituelles de l'instabilité de ces modes.

2.6.2. La stabilité de l'angle de rotor suite à de grandes perturbations

La stabilité de l'angle de rotor suite à de grande perturbation ou la stabilité transitoire, comme elle est communément appelée, concerne la capacité du réseau électrique à maintenir le synchronisme lorsqu'il est soumis à une perturbation transitoire sévère. La réponse résultante du système implique des déviations importantes des angles de rotor des générateurs et est influencée par la relation puissance-angle non linéaire [2,46].

La stabilité transitoire dépend à la fois de l'état de fonctionnement initial du système et de la sévérité de la perturbation. Habituellement, la perturbation modifie le système et rend son fonctionnement, à l'état statique après perturbation, différent de celui avant perturbation. L'instabilité se présente sous la forme d'une dérive apériodique due à un couple de synchronisation insuffisant. Elle est alors appelée première stabilité d'oscillation. Dans les grands systèmes d'alimentation, l'instabilité transitoire peut ne pas toujours se produire en tant que première instabilité d'oscillation associée à un seul mode. Elle pourrait résulter d'une déviation de pic accrue provoquée par la superposition de plusieurs modes d'oscillation provoquant de grandes déviations d'angle de rotor au-delà de la première oscillation [44].

Le cadre de temps dans les études de la stabilité transitoire est habituellement limité à 3-5 s après la perturbation. Il peut s'étendre jusqu'à 10 s pour des systèmes très importants avec des oscillations inter régions dominantes [2]. Comme l'indique la figure 2.2, la stabilité en petit signal, ainsi que la stabilité transitoire, sont classées comme phénomènes à court terme.

2.7. Stabilité de la tension

La stabilité de la tension est liée à la capacité d'un réseau électrique à maintenir constantes les tensions de tous ses nœuds que se soit dans des conditions normales de fonctionnement ou après avoir subi une perturbation [2, 47]. L'instabilité qui peut en résulter se produit sous la forme d'une chute progressive ou une augmentation de la tension de certains nœuds. Le résultat possible de l'instabilité de la tension est la perte de charge dans la zone où les

tensions atteignent des valeurs inacceptables ou la perte de l'intégrité du réseau électrique [44].

La chute des tensions progressives dans les jeux de barres des réseaux peut être associée aux angles de rotor qui sortent d'une marge autorisée. Par exemple, la perte progressive du synchronisme des machines lorsque les angles de rotor entre deux groupes de machines est supérieur ou égale 180° entraînerait des tensions très faibles aux points intermédiaires du réseau proche de la centrale électrique [48]. Néanmoins, la chute soutenue de la tension due à l'instabilité de la tension se produit même lorsque la stabilité de l'angle de rotor n'est pas un problème. Le facteur principal contribuant à l'instabilité de la tension est habituellement les grandes pertes de puissance réactive et les chutes de tension résultantes qui se produisent lorsqu'un grand écoulement de puissance active et réactive à travers des lignes de transport électrique caractérisées par des réactances inductives. La capacité de transfert de puissance du réseau de transmission s'en trouve limitée. Dans ce cas, le transfert de puissance et le maintien de la tension sont limités dû au le courant d'excitation de certains générateurs atteignent leurs limites. Habituellement la force qui entraîne l'instabilité de la tension c'est les charges; une perturbation dans un large réseau électrique entraînant une réduction de tension, la puissance consommée par les charges tend à être restaurée par des régulateurs de tension de distribution dans le réseau (action sur les transformateurs, thermostats...). Les charges restaurées augmentent la contrainte sur le réseau à haute tension entraînant une réduction de tension plus élevée. Une situation dégradée provoquant une instabilité de la tension se produit lorsque la dynamique de charge tente de restaurer la consommation d'énergie au-delà de la capacité du système de transport et de la génération connectée [2,49].

Comme dans le cas de la stabilité de l'angle de rotor, il est utile de classer la stabilité de la tension dans les sous-catégories suivantes [44]:

- La stabilité dynamique de la tension c'est la capacité de système de régler les tensions suite à de grandes perturbations telles que les défauts du système et l'interruption de générateur. Cette capacité est déterminée par les caractéristiques de la charge et les systèmes de protection avec les instruments de contrôle. Pour déterminer ce type de stabilité il est nécessaire d'examiner les performances dynamiques non linéaires du système sur une période de temps suffisante et après prendre les mesures nécessaires comme le régulateur de transformateur et les limiteurs de courant d'excitation du générateur. La période d'étude peut s'étendre de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes. Par conséquent, un grand intervalle de temps est nécessaire pour la simulation.
- La stabilité statique de la tension c'est la capacité de système de régler la tension suite à des petites perturbations, semblablement au changement progressive de la charge dans le système

électrique. Cette forme de stabilité est déterminée par la caractéristiques de charge, de contrôle en temps réel et en discrets à un instant donné. Ce concept est utile pour déterminer, à tout instant, comment la tension du système répondra aux petits changements de la charge. Les processus de base contribuant à l'instabilité statique de la tension sont essentiellement pour un système stable.

Le cadre de temps pour les problèmes de stabilité de la tension peut varier de quelques secondes à quelques dizaines de minutes par conséquent, la stabilité de la tension peut être un phénomène à court terme ou à long terme.

L'instabilité de la tension ne se produit pas seule. Souvent, l'instabilité de l'angle du rotor et l'instabilité de la tension se produisent ensemble. L'un peut conduire à l'autre et on ne peut de ce fait distinguer clairement les deux phénomènes. Cependant, pour comprendre les causes sous-jacentes de l'instabilité en question et élaborer des solutions, on doit être en mesure faire un discernement entre la stabilité d'angle et la stabilité de la tension.

2.8. Stabilité de fréquence

Un réseau électrique est dit stable en fréquence s'il est capable de maintenir sa fréquence constante dans une plage nominale à la suite d'une sévère perturbation entraînant un déséquilibre important entre la puissance globale générée et la charge pertes comprises. La stabilité dans ce cas dépend de la capacité à rétablir l'équilibre entre la génération et la demande avec une perte minimale de charge [43].

Généralement les perturbations sévères du système entraînent de grandes variations de fréquence, de puissance, de tension et d'autres variables du système, invoquant ainsi les actions, de contrôles et de protections qui ne sont pas modélisées dans des études de stabilité transitoire ou de la stabilité de tension. Dans les grands systèmes électriques interconnectés, ce type de situation on le trouve dans des îles. La stabilité dans ce cas est une question de savoir si chaque zone atteindra ou non un état acceptable d'équilibre de fonctionnement avec une perte de charge minimale. Généralement, les problèmes de stabilité de fréquence sont associés à des insuffisances dans les réponses de l'équipement, à une mauvaise coordination des équipements de contrôle et de protection ou à une réserve de production insuffisante.

Au cours d'une instabilité de fréquence, les temps caractéristiques des processus et des dispositifs qui sont activés par les grands décalages de fréquence et d'autres variables du système vont de quelques secondes, pour les réponses des dispositifs de commande des générateurs et des protections, à plusieurs minutes, s'il s'agit des systèmes d'alimentation en énergie primaire et des régulateurs de tension en charge [49].

Bien que la stabilité de la fréquence soit influencée par la dynamique rapide et lente, le cadre de temps global s'étend à plusieurs minutes. Par conséquent, il est catégorisé comme un phénomène à long terme dans la figure 2.2.

2.9. Commentaires sur la classification de stabilité

La classification de la stabilité a été fondée sur plusieurs considérations afin de faciliter l'identification des causes de l'instabilité, l'application d'outils d'analyse appropriés et le développement de mesures correctives appropriées à un problème de stabilité spécifique. Il y a évidemment un certain chevauchement entre les diverses formes d'instabilité, car, à mesure que le système se perturbe, plusieurs forme d'instabilité peut apparaître. Cependant, la stabilité devrait être classée en fonction de la tension, l'angle du rotor ou la fréquence [42].

Bien que la classification de la stabilité du réseau électrique soit un moyen efficace et pratique pour faire face à la complexité du problème, la stabilité globale du système doit toujours être gardée à l'esprit. Les solutions aux problèmes de stabilité d'une catégorie ne devraient pas se faire aux dépens d'une autre. Il est essentiel d'examiner tous les aspects des phénomènes de stabilité, et chaque aspect à partir de plus d'un point de vue [49].

2.10. Théorie fondamentale de la stabilité transitoire

La plupart des ingénieurs du réseau électrique connaissent les diagrammes de l'angle du rotor du générateur (δ) par rapport au temps, comme le montre la figure 2.3. Ces courbes d'oscillation, tracées pour un générateur lors d'une perturbation particulière du système, montrent un angle de rotor de générateur oscillant autour d'un point d'équilibre qui finit par se rétablir et la machine restera stable (figure 2.3, cas 1), alors que le second augmente de manière apériodique d'où l'instabilité de la machine qui perd son synchronisme avec le système (figure 2.3, cas 2). Quels facteurs déterminent alors si une machine sera stable ou instable? Comment analyser la stabilité des grands réseaux électriques? Si un système est instable, que peut-on faire pour améliorer sa stabilité? Voici quelques-unes des questions auxquelles nous tenterons de répondre dans cette section.

Deux concepts sont essentiels pour comprendre la stabilité transitoire: (1) l'équation du mouvement et (2) la relation puissance-angle. Ces deux équations peuvent être utilisés ensemble pour décrire le critère d'égalité des aires, une approche graphique simple pour évaluer la stabilité transitoire [43,44].

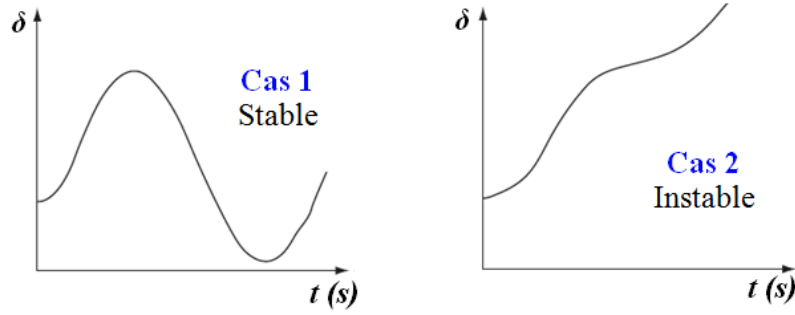


Figure 2.3: Tracés montrant la trajectoire de l'angle du rotor du générateur dans le temps [40].

2.10.1. Équation du mouvement

La machine primaire exerce un couple mécanique T_m sur l'arbre de l'alternateur qui produit un couple électromagnétique T_e . Si, à la suite d'une perturbation, le couple mécanique est supérieur au couple électromagnétique, un couple d'accélération T_a apparaît où les couples causés par les frottements et les pertes fer dans le noyau sont négligés [43]. Le couple d'accélération T_a est donné par:

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Si J ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$) est le moment d'inertie du groupe générateur machine motrice, le couple d'accélération peut encore s'écrire comme suit:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a \quad (2.2)$$

Où ω_m est la vitesse angulaire mécanique de la machine en (rad / s).

Il est courant d'exprimer cette équation en fonction de la constante d'inertie H en (s) de la machine. Alors, si ω_{0m} est la vitesse angulaire mécanique nominale en rad/s et S_{base} est la puissance apparente nominale de la machine en VA, J s'écrit:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_{\text{base}} \quad (2.3)$$

En substituant dans (2.2) J par son expression (2.3) on aura :

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_{\text{base}} \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Si ω_r désigne la vitesse angulaire du rotor (rad / s) et ω_0 sa valeur nominale, l'équation peut être écrite comme il suit:

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (2.5)$$

On peut aussi montrer que:

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{d^2\delta}{\omega_0 dt^2} \quad (2.6)$$

Où δ est la position angulaire (en radian) du rotor par rapport à une référence tournant à la vitesse de synchronisme.

En combinant les équations 2.5 et 2.6, on obtient l'équation du mouvement:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (2.7)$$

Pour qu'un système soit transitoirement stable pendant une perturbation, il est nécessaire que l'angle de rotor (tel que son comportement est décrit par l'équation du mouvement) oscille autour d'un point d'équilibre. Si l'angle de rotor augmente indéfiniment, on dit que la machine est transitoirement instable car la machine continue à accélérer et n'atteint pas un nouvel état d'équilibre. Dans les systèmes multi-machines, une telle machine va "sortir de l'échelon" et perdre le synchronisme avec les autres machines [49].

2.10.2. Relation puissance-angle

Considérons un modèle simple composé d'un seul générateur connecté à un jeu de barres infini à travers un système de transmission tel qu'illustré par la Figure 2.4. Le modèle peut être réduit comme indiqué en remplaçant le générateur par une tension constante derrière une réactance transitoire (modèle classique). Il est bien connu qu'il existe une puissance maximale qui peut être transmise à un jeu de barres infini dans un tel réseau. La relation entre la puissance électrique du générateur P_e et l'angle de rotor de la machine δ est donnée par [43]:

$$P_e = \frac{E' E_B}{X_T} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (2.8)$$

Où

$$P_{\max} = \frac{E' E_B}{X_T} \quad (2.9)$$

La représentation graphique de l'équation (2.8) est donnée par la figure 2.5 qui montre qu'avec l'augmentation de la puissance, δ augmente jusqu'à 90° où la puissance devient maximale. Au-delà, la puissance commence à diminuer pour devenir nulle pour $\delta = 180^\circ$.

C'est la relation puissance-angle qui décrit les variations de la puissance transmise en fonction de l'angle du rotor. Il apparaît clairement, de l'équation 2.9, que la puissance maximale est une fonction des tensions du générateur et du jeu de barres infini et, plus important encore, en

fonction de la réactance du système de transmission. Plus la réactance est grande c'est-à-dire plus les circuits de transmission sont longs ou faibles, plus la puissance maximale est faible.

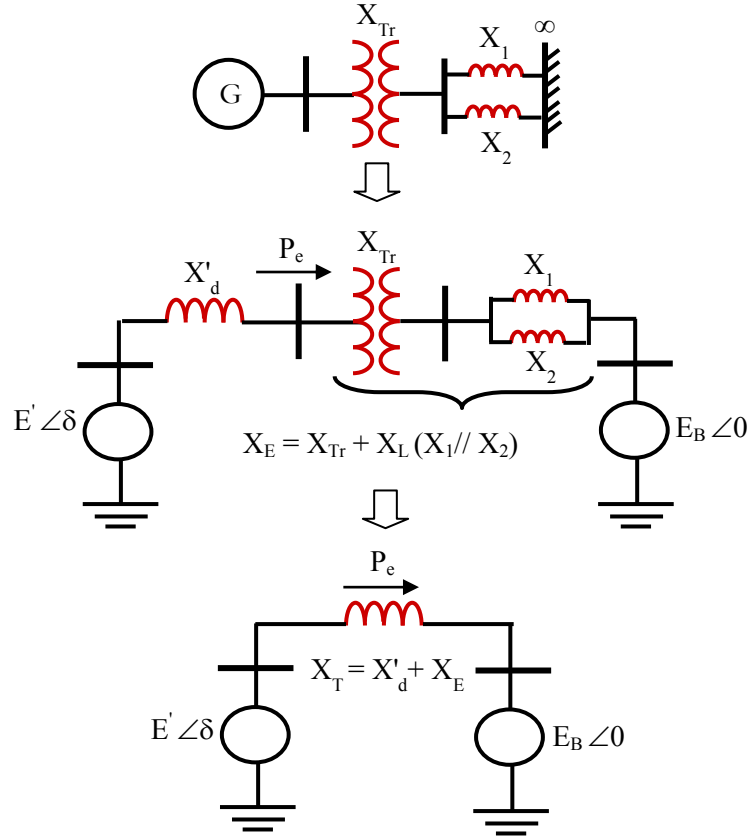


Figure 2.4: Modèle simple d'un générateur connecté à un jeu de barres infini [43].

La figure 2.5 montre que pour une puissance d'entrée du générateur P_{m1} donnée, la puissance de sortie électrique est P_e égale à P_{m1} et l'angle de rotor est δ_a . Lorsque la puissance mécanique augmente à P_{m2} , l'angle du rotor augmente à δ_b .

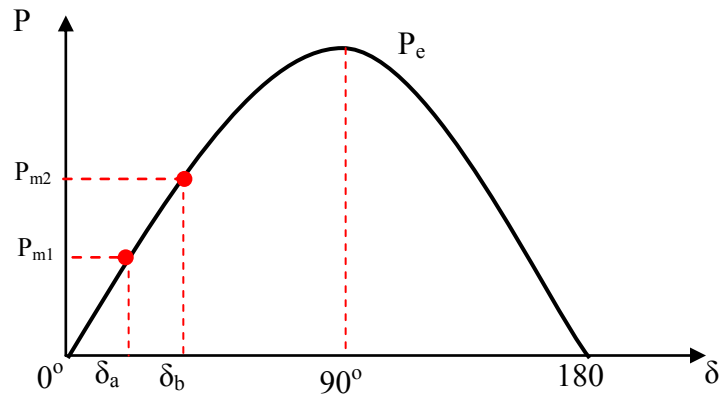


Figure 2.5: Relation puissance-angle [39].

La figure 2.6 montre le cas d'une perturbation (ligne de transmission mise hors service), provoquant une augmentation de X_T et une réduction de P_{max} . On constate que pour la même

entrée mécanique (P_{m2}), la situation avec une ligne mise hors service provoque une augmentation de l'angle du rotor à δ_c .

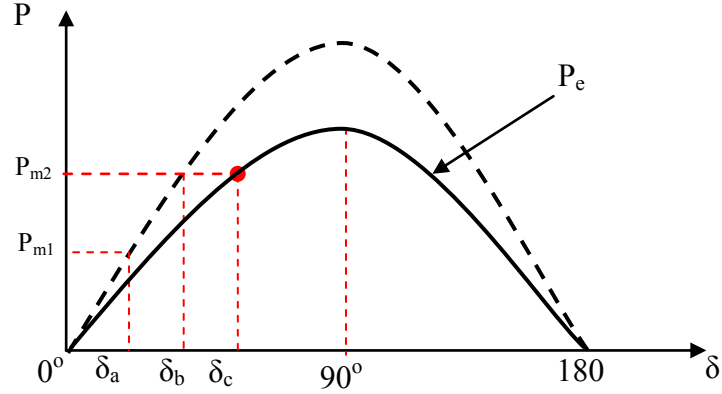


Figure 2.6: Relation puissance-angle (cas d'une perturbation) [43].

2.10.3. Critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion)

En combinant le comportement dynamique du générateur tel que défini par l'équation de mouvement, avec la relation entre l'angle du rotor et la puissance, il est possible d'illustrer le concept de stabilité transitoire en utilisant le critère d'égalité des aires [49].

Considérons la figure 2.7 dans laquelle un changement est appliqué à la puissance mécanique du générateur. A la puissance initiale P_{m0} l'angle de transport est $\delta = \delta_0$.

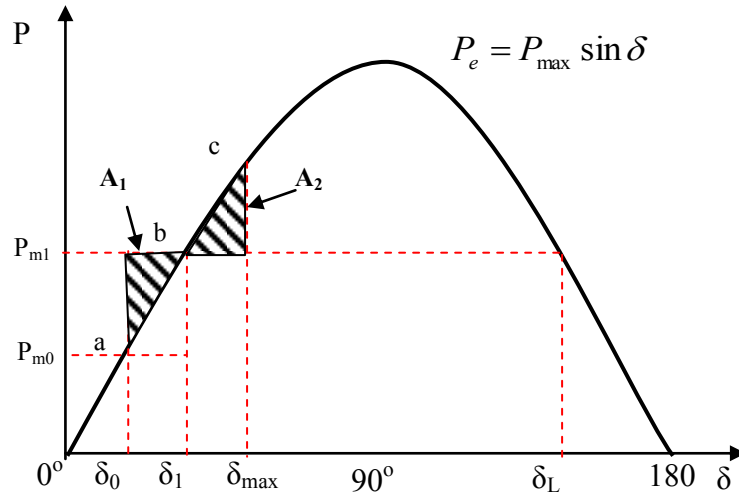


Figure 2.7: Courbe puissance-angle montrant les zones définies dans le critère d'égalité des aires [44].

Le système est alors au point de fonctionnement "a" où la puissance d'accélération P_a est nulle. Lorsque la puissance mécanique augmente à P_{m1} , la puissance d'accélération devient positive ($P_{m1} - P_e > 0$), le rotor ne peut pas accélérer instantanément mais, suit la courbe jusqu'au point "b", moment auquel $P_e = P_{m1}$ et l'angle de transport passe à $\delta = \delta_1$. Cependant, la vitesse du rotor est supérieure à la vitesse synchrone donc l'angle de rotor continu à augmenter. Au-delà de

b où P_e devient supérieure à P_m et le rotor décélère jusqu'à atteindre $\delta_{\max}$ après quoi l'angle du rotor commence à revenir vers b.

Pour un système de jeu de barres infini mono-machine, on verra qu'il n'est pas nécessaire de tracer la courbe de mouvement pour déterminer si l'angle de rotor de la machine augmente indéfiniment ou s'il oscille autour d'un point d'équilibre. Le critère d'égalité des aires permet de déterminer la stabilité par des moyens graphiques. Bien que cette méthode ne soit pas généralement applicable aux systèmes multi-machines, elle peut cependant aider à se renseigner sur la stabilité dans ce cas.

Dans l'équation du mouvement donnée par (2.7), en remplaçant le couple par la puissance on obtient :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} P_m - P_e \quad (2.10)$$

Qui une fois multipliée par $\frac{d\delta}{dt}$ et intégrée entre δ_0 (angle du rotor avant perturbation) et δ conduit à :

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta \Rightarrow \left[\frac{d\delta}{dt} \right] = \sqrt{\int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta} \quad (2.11)$$

Il est clair que pour que le système soit stable, δ doit augmenter, atteindre un maximum ($\delta_{\max}$), puis changer de direction lorsque le rotor revient pour compléter une oscillation. Cela signifie que $d\delta/dt$ (qui était initialement égal à zéro) change pendant la perturbation mais doit, pour $\delta = \delta_{\max}$, redevenir nul. Sous cette condition, l'expression (2.11) est considérée comme un critère de stabilité qui s'écrit alors :

$$\int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.12)$$

Cela implique que pour un système stable la surface de la fonction $P_m - P_e$ tracée en fonction de δ doit être nulle, ce qui nécessite que l'aire 1 soit égale à l'aire 2. L'aire 1 représente l'énergie acquise par le rotor pendant l'accélération et l'aire 2 représente l'énergie évacuée pendant la décélération [43].

2.11. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

La stabilité d'un système ou réseau électrique a d'abord été reconnue comme un problème important dans les années 1920 (Steinmetz, 1920, Evans et Bergvall, 1924, Wilkins, 1926). Les premiers problèmes de stabilité ont été associés aux centrales électriques éloignées alimentant les

points de charge à travers de longues lignes de transmission. Avec des excitateurs lents et des régulateurs de tension à fonctionnement non continu, la capacité de transfert de puissance était souvent limitée par une instabilité statique et transitoire d'angle de rotor due à un couple de synchronisation insuffisant [49,50]. Les méthodes d'analyse et de résolution des problèmes de stabilité ont été influencées par l'évolution des outils de calcul, et les technologies de contrôle des réseaux électriques. Pour évaluer avec précision la réponse du système suite aux perturbations, des modèles détaillés sont requis pour tous les éléments critiques. Le modèle mathématique complet pour le réseau électrique se compose d'un grand nombre d'équations algébriques et différentielles [4]. De considérables travaux, proposé à l'origine par Magnusson en 1947 et poursuivie dans les années 1950 et 1960 par plusieurs chercheurs dont Aylett (1958), Gless (1966), Abiad et Nagappan (1966), ont été effectués sur des approches directes d'analyse de la stabilité transitoire. Ces méthodes emploient des fonctions énergétiques où la stabilité est déterminée sans résoudre explicitement les équations différentielles du système et ce afin de réduire le temps de calcul. Parmi les méthodes directes on peut citer la méthode d'égalité des aires, la méthode de Lyapunov et la méthode de Fonction d'Energie Transitoire (FET) [51-54]. Ces méthodes ont été appliquées avec succès aux premiers systèmes qui pouvaient être efficacement représentés sous la forme de systèmes à deux machines. Cependant, l'augmentation de la complexité des réseaux électriques en même temps que les interconnexions dont l'intérêt économiquement n'est pas à démontrer, ont d'avantage compliqué les problèmes de la stabilité et on peut de ce fait considérer le modèle à deux machines pour l'étude de cette dernière [52]. Cette complexité du problème a d'ailleurs conduit au développement, dans les années 1930, de l'analyseur de réseau capable d'analyser le flux de puissance des systèmes multi-machines. Néanmoins, la méthode d'analyse de la stabilité transitoire la plus pratique et la plus souple est la simulation temporelle en utilisant l'intégration numérique pas à pas des équations différentielles non linéaires. Les méthodes d'intégration numérique utilisées sont les méthodes explicites, telles que les méthodes d'Euler et de Runge-Kutta, et les méthodes implicites comme la méthode trapézoïdale. Le choix de la méthode à utiliser dépend en grande partie de la rigidité du système analysé. L'avantage des méthodes d'intégration numérique classiques est qu'elles peuvent résoudre des modèles très complets de systèmes de puissance avec une grande précision mais avec de grands coûts de calcul qui fait qu'on ne peut espérer les appliquer en temps réel [44,52]. Les limitations rencontrées par les différentes méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique sont nombreuses, leur validation a besoin de constantes améliorations. Ainsi sont nées les méthodes hybrides dite méthodes SIME (Single Machine Equivalent) [55]. Ces méthodes profitent des avantages des

méthodes d'intégration numérique et ceux des méthodes directes.

Ces dernières années, un nouveau type de méthode a vu le jour, il s'agit des techniques intelligentes où les réseaux de neurones artificiels (RNA), la technique de la logique floue et les algorithmes génétiques (AG) ont été introduit pour l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques [56,57]. Ces méthodes possèdent des capacités d'apprentissage et ont la capacité de traiter des calculs de grandes échelles. Ces méthodes permettent une éventuelle utilisation en temps réel, améliorent les performances du système d'énergie électrique et élargissent les marges de stabilité [58,59].

2.12. Facteurs influençant la stabilité transitoire

De nombreux facteurs affectent la stabilité transitoire d'un générateur dans un réseau électrique. À partir du petit système analysé précédemment c'est-à-dire, le générateur connecté à un nœud infini, les facteurs suivants peuvent être identifiés [44,45]:

- La réactance du système après perturbation vue du générateur : Plus la réactance du système après perturbation est faible, plus le $P_{\max}$ sera faible.
- La durée d'élimination du défaut : Plus le défaut est long, plus le rotor sera accéléré et plus l'énergie cinétique sera acquise. Plus on gagne d'énergie lors de l'accélération, plus il est difficile de la dissiper pendant la décélération.
- L'inertie du générateur : Plus l'inertie est élevée, plus la vitesse de changement d'angle est lente et plus l'énergie cinétique acquise pendant la défaillance est faible.
- La tension interne du générateur (déterminée par le système d'excitation) et la tension du jeu de barres infinie (tension du système). Plus ces tensions sont basses, plus le $P_{\max}$ sera faible.
- La charge du générateur avant la perturbation. Plus la charge est élevée, plus la puissance de l'unité de production se rapprochera de $P_{\max}$ et donc, au cours de l'accélération, le générateur sera susceptible de devenir instable
- La réactance interne du générateur. Plus la réactance est basse, plus la puissance de crête est élevée et plus l'angle de rotor initial est bas.
- Les paramètres de sortie du générateur pendant le défaut qui est une fonction de l'emplacement et du type de défaut.

2.13. Modélisation des composantes de réseau électrique

Dans les sciences de l'ingénieur, l'analyse commence par la formulation d'un modèle mathématique. Dans le cas du système d'énergie électrique, le modèle mathématique est

indispensable, c'est un ensemble d'équations avec plusieurs variables physiques qui varient en fonction du temps. Cependant, pour un seul système plusieurs modèles mathématiques pourraient être déduits.

2.13.1. Modèle de la machine synchrone

2.13.1.1. Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

La machine synchrone considérée est supposée avoir trois enroulements de stator, un enroulement de champ, et deux enroulements d'amortissement ou de réduction. Ces six enroulements sont magnétiquement couplés. Le couplage magnétique entre les enroulements est en fonction de la position du rotor. Ainsi, le flux liant chaque enroulement est également une fonction de la position du rotor [43, 60- 63].

La description mathématique de la machine synchrone est simplifiée si une transformation, appelée transformation de Park, des variables est effectuée. Elle définit un nouvel ensemble de variables statoriques tels que les courants, les tensions ou les liaisons de flux en fonction des variables d'enroulement réelles. Les variables réelles sur les trois axes a, b et c sont alors transformées selon deux axes, l'un dit axe direct noté d et l'autre en quadrature de phase avec le premier noté q [43, 63].

Les figures 2.8 et 2.9 donnent respectivement la représentation schématique des enroulements, les sens des courants dans une machine synchrone et le modèle équivalent dans le repère de Park (d-q). Les différents enroulements dans les deux représentations sont :

- Les trois enroulements statoriques notés a, b et c, et leurs enroulements équivalents notés ds et qs.
- L'axe direct comporte l'enroulement d'excitation noté f, et un enroulement d'amortissement noté D.
- L'axe en quadrature comporte un enroulement amortisseur noté Q.

Il est à noter que l'enroulement d'excitation est soumis à une tension V_f alors que les circuits D et Q sont en court-circuit permanent.

Les hypothèses considérées pour établir le modèle de la machine synchrone sont les suivantes [43,64] :

- La vitesse du rotor est toujours suffisamment proche de 1,0 p.u. Elle peut donc être considérée comme constante.
- l'influence de l'amortissement produit par les courants de Foucault est négligeable.
- Il n'y a pas de perte par hystérésis dans le fer.

- l'influence de la saturation de circuit magnétique est négligée.
- Les inductances d'enroulement de la machine peuvent être représentées comme des constantes plus des harmoniques.
- L'entrefer est constant

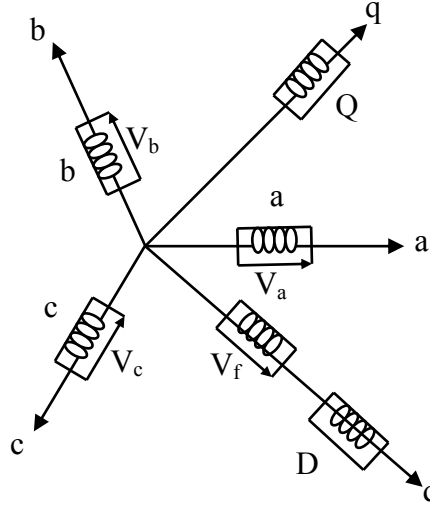


Figure 2.8: Modélisation de la machine synchrone idéalisée. [43]

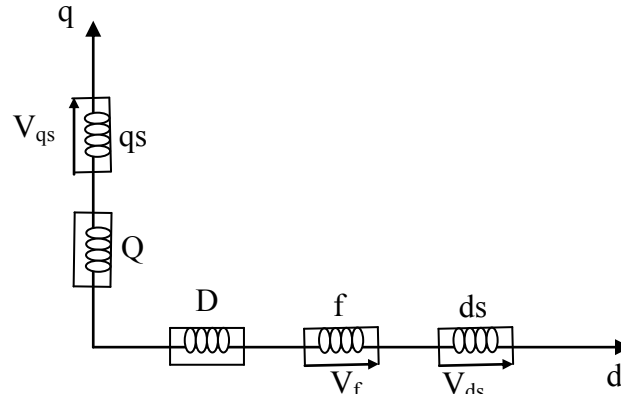


Figure 2.9: Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park. [43]

Selon les hypothèses adoptées on distingue plusieurs modèles de la machine synchrone [8]:

- Le modèle classique (système sans dispositifs de régulation ou modèle du deuxième ordre) :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - 2 \cdot \pi \cdot f_0 \quad (2.13)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi \cdot f}{H} (P_m - P_e - D(\omega - 1)) \quad (2.14)$$

- Le modèle du troisième ordre (avec la composante quadrature E'_q) :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - 2 \cdot \pi \cdot f_0 \quad (2.15)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi \cdot f}{H} (P_m - P_e - D(\omega - 1)) \quad (2.16)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} (E_{ex} - E'_q + (X_d - X'_d)I_d) \quad (2.17)$$

- Le modèle du quatrième ordre (avec les composantes E'_d et E'_q) :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - 2 \cdot \pi \cdot f_0 \quad (2.18)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi \cdot f}{H} (P_m - P_e - D(\omega - 1)) \quad (2.19)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} (E_{ex} - E'_q + (X_d - X'_d)I_d) \quad (2.20)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} (-E'_d + (X_q - X'_q)I_q) \quad (2.21)$$

Avec :

f_0 : Fréquence de base, en Hz.

H : La constante d'inertie du générateur en (s).

P_m : La puissance mécanique fournie au générateur, en p.u.

P_e : La puissance électrique du générateur, en p.u.

D : Coefficient d'amortissement, en p.u.

E_{ex} : Tension d'excitation, en p.u.

T'_{d0}, T'_{q0} : Constantes du temps de l'amortisseur selon l'axe d et q, en (s).

I_d, I_q : Courant du générateur suivant les axes d et q, en p.u.

X_d, X_q : Réactance synchrone d'axe d et q, en p.u.

X'_d, X'_q : Réactance transitoire d'axe d et q, en p.u.

E'_q : f.é.m. du générateur induite suivant l'axe q, en p.u.

E'_d : f.é.m. du générateur induite suivant l'axe d, en p.u.

ω : Vitesse angulaire du rotor, en p.u.

δ : Angle de rotor, en rad.

2.13.2. Modèle de la ligne de transmission

La figure 2.10 représente le schéma équivalent en π d'une ligne de transport caractérisée par les paramètres séries (résistance R en série avec une réactance inductive X) et les paramètres shunt (susceptance B en parallèle avec une conductance G) [43,46].

L'impédance et l'admittance de la ligne sont des grandeurs complexes définies par :

$$Z_{km} = R + jX \quad (\Omega) \quad (2.22)$$

$$y_{km}^{sh} = G + jB \quad (S) \quad (2.23)$$

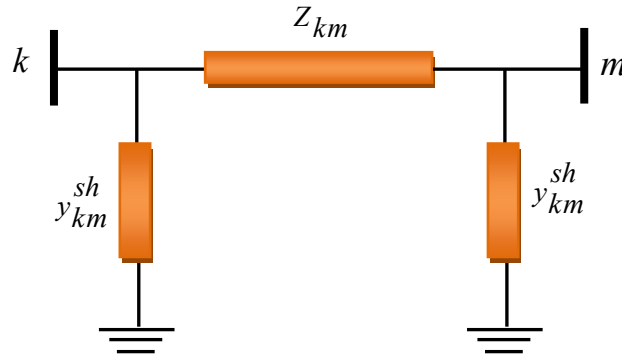


Figure 2.10: Modèle en π d'une d'une ligne de transmission entre les nœuds k et m [46].

2.13.3. Modèle d'un transformateur

Les transformateurs sont également représentés par un schéma équivalent en π similaire à celui de la ligne de transmission (voir figure 2.11). Dans le quel Y_t est l'admittance du transformateur et a son rapport de transformation [49].

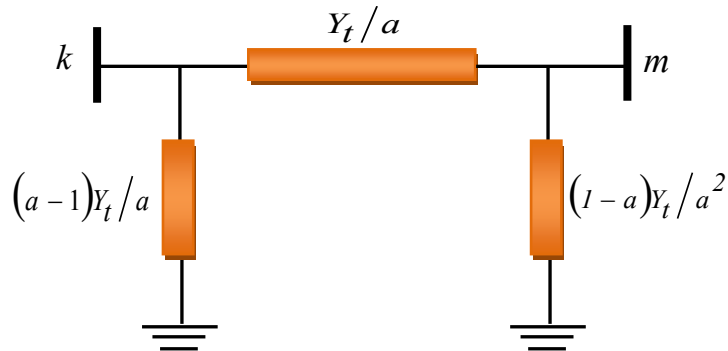


Figure 2.11: Modèle en π du transformateur entre les nœuds k et m [46].

2.13.4. Modèle de la charge

Un modèle de charge est une représentation mathématique de la relation entre la tension (amplitude et fréquence) et la puissance (active et réactive) ou le courant de charge. Le modèle de la charge du réseau électrique peut avoir un effet significatif sur les résultats obtenus à partir de simulations. Les oscillations électromécaniques peuvent affecter l'amplitude et la fréquence de la tension de l'ensemble du réseau, les charges sensibles à ces changements pourront donc nécessiter des modèles plus détaillés pour assurer des résultats précis [49,51]. Les modèles de charge adéquats pour certains types d'analyse dynamique du réseau électrique peuvent ne pas l'être pour d'autres. Par conséquent, les modèles de charge représentatifs devraient être développés pour certains types, pas tous les types d'analyse dynamique du réseau électrique.

D'autres exemples des effets de la modélisation de charge sont disponibles dans la référence [65].

Dans cette thèse, on utilisera un modèle de charge statique à impédance constante, représenté comme une admittance shunt Y_i connecté au $i^{\text{ème}}$ jeu de barres de charge. Ce choix est dicté par le fait que le en question est adéquat pour les études de stabilité [66]. Le schéma équivalent de la charge est montré par la figure 2.11 où Y_i est l'admittance shunt dont l'expression est donnée par (2.24).

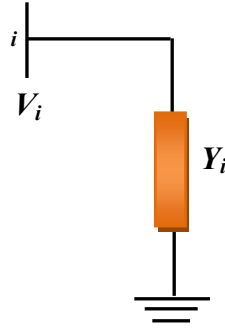


Figure 2.12: Modélisation d'une charge par son admittance équivalente [46].

$$Y_i = \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^2} \right) \quad (2.24)$$

2.14. Mise en équations du réseau électrique

Le réseau de transport est modélisé comme une combinaison de toutes les lignes de transmission, des transformateurs et des charges d'impédance constante. L'équation nodale du réseau est donnée par la relation (2.25). Elle donne la relation entre les tensions aux nœuds du réseau en fonction des courants injectés dans ces derniers. Y_{bus} est dans ce cas la matrice admittance du réseau [64, 66] :

$$[I] = [Y_{\text{bus}}][V] \quad (2.25)$$

Où :

$[I]$ est le vecteur des courants injectés aux jeux de barres du réseau électrique.

$[V]$ est le vecteur des tensions aux jeux de barres du réseau électrique.

2.15. La méthode de réduction de Kron

La taille de la matrice admittance totale Y_{bus} du réseau étant très grande, le temps de calcul peut alors être un problème. Il est alors nécessaire de trouver des algorithmes pour réduire la taille de cette matrice. La méthode de Kron peut être appliquée pour la réduction de la taille du réseau de transport en éliminant les jeux de barres passifs c'est-à-dire ceux où il n'y a aucune génération de courant. Pour un réseau de transport de j générateurs et $(j + k)$ jeux de barres, l'équation (2.25) s'écrit alors comme il suit [64, 67]:

$$\begin{bmatrix} I_j \\ I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{jj} & Y_{kj} \\ Y_{kj} & Y_{kk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_j \\ V_k \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Pour les k jeux de barres passifs, le courant I_k vaut zéro et l'expression (2.26) donnera les deux équations suivantes :

$$I_j = Y_{jj} V_j + Y_{jk} V_k \quad (2.27)$$

$$Y_{kj} V_j + Y_{kk} V_k = 0 \quad (2.28)$$

Le vecteur des tensions V_k peut être calculée par l'équation (2.28) et substituée dans l'équation (2.27), qui conduira alors à :

$$I_j = (Y_{jj} - Y_{jk} Y_{kk}^{-1} Y_{kj}) V_j \quad (2.29)$$

La réduction de la matrice admittance du réseau électrique qui est devenue de dimensions $j*j$ aura pour effet de réduire considérablement le temps de calcul. Il est toutefois à noter que la méthode de Kron n'est applicable que pour des charges à admittances constantes.

2.16. Expression de la puissance électrique

La puissance électrique produite par le $i^{\text{ème}}$ générateur est donnée par [46]:

$$P_{ei} = \text{Réel}(E_i \cdot I_i^*) \quad (2.30)$$

Avec:

$$I_i = \sum_{j=1}^m E_j \cdot Y_{ij} \quad (2.31)$$

En développant l'équation (2.30), la puissance électrique produite par le $i^{\text{ème}}$ générateur s'écrira alors:

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m E_i \cdot E_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \varepsilon_{ij}) \quad (2.32)$$

Où ε_{ij} est l'argument de l'admittance de transfert Y_{ij} .

2.17. Critère d'analyse de la stabilité transitoire

Afin d'apprécier la nature de la stabilité transitoire du système, il suffit d'analyser l'évolution des angles rotoriques relatifs [49,64]. Si tous les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable. Si l'un (ou plusieurs) des angles rotoriques relatifs évolue d'une manière non oscillatoire amortie, le système est instable.

Le temps critique d'élimination du défaut (CCT) est la durée maximale du défaut, pour laquelle le réseau électrique préserve sa stabilité. [43,49,68,69].

$$\delta_{21} = \delta_2 - \delta_1 \quad (2.33)$$

$$\delta_{31} = \delta_3 - \delta_1 \quad (2.34)$$

$$\delta_{n1} = \delta_n - \delta_1 \quad (2.35)$$

2.18. Analyse de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique

Les méthodes d'intégration numériques sont des méthodes d'analyse numérique d'approximation de solutions des équations différentielles. Elles donnent des solutions relatives à la stabilité du réseau en fonction de la précision des modèles utilisés. Afin d'étudier le problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les méthodes numériques basée sur la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4, les équations décrivant la dynamique du système sont rassemblées pour former un ensemble d'équations différentielles non linéaire et un ensemble d'équations algébriques [42]:

$$\dot{X} = f(x, y) \quad (2.36)$$

$$0 = g(x, y) \quad (2.37)$$

Ces équations décrivent l'ensemble des éléments du réseau électrique pour les trois régimes de fonctionnement (avant, pendant et après défaut). La solution de ces équations définit l'état du système électro énergétique à tout instant. Une perturbation dans le réseau électrique nécessite souvent un changement à la fois de la configuration du réseau et les conditions limites. La méthode d'intégration numérique fournit des réponses précises sur la stabilité du système et sur l'évolution de tous les paramètres du réseau (angle, fréquence, puissance etc.).

2.19. Stabilité transitoire : Formulation mathématique

Pour établir une analyse de stabilité transitoire. Le premier pas est l'établissement du modèle mathématique convenable durant la phase transitoire. Une fois le système modélisé, on passe à la résolution du problème. Il s'agit de résoudre simultanément un ensemble d'équations différentielles et algébriques à chaque pas d'intégration [68,69]. Ces équations sont telles que décrite ci dessous.

2.19.1. Équations différentielles

Le $i^{\text{ème}}$ générateur synchrone est décrit selon un modèle de $4^{\text{ème}}$ ordre défini par les équations (2.18) à (2.21) [8, 70]:

2.19.2. Équations algébriques

Après avoir constitué la matrice admittance du réseau (Y_{bus}) et l'avoir réduit aux noeuds des générateurs, la matrice réduite du réseau est obtenue. Dans la matrice réduite, les éléments diagonaux sont dénotés comme $Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii}$ et les éléments non diagonaux sont dénotés comme $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$. Dans ce cas, les équations algébriques décrivant le système basées sur la transformée de Park sont données par [60,70] :

$$I_{di} = G_{ii} \cdot E'_{di} + B_{ii} E'_{qi} + \sum_{\substack{J=1 \\ J \neq i}}^{NG} [E'_{dj} \cdot F_{G+B}(\delta_{ij}) + E'_{dj} \cdot F_{G-B}(\delta_{ij})] \quad (2.38)$$

$$I_{di} = G_{ii} \cdot E'_{qi} - B_{ii} \cdot E'_{di} + \sum_{\substack{J=1 \\ J \neq i}}^{NG} [E'_{qj} \cdot F_{G+B}(\delta_{ij}) - E'_{dj} \cdot F_{G-B}(\delta_{ij})] \quad (2.39)$$

Où N_G est le nombre de générateurs.

$$F_{G+B}(\delta_{ij}) = G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (2.40)$$

$$F_{G-B}(\delta_{ij}) = B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (2.41)$$

$$V_{di} = E'_{di} - X'_{qi} \cdot I_{qi} \quad (2.42)$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di} \cdot I_{di} \quad (2.43)$$

$$V_i = \sqrt{(V_{di})^2 + (V_{qi})^2} \quad (2.44)$$

$$Pe_i = E'_{di} I_{di} - E'_{qi} \cdot I_{qi} \quad (2.45)$$

2.20. Étapes de l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques

L'algorithme d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques pour le cas d'un défaut de court circuit triphasé comprend les étapes suivantes:

- 1- Initialisation des paramètres du réseau électrique (jeux de barres, lignes, transformateurs, les condensateurs shunt, charges et générateurs).
- 2- Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode itérative de Newton-Raphson afin d'obtenir les valeurs de la tension et les puissances active et réactive dans les jeux de barres du réseau électrique.
- 3- Les charges sont converties en admittances équivalentes constantes et calculés à l'aide des données fournies par l'étape 2 en utilisant l'équation (2.24).
- 4- Calcul de la matrice admittance avant défaut ($Y_{avant-défaut}$) : toutes les impédances des lignes et transformateurs du réseau sont converties en admittances. Les éléments Y_{ii} de la matrice admittance sont la somme de toutes les admittances connectées au jeu barres i , et les éléments

Y_{ij} sont l'opposé de la somme des admittances connectées entre les jeux de barres i et j .

5- Calcul de la matrice réduite ($Y_{\text{avant-défaut}}$), cette dernière a été réduite par la méthode de Kron exprimée par l'équation (2.29), on gardera que les jeux de barres des générateurs. Les jeux de barres de charge seront éliminés en se basant sur le fait que le courant injecté dans ces dernières barres est nul.

6- A l'instant $t = 1s$, un défaut de court-circuit triphasé est apparaît, et dure un temps T_e (durée de défaut) après quoi le défaut est éliminée par le déclenchement des disjoncteurs de la ligne en question. Le système est considéré stable avant le défaut.

7- Calcul de la matrice admittance pendant le défaut ($Y_{\text{pendant-défaut}}$) et la matrice réduite ($Y_{\text{pendant-défaut}}$) où tous les éléments de la ligne et de la colonne qui correspondent au jeu de barres de défaut doivent être remplacés dans $Y_{\text{avant-défaut}}$ par des zéros, puis la méthode de réduction serait appliquer.

8- Résoudre l'ensemble des équations différentielles (2.18-2.21) et algébriques (2.38-2.45) du réseau en utilisant la matrice admittance réduite pendant le défaut ($Y_{\text{pendant-défaut}}$) par la méthode de Runge-Kutta afin de tracer l'évolution des vitesses angulaire ainsi que les angles rotoriques pendant le défaut.

9- A $t = T_e$, la ligne en défaut est éliminée.

10- Calcul de la matrice admittance après défaut ($Y_{\text{après-défaut}}$) et la matrice réduite ($Y_{\text{après-défaut}}$), en se référant toujours à la matrice d'admittance avant défaut, on soustrait les valeurs qui correspondent à la ligne ouverte pour éliminer le défaut.

11- Résoudre l'ensemble des équations différentielles (2.18-2.21) et algébriques (2.38-2.45) du réseau en utilisant la matrice admittance réduite après défaut ($Y_{\text{après-défaut}}$) par la méthode de Runge-Kutta afin de tracer l'évolution des vitesses angulaire ainsi que les angles rotoriques après le défaut.

12- Évaluation de la stabilité transitoire suivant le critère des angles rotoriques relatifs en utilisant l'équation (2.35).

13- Détermination du temps critique d'élimination du défaut CCT [71,72].

2.21. Analyse de la stabilité transitoire

Les équations régissant le problème de la stabilité transitoire ayant été posées, pour réaliser la simulation, un réseau IEEE 30 jeux de barres dont la configuration est présentée en figure 2.13, a été considéré. Ce réseau représente une portion simplifiée d'un réseau de transport américain réel (in the Midwestern US) [5, 69]. Il contient 6 générateurs synchrones connectés aux jeux de barres 1, 2, 5, 8, 11, et 13 à travers des transformateurs de puissance et contribue à

l'alimentation de 20 charges à travers 41 lignes de transport. Les paramètres de ce réseau sont donnés en annexe 1.

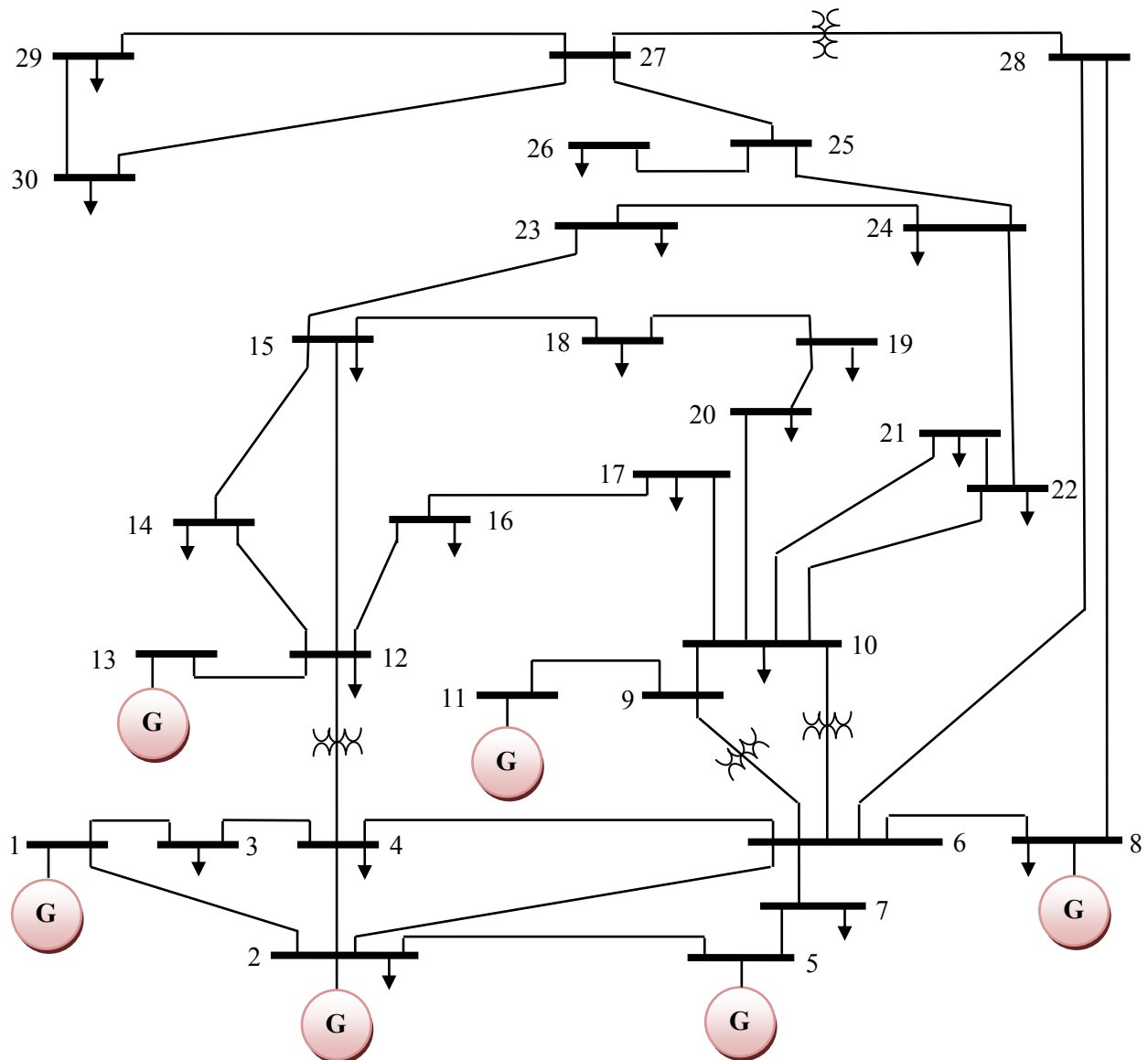


Figure 2.13: Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 jeux de barres [5].

La simulation passe d'abord par l'obtention des conditions initiales du réseau juste avant la perturbation. Ces dernières sont obtenues par un calcul de la répartition de puissances dans le réseau considéré. A cet effet, un programme est développé sous environnement Matlab. Les résultats de l'écoulement des puissances obtenus par la méthode itérative de Newton Raphson en 4 itérations, sont consignés dans le tableau 2.1.

Le système est soumis ensuite à un court-circuit triphasé symétrique. Le réseau va donc passer par trois étapes successives qui sont caractérisées par la modification de sa topologie: avant défaut (Y_{avant}), pendant défaut (Y_{pendant}) et après élimination de défaut ($Y_{\text{après}}$).

Tableau 2.1: Résultats d'écoulement de puissance.

N° du JB	Tension		charge		Generation		Q Injectée (Mvar)
	Module (Pu)	Angle (degree)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	1.0600	0.0000	0.0000	0.0000	176.9285	-1.4957	0.0000
2	1.0430	-3.5777	21.7000	12.7000	48.4510	29.6946	0.0000
3	1.0254	-5.5173	2.4000	1.2000	0.0000	0.0000	0.0000
4	1.0172	-6.6268	7.6000	1.6000	0.0000	0.0000	0.0000
5	1.0100	-10.3102	94.2000	19.0000	20.9720	26.3436	0.0000
6	1.0148	-7.7649	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	1.0051	-9.3367	22.8000	10.9000	0.0000	0.0000	0.0000
8	1.0100	-7.9380	30.0000	30.0000	22.4320	16.5166	0.0000
9	1.0530	-9.8000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	1.0467	-11.5615	5.8000	2.0000	0.0000	0.0000	19.0000
11	1.0820	-8.5294	0.0000	0.0000	12.1460	15.2317	0.0000
12	1.0599	-10.7901	11.2000	7.5000	0.0000	0.0000	0.0000
13	1.0710	-9.9421	0.0000	0.0000	12.0000	8.5484	0.0000
14	1.0450	-11.6894	6.2000	1.6000	0.0000	0.0000	0.0000
15	1.0403	-11.7903	8.2000	2.5000	0.0000	0.0000	0.0000
16	1.0472	-11.3875	3.5000	1.8000	0.0000	0.0000	0.0000
17	1.0415	-11.7155	9.0000	5.8000	0.0000	0.0000	0.0000
18	1.0304	-12.4012	3.2000	0.9000	0.0000	0.0000	0.0000
19	1.0277	-12.5739	9.5000	3.4000	0.0000	0.0000	0.0000
20	1.0317	-12.3778	2.2000	0.7000	0.0000	0.0000	0.0000
21	1.0345	-12.0208	17.5000	11.2000	0.0000	0.0000	0.0000
22	1.0350	-12.0125	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	1.0296	-12.2233	3.2000	1.6000	0.0000	0.0000	0.0000
24	1.0237	-12.4591	8.7000	6.7000	0.0000	0.0000	4.3000
25	1.0204	-12.2732	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
26	1.0027	-12.6904	3.5000	2.3000	0.0000	0.0000	0.0000
27	1.0269	-11.8996	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
28	1.0129	-8.2714	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
29	1.0071	-13.1207	2.4000	0.9000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.9957	-13.9969	10.6000	1.9000	0.0000	0.0000	0.0000
Total			283.4000	126.2000	292.9295	94.8392	23.3000
Pertes (MW)			9.5300				

2.22. Influence des différents paramètres sur la stabilité transitoire des réseaux électriques

Le système électrique est un système hautement non linéaire dont la dynamique de performance est influencée par différents paramètres parmi lesquels, la durée du défaut, le lieu du défaut et l'augmentation brusque de la charge.

Trois cas d'étude, à savoir, la durée du défaut, le lieu du défaut et l'augmentation brusque de la charge sont examinés.

2.22.1. Influence de la durée du défaut

Le défaut de court circuit triphasé considéré est au niveau de la ligne 1-2 et plus exactement au jeu de barre 1 où est connecté le générateur (G1). On suppose que le défaut apparaît à l'instant $t=1s$, et dure un temps $T_e = 150$ ms (durée de défaut) après quoi le défaut est éliminée par le déclenchement des disjoncteurs de la ligne en question. Le système est considéré stable avant le défaut. les trois matrices admittances nodales obtenues, caractérisent le changement topologique du réseau pendant son passage par les trois étapes successives précédemment décrites. Ces matrices ont été réduites par la méthode de Kron aux nœuds générateurs [64]. Ceci est achevé par l'utilisation de l'équation (2.29). Les résultats de la réduction sont donnés par le tableau 2.2 qui suit.

Tableau 2.2: Matrices réduites

Avant le défaut.					
0.2019 - 2.4876i	0.0569 + 0.8112i	0.0315 + 0.4921i	0.0120 + 0.4988i	0.0265 + 0.2564i	0.0361 + 0.3047i
0.0569 + 0.8112i	0.1821 - 2.6874i	0.0653 + 0.5825i	0.0259 + 0.5416i	0.0350 + 0.2756i	0.0416 + 0.3176i
0.0315 + 0.4921i	0.0653 + 0.5825i	0.3578 - 2.3536i	0.0392 + 0.5051i	0.0398 + 0.2513i	0.0387 + 0.2676i
0.0120 + 0.4988i	0.0259 + 0.5416i	0.0392 + 0.5051i	0.2464 - 2.5429i	0.0713 + 0.3830i	0.0608 + 0.3870i
0.0265 + 0.2564i	0.0350 + 0.2756i	0.0398 + 0.2513i	0.0713 + 0.3830i	0.0877 - 1.5846i	0.0344 + 0.3319i
0.0361 + 0.3047i	0.0416 + 0.3176i	0.0387 + 0.2676i	0.0608 + 0.3870i	0.0344 + 0.3319i	0.1657 - 1.6857i
pendant le défaut.					
0.0549 - 3.7029i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i	0.1715 - 3.2275i	0.0609 + 0.2550i	0.0346 + 0.2103i	0.0259 + 0.1045i	0.0279 + 0.1142i
0.0000 + 0.0000i	0.0609 + 0.2550i	0.3564 - 2.5522i	0.0457 + 0.3042i	0.0349 + 0.1475i	0.0312 + 0.1442i
0.0000 + 0.0000i	0.0346 + 0.2103i	0.0457 + 0.3042i	0.2611 - 2.7457i	0.0706 + 0.2779i	0.0581 + 0.2620i
0.0000 + 0.0000i	0.0259 + 0.1045i	0.0349 + 0.1475i	0.0706 + 0.2779i	0.0831 - 1.6387i	0.0279 + 0.2676i
0.0000 + 0.0000i	0.0279 + 0.1142i	0.0312 + 0.1442i	0.0581 + 0.2620i	0.0279 + 0.2676i	0.1569 - 1.7621i
Après le défaut.					
0.2325 - 1.6554i	-0.0092 + 0.3747i	-0.0034 + 0.2972i	-0.0003 + 0.4062i	0.0165 + 0.2141i	0.0294 + 0.2756i
-0.0092 + 0.3747i	0.2407 - 2.4691i	0.0941 + 0.6789i	0.0371 + 0.5862i	0.0422 + 0.2956i	0.0462 + 0.3307i
-0.0034 + 0.2972i	0.0941 + 0.6789i	0.3718 - 2.3111i	0.0448 + 0.5247i	0.0432 + 0.2600i	0.0410 + 0.2732i
-0.0003 + 0.4062i	0.0371 + 0.5862i	0.0448 + 0.5247i	0.2486 - 2.5342i	0.0727 + 0.3868i	0.0616 + 0.3894i
0.0165 + 0.2141i	0.0422 + 0.2956i	0.0432 + 0.2600i	0.0727 + 0.3868i	0.0885 - 1.5829i	0.0349 + 0.3329i
0.0294 + 0.2756i	0.0462 + 0.3307i	0.0410 + 0.2732i	0.0616 + 0.3894i	0.0349 + 0.3329i	0.1660 - 1.6852i

La figure (2.14) présente l'évolution des angles relatifs et des vitesses du système. Ces figures montrent bien que le système garde sa stabilité suite à ce défaut.

Nous avons augmenté la durée d'élimination de défaut de 150 à 200 ms. On observe bien que le système perd sa stabilité (voir figure 2.15).

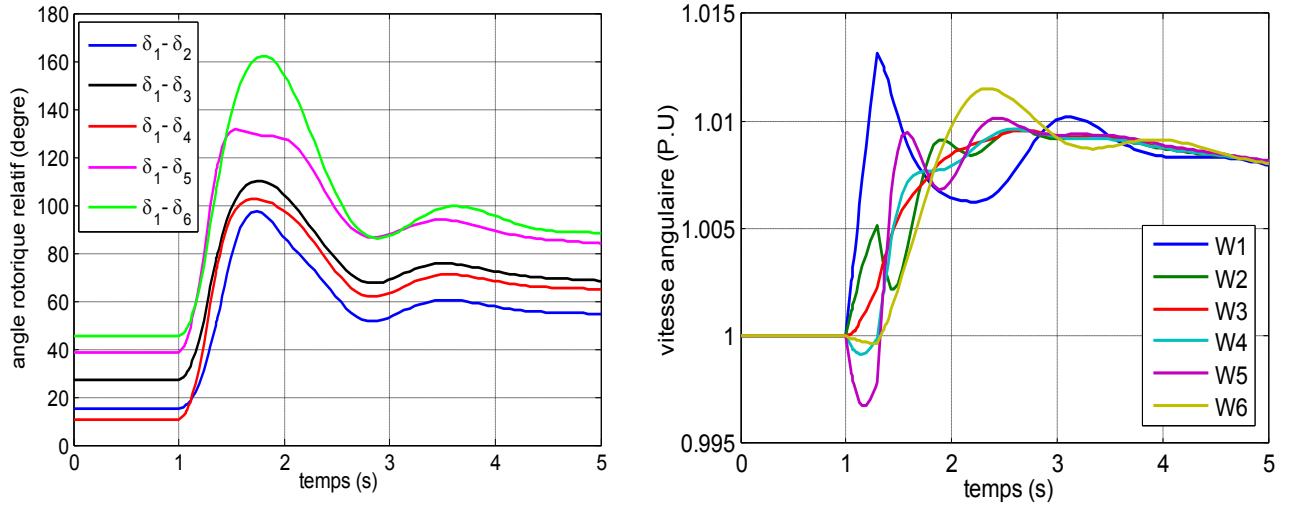


Figure 2.14: Réponse du système ($T_e = 150\text{ms}$).

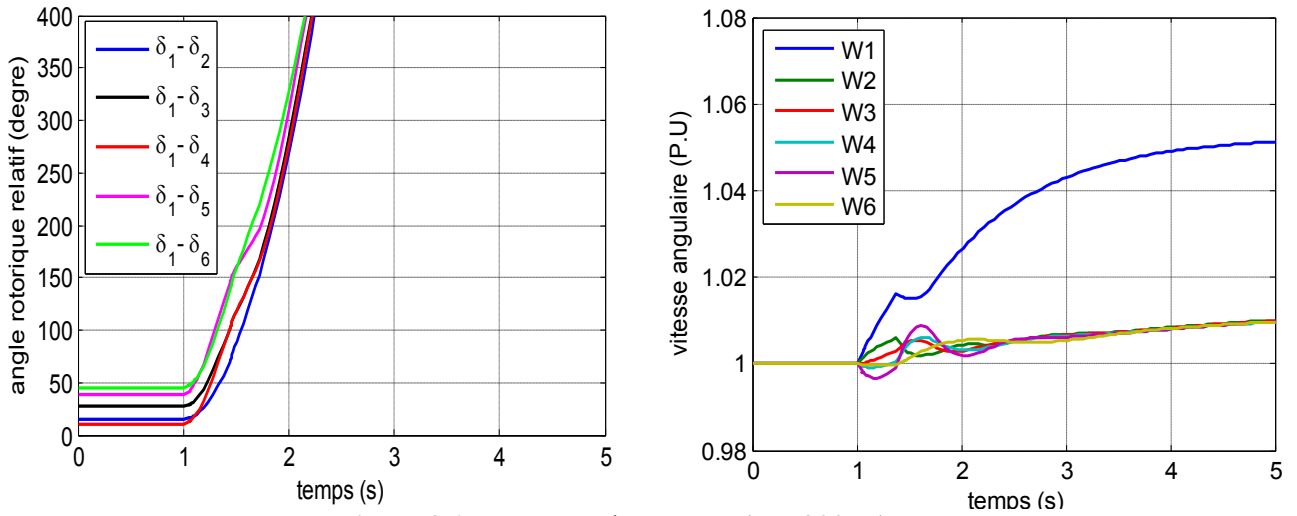


Figure 2.15: Réponse du système ($T_e = 200\text{ms}$).

2.22.2. Influence du lieu du défaut

Afin de montrer l'influence du lieu du défaut sur la stabilité transitoire, deux points de court circuit triphasé ont été considérés. Le premier point est encore la ligne 1-2 au jeu de barres 1. Le second quant à lui est situé sur la ligne 27-29 au jeu de barre 29 (voir figure 2.13).

On suppose qu'il y a un court-circuit sur la ligne 27-29 au moment $t=1\text{s}$. $T_e = 300\text{ ms}$ après, la ligne en défaut est déclenchée. La figure (2.16) montre de manière évidente que le système garde la stabilité.

Les résultats de simulation du CCT obtenus sur les différentes lignes sont résumés dans

le tableau 2.3 ci-dessous donné. Ces résultats de simulation montrent qu'un défaut de court-circuit situé près d'un générateur, doit être éliminé plus rapidement qu'un défaut plus lointain (voir tableau 2.3).

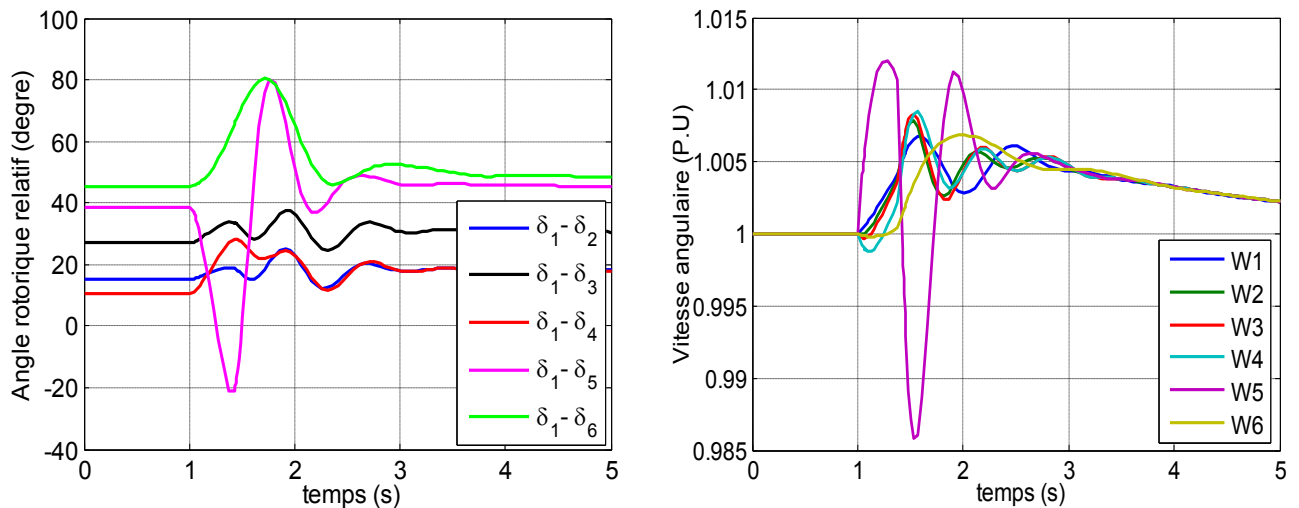


Figure 2.16: Réponse du système ($T_e = 300$ ms).

Tableau 2.3: CCT pour différentes lignes en défaut.

Ligne en défaut	Jeu de barre	CCT (ms)
1-3	1	224
2-4	2	297
4-12	4	312
3-4	3	324
4-6	4	521
6-9	6	545
5-7	5	562
7-6	7	571
6-10	10	593

2.22.3. Influence de l'augmentation brusque de la charge

On considère une augmentation de puissance active au niveau des jeux de barres de charges de 5%, 10%, 15% et 20%. Une variation de la charge active plus importante représente un événement critique pour le réseau et rend le réseau en impossibilité de fonctionnement (perte de synchronisme). Ce phénomène tient compte de l'augmentation de la charge lors des heures de pointes.

Le tableau et la figure ci après montrent l'évaluation du temps critique d'élimination du défaut suivant l'augmentation brusque de la charge lors d'un défaut de court circuit triphasé au

nœud 1° sur la ligne 1-3. Ce défaut est éliminé après quelques millisecondes par les protections présentes dans l'installation concernée. Ces résultats montrent que l'augmentation de la charge diminue la marge de la stabilité transitoire.

Tableau 2.4: CCT pour une variation brusque de la charge.

Augmentation de la charge en (%)	0	5	10	15	20
Augmentation de la charge(MW)	283.4000	297.5700	311.7400	325.9100	340.0800
CCT (ms)	224	202	187	175	161

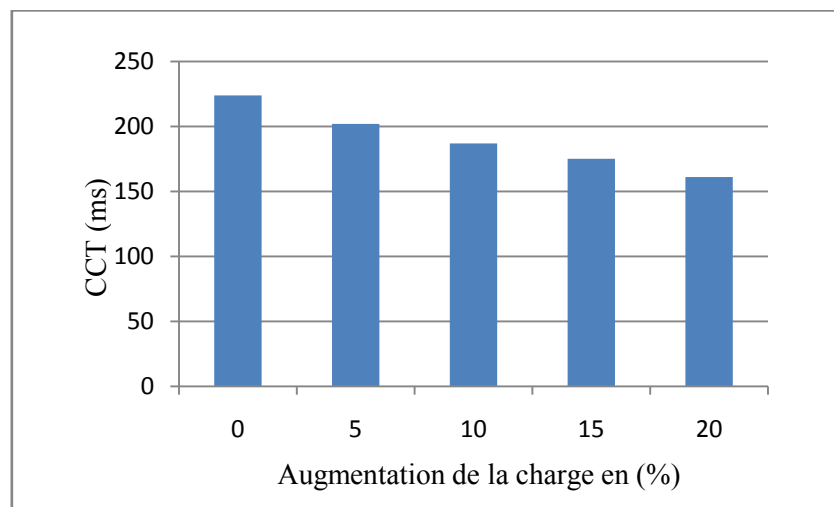


Figure 2.17: CCT pour une variation brusque de la charge.

2.23. Conclusion

Ce chapitre, a permis de clarifier certain aspects de la formation des incidents pouvant avoir lieu dans les réseaux électriques, dont l'écroulement de la tension en est un exemple, tout comme il a introduit les concepts de la stabilité dans ces derniers. Le vocabulaire, la définition, la classification et les facteurs influençant la stabilité ont été présentés. Après quoi, une synthèse des différentes méthodes d'analyse et d'évaluation de la stabilité transitoire ainsi que les modèles des composants du réseau électrique pour l'étude de la stabilité ont été fournis. Les informations compilées sur la stabilité et les modèles mathématiques des composants du réseau vont nous permettre d'aborder l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques par la méthode d'intégration numérique ainsi que, l'influence sur la stabilité transitoire des différents facteurs à savoir la durée du défaut, la localisation du défaut et la variation de la charge. L'application a été effectuée sur un réseau IEEE 30 nœuds. Les résultats de simulation ont montré l'intérêt de l'élimination rapide du défaut. Il en est de même pour l'augmentation brusque de la charge lors des heures de pointes qui influe fortement sur la marge de la stabilité transitoire.

Chapitre 03

IMPACT DE L'INSERTION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE À BASE D'ÉOLIENNES SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

3.1. Introduction

L'industrie de l'énergie électrique est actuellement confrontée à d'importants défis liés au passage de la génération centralisée à la génération décentralisée suite aux progrès technologiques des systèmes électriques. Ces progrès ont créé un engouement pour l'utilisation de la production distribuée et ont conduit à un marché de l'énergie plus attrayant et plus compétitif. En outre, la dérégulation du marché de l'électricité, la protection de l'environnement dont il est question dans le protocole de Kyoto sur l'émission des gaz à effet de serre et les incitations gouvernementales font, de nos jours, des énergies renouvelables un sérieux concurrent des énergies traditionnelles ou fossiles dans la production de l'électricité. Cet acharnement pour les énergies renouvelables est à relever essentiellement chez les pays industrialisés. Les pays du bloc sud, bien que très intéressés par ces nouvelles pratiques, ne disposent pas d'assez de moyens pour se lancer dans cette direction. Ce nouveau mode de production se fait par de petites unités de production, dont les puissances ne dépassent guère les 50 à 100 MW, utilisant les énergies renouvelables dispersées sur le réseau. Contrairement aux unités de production classiques, ces petits centres de production ne font l'objet d'aucune planification et sont commandées de manière décentralisée [73,74].

L'intérêt allant en grandissant accordé à la production décentralisée nous a amené à nous pencher, dans le présent chapitre, sur ce type de production. Dans un premier temps nous donnerons un aperçu sur la production décentralisée pour présenter ensuite, d'une manière plus ou moins détaillée, la production éolienne et la modélisation de cette dernière. En dernier lieu, nous montrerons l'impact potentiel de l'insertion de la production décentralisée à base d'éoliennes sur la stabilité du réseau électrique.

3.2. Insertion de la production décentralisée, facteur de renforcement

L'introduction de la production décentralisée (génération distribuée) est un facteur de

renforcement des moyens de production de l'énergie électrique [75-77]. C'est l'une des innombrables innovations qui se sont produites, en même temps, dans les systèmes énergétiques. Ces changements touchent la plupart des pays dans le monde sans, toutefois, se produire partout en même temps. Les principaux changements ayant eu lieu, qui se passent actuellement ou qui se produiront probablement dans un avenir proche sont les suivants [78]:

- L'énergie électrique produite à partir de sources d'énergie renouvelable prend de plus en plus le pas sur celle provenant de combustibles fossiles. On ne peut cependant se passer des formes de production classiques (générateurs thermiques et hydroélectriques), dont les emplacements sont rarement dictés par ce qui est optimal pour le réseau électrique, vu la rapide croissance de la demande en énergie électrique.
- Les grands groupes électrogènes connectés au réseau de transport sont remplacés par de petites unités connectées au réseau de distribution appelées «génération distribuée» ou «génération intégrée» ou même encore «ressources énergétiques distribuées».
- Le marché de la production est ouvert à la concurrence des activités de production et de fourniture, tout en mettant en place une régulation des activités de réseaux (transport et distribution). Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité exercent des monopoles régulés par la commission de régulation de l'énergie.
- Les éléments de production ne sont plus la propriété d'un ou de quelques propriétaires, mais beaucoup de nouveaux acteurs sont entrés sur le marché de l'électricité. La technologie est disponible pour les clients domestiques pour générer leur propre électricité en utilisant des panneaux solaires sur le toit ou une petite unité combinée placée dans le sous-sol, produisant de la chaleur et de la puissance électrique. L'investissement n'est pas toujours rentable, mais le risque est abordable pour une grande partie des clients domestiques.

3.3. Les différents types de production décentralisée

Différentes technologies de productions décentralisées coexistent sur les réseaux électriques. Elles sont classifiées en fonction de la nature de l'énergie utilisées.

3.3.1. La cogénération

La cogénération est la production simultanée d'électricité et de chaleur, toutes deux utilisées, à partir d'une même énergie primaire. La cogénération n'est alors bénéfique que si son lieu d'installation est à la fois demandeur d'énergie thermique et électrique. Il peut s'agir d'une usine, d'un groupement résidentielle ou même une ville entière comme il en est le cas dans

certain pays scandinaves. Grâce à la valorisation et l'utilisation de la chaleur, l'efficacité d'une usine de cogénération peut atteindre 90% ou plus [78].

La cogénération offre donc des économies d'énergie comprises entre 15 et 40% par rapport à l'approvisionnement en électricité et en chaleur des centrales électriques et des chaudières classiques. Elle optimise l'approvisionnement en énergie de tous les types de consommateurs, avec des avantages pour les utilisateurs et la société en général [78,79]:

- Augmentation de l'efficacité de la conversion et de l'utilisation de l'énergie.
- Réduction des émissions, dans l'environnement, de gaz à effet de serre et en particulier le CO₂.
- Des économies importantes, offrant une compétitivité supplémentaire pour les utilisateurs industriels et commerciaux et une énergie thermique d'un coût abordable pour les utilisateurs domestiques.
- Une opportunité d'aller vers des formes plus décentralisées de production d'électricité, où les usines sont conçues pour répondre aux besoins des consommateurs locaux, offrant une efficacité élevée, évitant les pertes de transmission et augmentant la flexibilité de l'utilisation du système.
- Amélioration de la sécurité d'approvisionnement locale et générale. La génération locale et particulièrement la cogénération, peut réduire le risque que les consommateurs soient laissés sans approvisionnement en électricité et / ou chauffage.
- Une opportunité de diversification des unités de production et création d'une concurrence dans la génération.

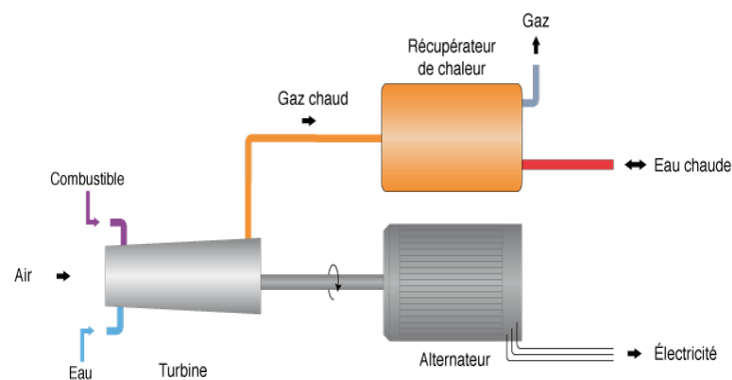


Figure 3.1: Principe de fonctionnement de la cogénération [80].

3.3.2. Les énergies non renouvelables

Les énergies existent librement dans la nature. Certaines d'entre elles existent sont inépuisables au point de les appeler renouvelables. Le reste de ce type d'énergies n'est disponible qu'en quantités finies et finiront par disparaître un jour. Elles ne peuvent être renouvelées du fait que le processus de leurs formations a pris des millions d'années [81]. Parmi ces énergies on trouve :

- **Énergie fossile:** Ce type d'énergie provient des combustibles fossiles (charbon, pétrole brut, gaz naturel) et de l'uranium. Les combustibles fossiles sont principalement constitués de carbone. On pense que les combustibles fossiles ont été formés il y a plus de 300 millions d'années lorsque la terre était beaucoup différente qu'elle ne l'est actuellement [73,81].

Contrairement aux sources d'énergie renouvelable, les combustibles fossiles offrent l'avantage d'être relativement moins coûteux à produire. C'est d'ailleurs la raison principale expliquant la grande demande pour ce type d'énergie. La mauvaise chose à propos des combustibles fossiles c'est qu'ils sont composés principalement de carbone. Lorsqu'ils sont brûlés, ils produisent beaucoup de composés du carbone (dioxyde de carbone et autres gaz à effet de serre) qui nuisent à l'environnement de plusieurs façons. La pollution de l'air, de l'eau et de la terre sont toutes des conséquences de l'utilisation des combustibles fossiles [73,78].

L'utilisation du charbon pour produire de l'énergie provoque beaucoup de problèmes, à plus grande échelle comparé au pétrole et au gaz. Ces problèmes comprennent les pluies acides, les émissions d'oxyde de soufre, les émissions de dioxyde de carbone, l'appauvrissement des terres, les déchets dangereux et autres [78].

- **Hydrogène:** L'hydrogène peut également être trouvé dans de nombreux composés organiques, ainsi que dans l'eau. C'est l'élément le plus abondant sur terre mais, il n'est jamais disponible naturellement comme un gaz. Il est toujours combiné avec d'autres éléments comme l'oxygène pour donner de l'eau. Une fois séparé des autres éléments auxquels il est lié, l'hydrogène peut être utilisé comme combustible ou transformé en électricité. Aujourd'hui, deux technologies sont principalement étudiées, le PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) pour des applications de faibles puissances et le SOFC (Solid Oxid Fuel Cell) pour des applications stationnaires de cogénération. Ces technologies restent cependant coûteuses et donc peu répandues [78,79].

3.3.3. Les énergies renouvelables

Dans notre échelle de temps, les énergies renouvelables sont celles fournies de manière continue par la nature. Elles proviennent du rayonnement solaire, du noyau de la terre et des forces gravitationnelles de la lune et du soleil avec les océans. On peut distinguer plusieurs types d'énergies renouvelables: l'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse, l'hydraulique et la géothermie. Ces types de sources se prêtent bien à la construction de GED, elles sont souvent dispersées géographiquement et ne permettent une production électrique qu'à faibles puissances. Leur répartition ainsi que leurs prévisions pour les prochaines années sont présentées sur la figure 3.2 [78,81,82].

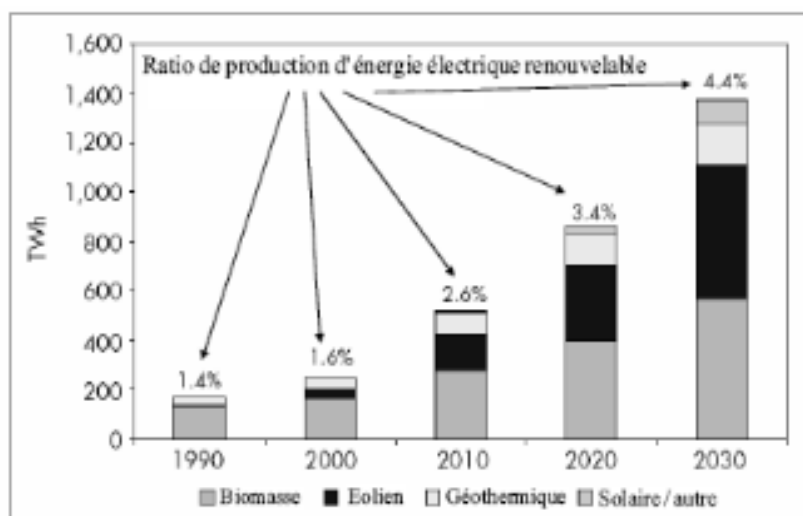


Figure 3.2: Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables [73].

Les principales sources sont [73,78,81,83]:

- **Hydraulique** : L'hydraulique est actuellement la première source d'électricité renouvelable exploitée utilisant l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Le potentiel mondial pourrait cependant être mieux exploité. La production mondiale au début des années 2000 était de 2.700 TWh / an, avec une capacité installée de 740 GW. Elle pourrait atteindre 8 100 TWh d'ici 2050 avec un dédoublement des investissements consacrés au développement de la capacité installée. Le potentiel théorique serait de 36 000 TWh et techniquement, 14 000 TWh seraient exploitables [83].

Les grands systèmes hydrauliques (avec une puissance supérieure à 10 MW) sont exploités presque au maximum de leur potentiel dans les pays industrialisés. Les barrages stockent l'énergie avec approvisionnement prêt pour une demande énergétique maximale.

Les petits systèmes hydrauliques (d'une puissance inférieure à 10 MW) sont en partie fabriqués à

base de centrales électriques, qui dépendent fortement du débit de la rivière nécessaire à entrainer les aubes des turbines des générateurs. Les petites centrales électriques dont l'ordre de grandeur de la puissance est de 5MW sont assez intéressantes pour la production décentralisée. Les avantages de ce type de production sont la gratuité de l'énergie primaire et la régularité de la production électrique avec cependant, des inconvénients majeurs qui sont le prix élevé de l'investissement initial et l'impact négatif sur l'environnement [78].

▪ **Géothermie:** Dans certaines zones de notre planète, nous pouvons trouver, en profondeur, de l'eau à haute température. Il suffit de pomper cette énergie géothermique à haute température (150 à 300 ° C) en surface, de produire de la vapeur par échange et de faire passer cette vapeur dans des centrales thermiques conventionnelles pour produire de l'électricité. L'énergie thermique des ressources géothermiques à basse température (inférieures à 100 ° C) est améliorée en augmentant la température à l'aide de pompes à chaleur pour les besoins de chauffage. Le potentiel de l'énergie géothermique naturelle est cependant limité, car il existe de nombreux sites où la température est élevée (supérieure à 200 ° C), mais où il n'y a pas d'eau. Cette ressource thermique pourrait être exploitée avec l'aide de la technologie dite "hot dry rock" ou roche sec et chaude, actuellement en développement. Elle consiste à injecter, dans un puits, de l'eau pressurisée dans des zones en profondeur (plus de 3 000 m) de roches fracturées. Cette eau réchauffée revient à la surface par un deuxième puits et aide à produire de l'électricité, comme dans les centrales thermiques classiques [73,78,81,83,84].

▪ **Solaire :** La durée de vie projetée du soleil est de 5 milliards d'années, ce qui fait de l'énergie solaire une énergie inépuisable et donc renouvelable. L'énergie totale reçue à la surface de la Terre est de 720 millions TWh / an, soit 6 000 fois la consommation primaire actuelle de toutes les activités humaines. Mais la disponibilité de cette énergie dépend du cycle jour-nuit, sur la latitude d'où cette énergie est capturée, des saisons et de la couverture nuageuse [78, 84].

L'énergie solaire thermique consiste à produire de l'eau chaude qu'on utilise pour faire fonctionner des turbines. On exploite alors le phénomène de concentration pour augmenter la température, dans les centrales thermiques à cycles thermodynamiques, afin de produire de l'électricité. Cette technique de production d'électricité a fait l'objet de centrales expérimentales, dont l'efficacité nette de 15% s'avère assez faible [84].

Une autre technique d'exploitation de l'énergie solaire est le photovoltaïque qui consiste à produire directement de l'électricité via des cellules de silicium. Lorsque le soleil brille et que les conditions météorologiques sont favorables, le soleil offre une force maximale de 1 kW / m². Les

panneaux photovoltaïques commercialisés aident à convertir directement 10 à 15% de cette puissance en électricité. La productivité d'un panneau photovoltaïque varie en fonction du niveau d'ensoleillement [84].

▪ **Biomasse** : la biomasse est une énergie renouvelable qui fournit des biocarburants, généralement solides ou liquides. La biomasse est fréquemment utilisée dans les systèmes de cogénération, qui produisent de l'électricité. La température de l'eau chaude à la sortie des turbines, habituellement perdue, est augmentée pour être exploitée dans divers domaines: le chauffage des installations, les besoins industriels, l'agriculture, etc. Cette technologie contribue à accroître l'efficacité de conversion d'énergie.

Les biocarburants liquides sont plus coûteux à obtenir et sont produits industriellement à partir de cultures énergétiques (colza, tournesol, betterave, blé, orge, maïs, etc.) et sont mieux mis à niveau dans les applications de transport. Ils sont actuellement principalement utilisés dans les moteurs et sont mélangés en petites quantités dans des carburants classiques, afin d'améliorer leurs caractéristiques [78,85].

▪ **Éolienne** : En théorie, l'énergie éolienne pourrait satisfaire la demande mondiale d'électricité. Cependant, le principal inconvénient de cette source d'énergie est son instabilité. Il n'y a souvent pas beaucoup ou pas de vent pendant des périodes très froides ou très chaudes alors que la demande en énergie pendant ces périodes est élevée. C'est pourquoi il est plus rationnel de développer cette forme d'énergie en l'associant à d'autres sources d'énergie renouvelables, qui seraient moins aléatoires ou complémentaires disposant de sources thermiques ou de dispositifs de stockage de l'énergie électrique [73,78,81]. La Figure 3. 3 représente le développement de la production éolienne dans le monde en 2015.

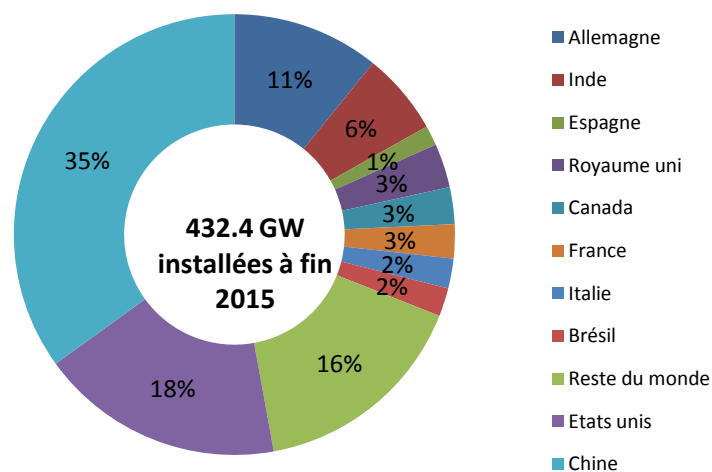


Figure 3.3: Développement de la production éolienne dans le monde en 2015 [80].

3.4. Bref historique d'une éolienne

Très tôt, dans l'histoire des techniques, le vent a été exploité afin d'en extraire de l'énergie mécanique. La première utilisation connue de l'énergie éolienne est à situer, selon diverses sources, en Iran et en Afghanistan d'aujourd'hui entre le 7ème et le 10ème siècle. Ces moulins à vent étaient principalement utilisés pour pomper de l'eau ou broyer du blé. Ils avaient un axe vertical et utilisaient l'énergie éolienne comme composant de traînée qui d'ailleurs est l'une des raisons de leur faible efficacité. De toute évidence, les appareils de ce type ne peuvent être utilisés qu'en des endroits dans la direction principale du vent, car il n'y a aucun moyen de suivre les variations de ce dernier. Inspirés par le Moyen-Orient, les premiers moulins à vent construits en Europe sont à axes horizontaux et avaient le même problème que leurs congénères.

Au cours des siècles suivants, de nombreuses modifications ont été apportées pour pouvoir utiliser ces moulins à vent dans des zones avec une direction du vent variable. Les meilleurs exemples sont évidemment les moulins à vent néerlandais, munis de gouvernails pour être orientés dans la direction du vent afin d'augmenter leur efficacité [81,86].

Les éoliennes utilisées aux États-Unis sont principalement destinées à l'irrigation. Ils avaient un grand nombre de pales en acier et représentaient un énorme potentiel économique en raison de leur grand nombre, environ 8 millions ont été construits dans tout le pays. Ce n'est qu'à la fin du 19ème siècle, lorsque l'électricité prit son essor, que l'aérogénérateur fit ses premiers pas.

Dans les années 60, environ 1 million d'aérogénérateurs étaient en fonctionnement dans le monde. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations d'éoliennes dans le monde. Mais c'est vers la fin des années 1980 que le marché des systèmes raccordés au réseau a réellement décollé en Europe, aux USA et également en Asie et en Afrique du Nord. En Europe, les leaders furent les Danois, principalement à cause de leurs faibles ressources énergétiques classiques. Aujourd'hui, ils conservent une très large avance au niveau mondial [75,81].

3.5. Constitution des éoliennes

Une éolienne est composée essentiellement des parties suivantes (Figure 3.4) [80, 87]:

- **Le rotor**, partie rotative de l'éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et réguliers. Il est en général composé de trois pales, en fibres de verre et de matériau composite, mises en mouvement par l'énergie cinétique du vent. Reliées par un moyeu, ces dernières

peuvent en moyenne mesurer chacune 25 à 60 m de long et tourner à une vitesse de 5 à 25 tours par minute.

- **La nacelle**, structure soutenue par le mât abritant les différents éléments mécaniques qui servent d'une part, à transformer le mouvement des hélices en électricité et d'autre part, à orienter au mieux l'éolienne et la verrouiller dans l'axe du vent. On distingue les éoliennes à entraînement direct et celles équipées de train d'engrenages (multiplicateur/réducteur) selon le type d'alternateur utilisé. Les alternateurs classiques requièrent une adaptation de la vitesse de rotation par rapport au mouvement initial du rotor. En cas de vent violent, un frein à disque limite la fréquence de rotation pour ne pas abîmer le générateur.

- **La tour**, composée d'un mât généralement de forme conique qui mesure entre 50 et 130 m de haut et a un diamètre au pied compris entre 4 et 7 m, permettant à la fois, de surélever l'éolienne pour qu'elle soit en altitude où les vents sont plus forts, une circulation des câbles électriques et le passage d'un escalier destiné à l'entretien. La tour porte aussi un système de commande électrique et un transformateur permettant de modifier les valeurs de la tension et de l'intensité du courant et de les injecter dans le réseau électrique.

- **La base**, ou la fondation, souvent circulaire et en béton armé, qui permet de fixer de façon rigide l'ensemble de la structure de l'éolienne.

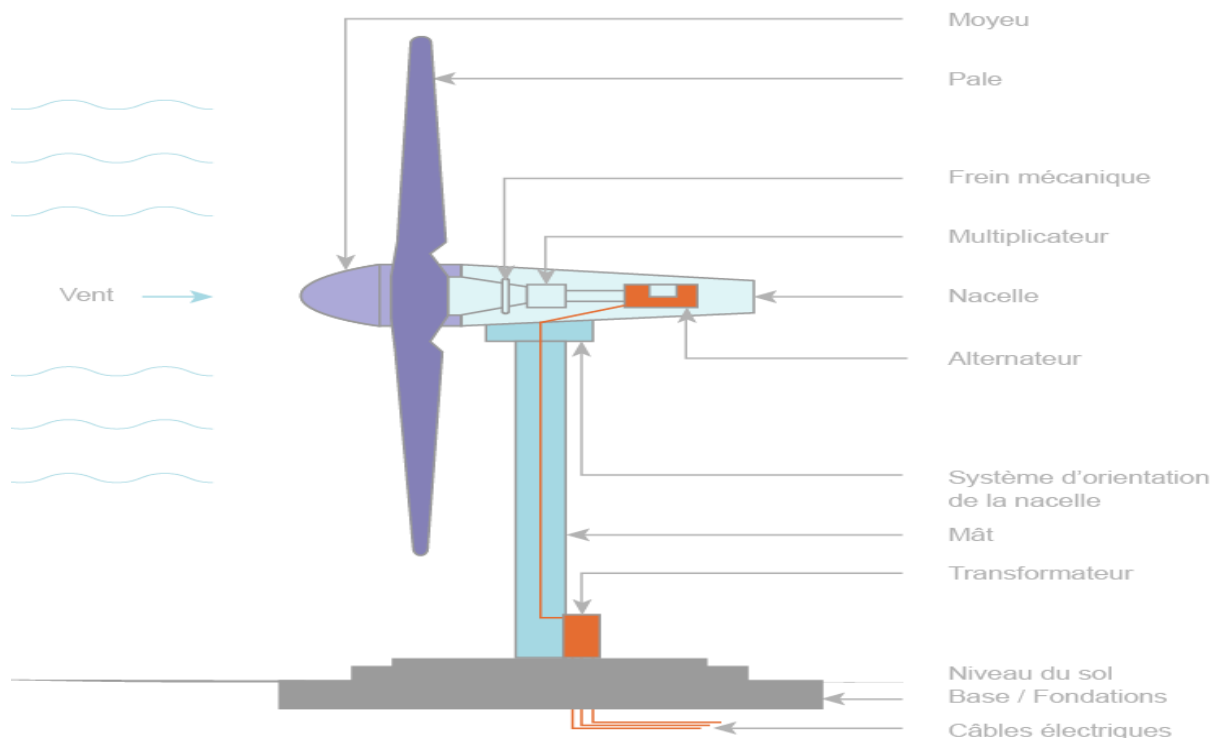


Figure 3.4: Éléments constituant une éolienne [80].

3.6. Principe de fonctionnement d'une éolienne

La conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique est la base de tout système éolien, et quelque soit la technique de l'éolienne, elle passe par deux étapes essentielles [88]:

- La turbine, l'élément moteur de l'éolienne, convertit une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.
- L'énergie mécanique transmise de la turbine à la génératrice au moyen d'une transmission mécanique spéciale est convertie en énergie électrique qui est injectée directement, dans son intégralité ou en partie, dans le réseau à travers une interface d'électronique de puissance. Ce principe général de conversion est illustré sur la Figure 3.5.

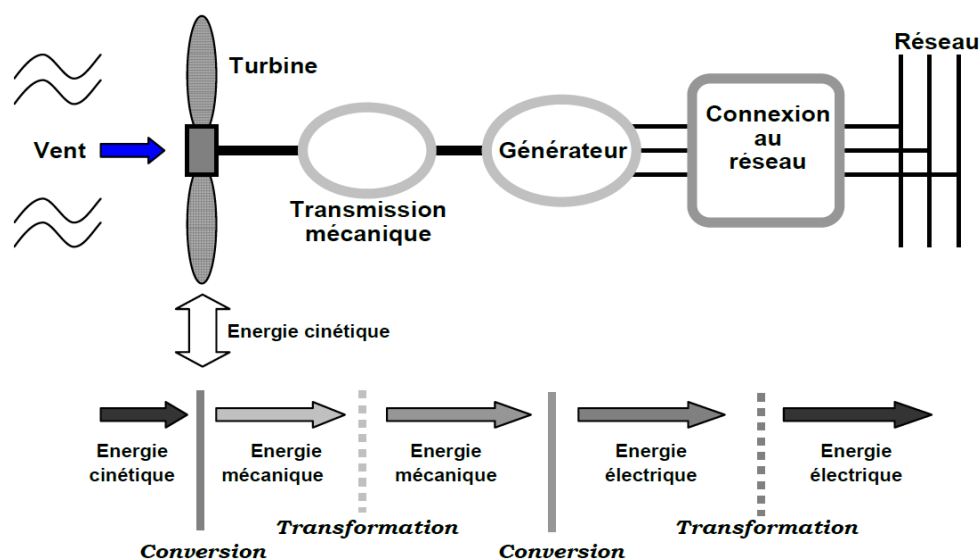


Figure 3.5: Principe de la conversion de l'énergie dans une éolienne [88].

3.7. Classification des turbines éoliennes

Plusieurs critères sont à la base de la classification des éoliennes. Ces critères sont l'axe de rotation, la capacité, le lieu d'implantation, la taille et la vitesse [89].

• Éoliennes à axe vertical et horizontal

L'éolienne à axe horizontal se distingue par un axe de rotation des pales parallèle au flux du vent ressemblant à une hélice d'un avion (Figure 3.6). L'axe des éoliennes verticales est par contre perpendiculaire au sol ressemblant à un batteur à œuf à l'envers (Figure 3.7) [90-92].



Figure 3.6: Petite éolienne à axe horizontal [90].



Figure 3.7: Petites éoliennes à axe vertical [90].

- **Éoliennes à vitesse constante et à vitesse variable**

L'éolienne à vitesse constante produit de l'électricité à vitesse constante. Cette vitesse est maintenue constante grâce à un train d'engrenages. L'éolienne à vitesse variable par contre atteint une efficacité maximale de conversion d'énergie pour une gamme de vitesse du vent donnée. La vitesse de rotation de l'éolienne est alors réglée en fonction de la vitesse du vent.

- **Capacité des éoliennes**

En fonction de leurs puissances nominales, les éoliennes sont divisées en trois catégories comme le montre le Tableau 3.1.

Tableau 3.1: Classification des turbines éoliennes [86].

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	moins de 12 m	moins de 40 kW
Moyenne	12 m à 45 m	de 40 kW à 999 kW
Grande	46 m et plus	1MW et plus

3.8. Notions théoriques sur l'éolien

La conversion ou l'extraction de l'énergie de l'environnement repose sur les trois principes fondamentaux suivants [93] :

- L'énergie ne peut être extraite que d'un système d'écoulement.
- Seules les asymétries dans un système hydraulique, cinétique, thermodynamique ou aérodynamique permettent l'extraction d'une partie de l'énergie disponible dans le système.
- L'existence d'un système d'écoulement implique qu'une fraction seulement de l'énergie disponible est extraite avec une efficacité dépendant du processus d'extraction de l'énergie, le reste retournera au milieu d'où est extraite cette énergie.

3.8.1. L'énergie disponible

Soit une colonne de vent de masse volumique ρ (en kg/m^3), de section S en (m^2) et de longueur dl en (m) animée par une vitesse V (en m/s) tel qu'il est montré par la figure 3.8 [88]:

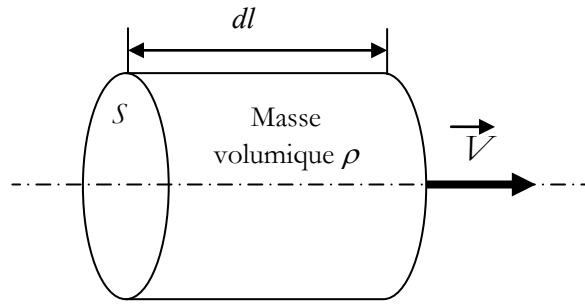


Figure 3.8: Colonne de vent [79].

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

$$dw_c = 0.5 \cdot d_m \cdot V^2 \quad (3.1)$$

Où $dm = \rho \cdot S \cdot dl$ et $dl = V \cdot dt$ représentant respectivement la masse et la longueur de la colonne d'air.

En remplaçant ces deux grandeurs dans l'équation (3.1), l'énergie cinétique devient:

$$dw_c = 0.5 \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \cdot dt \quad (3.2)$$

La variation de l'énergie cinétique par rapport au temps conduit à l'expression de la puissance disponible :

$$p_d = dw_c/dt \quad (3.3)$$

$$p_d = 0.5 \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (3.4)$$

3.8.2. Lois de Betz

La performance des machines à vent est décrite par la théorie de Betz qui s'applique aux machines à vent à axe horizontal. Cependant, l'efficacité des machines à vent à axe vertical est également estimée par rapport à la puissance maximale calculée à partir de la formule de Betz [89].

Cette formule fondamentale a d'abord été introduite par l'ingénieur allemand Albert Betz en 1919 et publiée en 1926 dans son livre intitulé «Wind Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen» ou «Wind Energy and its Extraction Through Windmills». La théorie développée s'applique aussi bien aux machines à vent à axe horizontal qu'à celles à axe vertical [93].

La figure (3.9) présente la veine de vent traversant le moteur éolien.

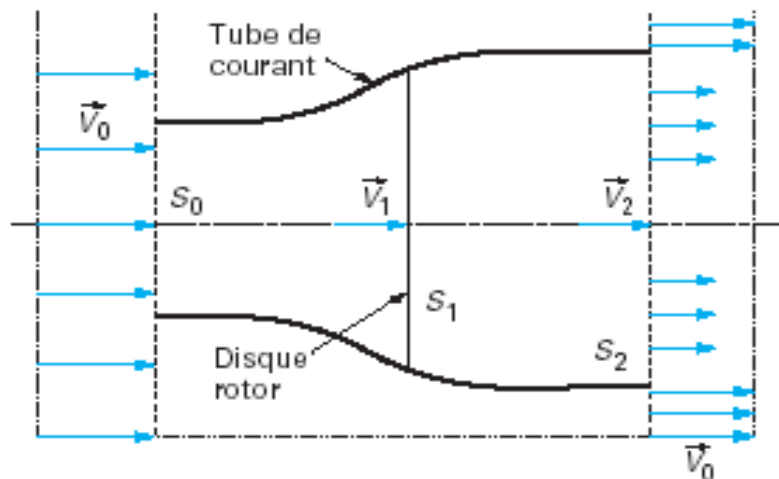


Figure 3.9: Veine de vent à la traversée de l'aéromoteur [93].

Où :

V_0 est la vitesse axiale initiale du vent

S_0 est la surface à l'entrée du tube de courant

V_1 est la vitesse du vent dans le plan du rotor

S_1 est la surface du rotor

V_2 est la vitesse du vent à l'aval du rotor

S_2 est la surface à l'aval du rotor

L'air étant supposé incompressible alors, la conservation du débit volumique donne :

$$S_0 V_0 = S_1 V_1 = S_2 V_2 \quad (3.5)$$

La force F s'exerçant sur les pales de l'aéromoteur peut être écrite selon le théorème d'Euler (variation de la quantité de mouvement de la veine de vent entre l'amont et l'aval de l'hélice) comme suit:

$$F = \rho S_1 V_1 (V_0 - V_2) \quad (3.6)$$

L'aéromoteur reçoit une puissance mécanique décrite par l'expression suivante:

$$P = F V_1 = \rho S_1 V_1^2 (V_0 - V_2) \quad (3.7)$$

De plus, la masse d'air élémentaire dm traversant l'éolienne pendant le temps dt et la variation d'énergie cinétique de cette masse lorsque la vitesse passe de la valeur V_0 à la valeur V_2 sont données respectivement par :

$$dm = \rho S_1 V_1 dt \quad (3.8)$$

$$dw_c = 0.5 \cdot d_m \cdot (V_0^2 - V_2^2) \quad (3.9)$$

Alors, la variation de l'énergie cinétique par seconde de la masse d'air est :

$$p_c = dw_c/dt = 0.5 \rho S_1 V_1 (V_0^2 - V_2^2) \quad (3.10)$$

En égalisant p_c (3.10) et P (3.7) on déduit que :

$$V_1 = 1/2 (V_0 + V_2) \quad (3.11)$$

Ainsi on obtient la puissance récupérable selon la théorie de Betz par :

$$P_r = (1/4) \rho S_1 (V_0 + V_2)^2 (V_0 - V_2) \quad (3.12)$$

La relation devant exister entre V_0 et V_2 , pour que la puissance P_r passe par un maximum, est obtenue en mettant la dérivée de cette dernière par rapport à V_2 égale à zéro soit :

$$V_0 = 3 V_2 \quad (3.13)$$

En remplaçant la valeur de V_0 dans l'équation (3.12), on obtient la puissance maximale:

$$P_{max} = (8/27) \rho S_1 V_0^3 = (16/27) (1/2 \rho S_1 V_0^3) \quad (3.14)$$

Qui s'écrit encore en fonction de la puissance disponible :

$$P_{max} = \frac{16}{27} P_d \quad (3.15)$$

Exprimant la limite de Betz, c'est à dire la puissance maximale récupérable ne dépassera jamais $\frac{16}{27} * 100 = 59,26\%$ de la puissance disponible due au vent.

Sur le plan pratique, la puissance récupérée est inférieure à la puissance maximale à cause de l'existence de plusieurs étapes de conversion d'énergie, avec différents rendements (comme

exemple l'hélice a un rendement environ 85%). De plus, les organes d'une éolienne ne fonctionnent pas à leur rendement maximum en même temps réduisant encore le rendement global de l'éolienne.

Le coefficient de puissance maximal théorique est propre à chaque voilure et est défini par :

$$C_{p_{max}} = \frac{P_{max}}{P_d} = 0.59 \quad (3.16)$$

Il lie la puissance éolienne à la vitesse du vent par la relation qui suit :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{éol}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (3.17)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une grandeur spécifique est utilisée, c'est la vitesse réduite λ qui est le rapport de la vitesse linéaire de la turbine en bout de pales à la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V_v} \quad (3.18)$$

Où : R est le rayon de la turbine et Ω la vitesse angulaire de rotation de la turbine.

La figure (3.10) représente le coefficient C_p en fonction de λ des éoliennes lentes et rapides à axe vertical et axe horizontal ne dépassant pas la limite de Betz quelque soit leurs vitesses et leurs formes.

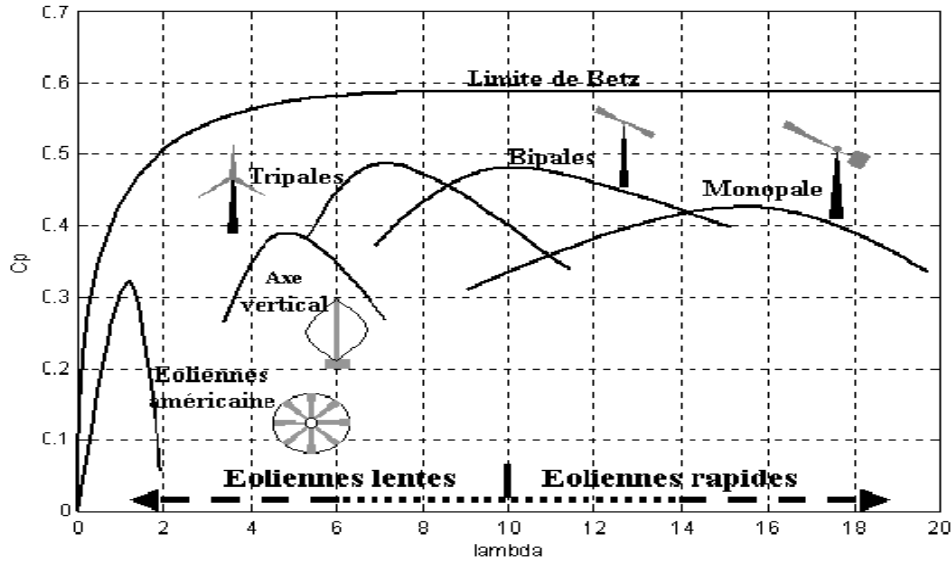


Figure 3.10: C_p en fonction de λ pour différentes turbines [90]

3.9. Contrôle de puissance aérodynamique d'une éolienne

Naturellement, la vitesse du vent est variable en fonction du temps. Au delà d'une certaine vitesse du vent, la turbine transmet au générateur une puissance mécanique qui dépasse ses limites que les éléments de l'aérogénérateur, dimensionnés pour une puissance nominale, ne

peuvent pas supporter. L'idée consiste alors, dans le cas de vents très forts, à limiter la puissance mécanique reçue, en élaguant l'excès d'énergie afin d'éviter d'endommager l'éolienne. Les éoliennes sont alors conçues avec une sorte de contrôle de puissance. Deux moyens de contrôle existent pour sécuriser les éoliennes modernes [81,89]:

3.9.1. Pitch contrôle

Le système Pitch contrôle, contrôle activement le comportement aérodynamique de la turbine par la modification de l'angle de calage (également appelé "Pas variable") des pales autour de l'axe longitudinal afin d'ajuster la puissance de sortie, d'obtenir une efficacité d'utilisation accrue de l'énergie éolienne et de protéger les pales du rotor. Pour une vitesse du vent inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage β (voir figure 3. 11) de la pale, similaire à celui d'un générateur à pas constant, reste proche de l'angle 0° (point d'alimentation le plus élevé), générant une puissance de sortie qui change avec la vitesse du vent. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale, le mécanisme de contrôle change l'angle de calage de la pale de sorte que la puissance de sortie du générateur se situe dans la plage autorisée. Ce système permet même de freiner la turbine si nécessaire [89].

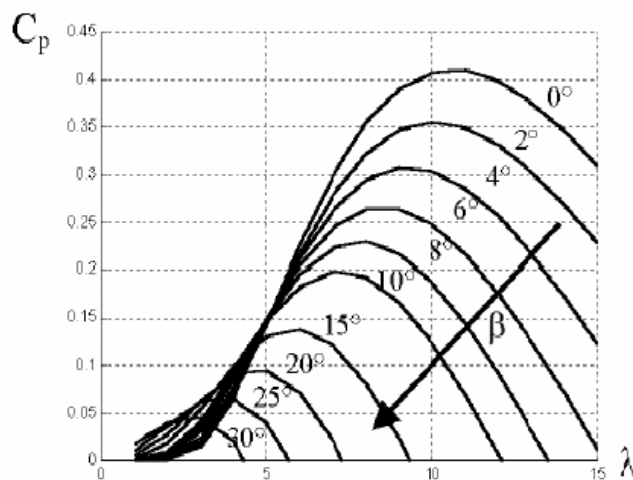


Figure 3.11: Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple [90].

2.9.2 Stall contrôle

Ce type de contrôle peut évaluer passivement le comportement aérodynamique des pales. La turbulence provoquée par le profil des pales au delà d'une certaine vitesse du vent entraîne un décrochage aérodynamique et par la suite une décroissance du couple capté par les pales [89]. La figure 3.12 montre les caractéristiques de puissance en fonction de la vitesse du vent pour les

stall et pitch contrôles. En l'an 2000, environ 60% des aérogénérateurs utilisaient la régulation « stall » mais, les grandes machines d'aujourd'hui utilisent presque en exclusivité le contrôle « pitch » [90].

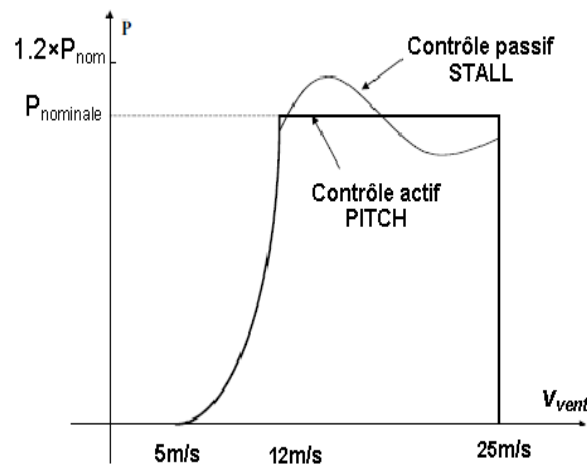


Figure 3.12: Caractéristique de puissance pour les deux modes de régulation [89].

3.10. Technologies des éoliennes

3.10.1. Les éoliennes à vitesse fixe

Les premières éoliennes de grandes puissances commercialisées reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (Figure. 3.13). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (pitch control). A cette machine est généralement associée une batterie de condensateurs dont le rôle est de lui fournir la puissance réactive nécessaire à sa magnétisation [94].

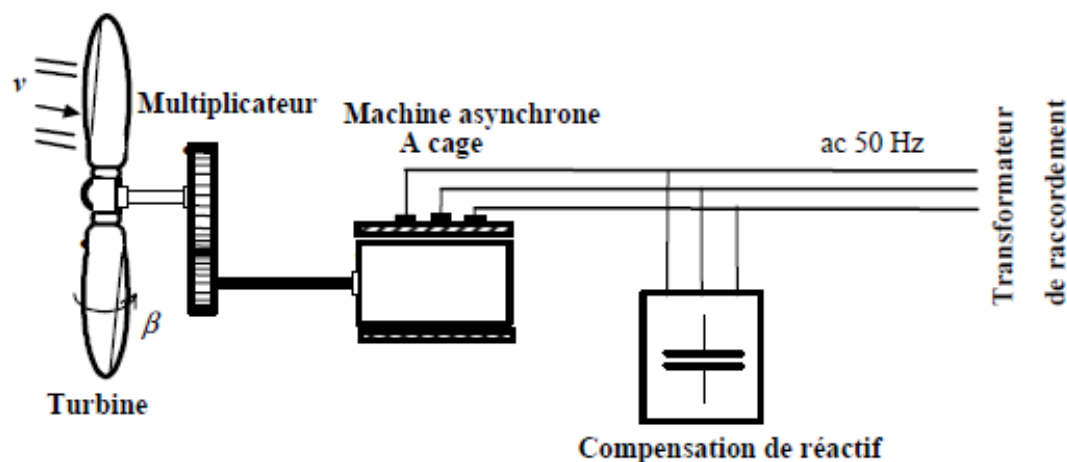


Figure 3.13: Éolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [94].

Ce type d'éolienne possède les inconvénients suivants [94]:

- ❖ Nécessite un dispositif de compensation d'énergie réactive.
- ❖ Nuisance sonore à cause de la modification du système d'orientation des pales.
- ❖ Le mouvement des pales provoque des variations rapides du courant dans le réseau dues aux fréquents changements du couple mécanique.
- ❖ Ne permet pas un réglage de la puissance générée.

2.10.2 Les éoliennes à vitesse variable commandées par le stator

La génératrice asynchrone à cage et synchrone à aimant permanent sont actuellement les machines électriques dont l'usage est le plus répandu dans la production d'énergie éolienne. Le principal intérêt de la machine asynchrone à cage réside dans l'absence de contacts électriques par balais-collecteurs, ce qui conduit à une structure simple, robuste et facile à construire. Elle est généralement couplée à la turbine à travers un multiplicateur de vitesse (Figure 3.14). La génératrice asynchrone fonctionne à vitesse variable grâce à l'emploi des convertisseurs de puissance, et génère une puissance électrique sur une vaste gamme de vitesse du vent. Alors que la machine synchrone à aimant permanent est couplée soit à la turbine via un multiplicateur (Figure 3.15.a) comme la machine asynchrone, soit directement à la turbine (Figure 3.15.b) pour une machine comportant un grand nombre de pôles [95-97]. Une interface d'électronique de puissance est placée entre le stator de la machine et le réseau permettant un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage.

Cette technologie d'éoliennes présente plusieurs inconvénients [96]:

- ❖ Les convertisseurs utilisés sont de taille importante car ils véhiculent la totalité de la puissance échangée entre la machine et le réseau.
- ❖ Le même constat est fait pour les filtres ce qui engendre des problèmes d'encombrement et de coût.
- ❖ L'influence sur le rendement du système éolien des pertes dans les convertisseurs de puissance lorsque la puissance des éoliennes augmente.

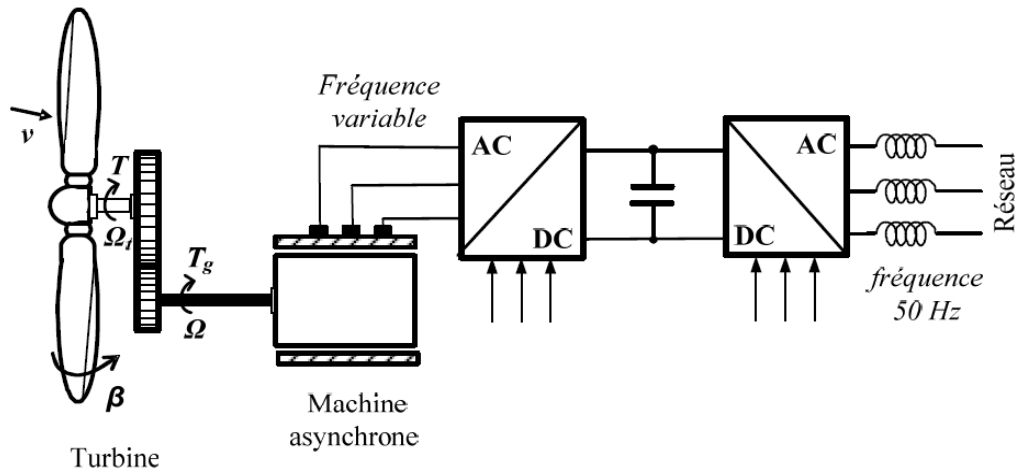
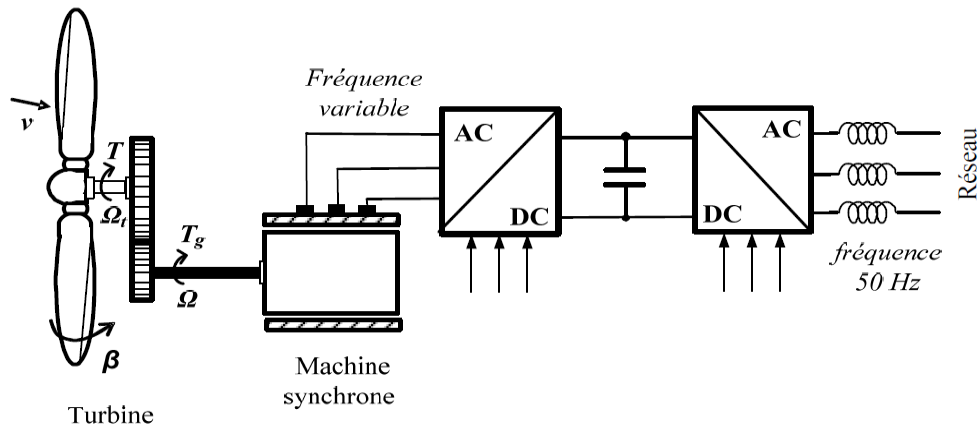
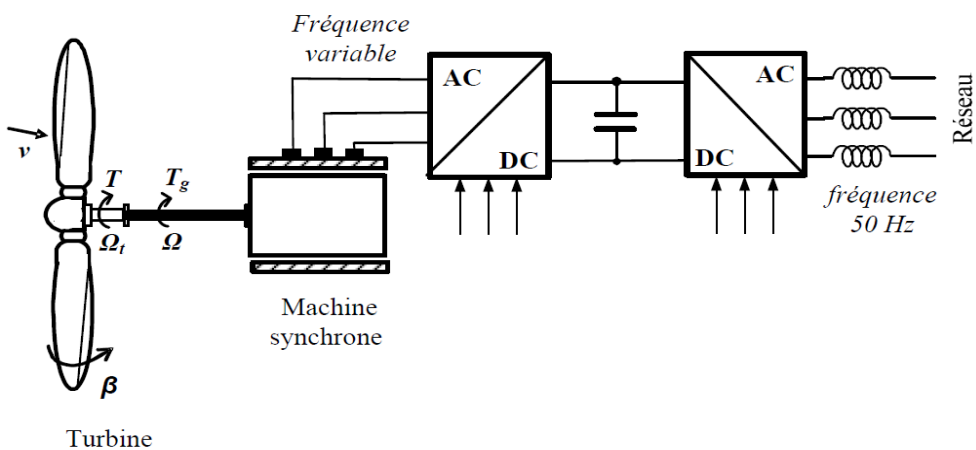


Figure 3.14: Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone [96].



(a) Machine synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur.



(b) Machine synchrone directement couplée à la turbine.

Figure 3.15: Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone [95].

2.10.3 Éolienne à vitesse variable à base d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA)

Un intérêt particulier surtout en tant que génératrice dans le domaine de l'énergie éolienne est suscité par la Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) à rotor bobiné. Son stator triphasé est identique à celui des machines asynchrones classiques. Son rotor est également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. Intégrée dans un système éolien, le stator de la machine est généralement directement connecté au réseau alors que le rotor l'est à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques (convertisseur coté MADA et convertisseur coté réseau) (Figure 3.16).

Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensée par l'économie réalisée sur le convertisseur [94].

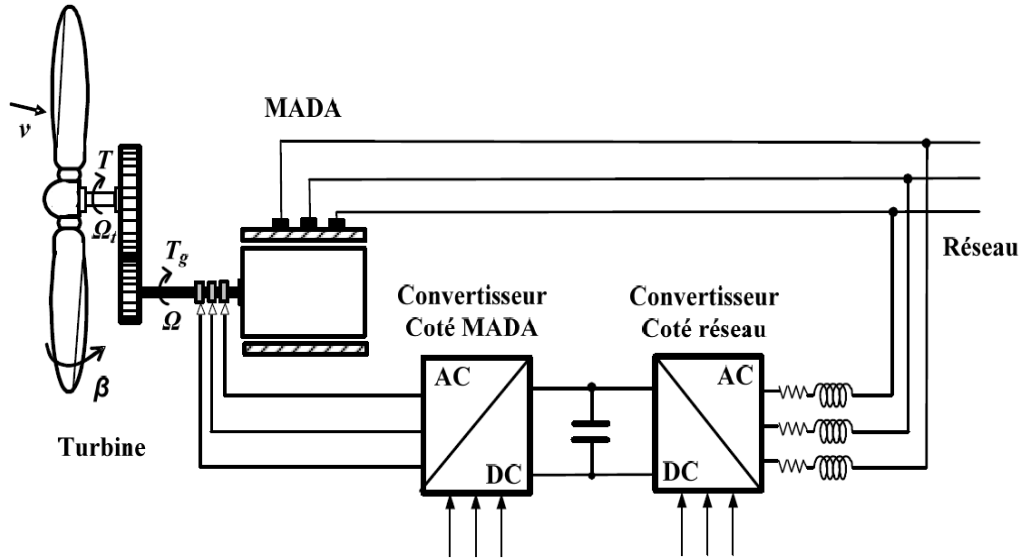


Figure 3.16: Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA [94].

3.11. Modèle d'une éolienne à vitesse fixe basée sur une machine asynchrone à cage couplé sur le réseau électrique

3.11.1. Modèle de la turbine éolienne

La puissance mécanique extraite par la turbine est donnée par la formule suivante [89]:

$$P_{mec} = 0.5 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho_{air} \cdot A_{rotor} \cdot V^3 \quad (3.19)$$

Où:

➤ $C_p(\lambda, \beta)$ est le coefficient de puissance dépendant du ratio de vitesse λ et de l'angle de calage β .

➤ V est la vitesse du vent [m/s].

➤ A_{rotor} est la surface circulaire balayée par la turbine [m²].

➤ ρ_{air} est la densité de l'air [Kg/m³].

Le coefficient de puissance pour les turbines à vitesse fixe est calculé approximativement par [86]:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6.94 \right) e^{-\frac{16.5}{\lambda_i}} \quad (3.20)$$

Avec:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + \frac{0.002}{\beta^3 + 1}} \quad (3.21)$$

Le couple de la turbine éolienne T_t exprimé en N.m est donné par l'équation suivante :

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega} = \frac{RP_t}{\lambda v} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 = \frac{1}{2} \cdot C_m \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (3.22)$$

Où C_m est le coefficient du couple et est donné par :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (3.23)$$

3.11.2. Modèle d'un multiplicateur

Le multiplicateur est supposé être rigide et est modélisé par un simple gain. L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont négligeables. Le couple mécanique de la turbine de l'éolienne est divisé par le rapport de multiplication « G » pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur [82].

$$T_{mec} = \frac{1}{G} T_t \quad (3.24)$$

Le multiplicateur adapte la vitesse angulaire de la turbine Ω_t à celle du générateur Ω_{mec} selon la formule suivante:

$$\Omega_{mec} = G \Omega_t \quad (3.25)$$

3.11.3. Modèle d'un générateur éolien

Les équations de la machine asynchrone selon les axes d et q sont écrites en considérant les hypothèses suivantes [60]:

- La saturation est négligée ;
- Les f.m.m. sont réparties sinusoïdalement dans l'entrefer de la machine ;
- Les encoches sont supposées inexistantes;
- L'hystérésis et les courants de Foucault dans les parties magnétiques ne sont pas pris en compte.

Le modèle de Park pour le stator conduit alors aux équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{sd} = -R_s [I_{sd}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{sd}] - \omega_s [\varphi_{sq}] \\ V_{sq} = -R_s [I_{sq}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{sq}] + \omega_s [\varphi_{sd}] \end{cases} \quad (3.26)$$

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = -L_s [I_{sd}] + L_m [I_{rd}] \\ \varphi_{sq} = -L_s [I_{sq}] + L_m [I_{rq}] \end{cases} \quad (3.27)$$

avec: $L_s = \frac{X_s}{\omega_s}$ et $L_m = \frac{X_m}{\omega_s}$.

V_{sd}, V_{sq} : sont respectivement les tensions du stator selon les axes d et q.

I_{sd}, I_{sq} : sont les courants statoriques selon les axes d et q.

$\varphi_{sd}, \varphi_{sq}$: sont les flux d et q du stator.

ω_s : est la pulsation des courants statoriques.

R_s : est la résistance du stator.

L_s : est l'inductance du stator.

L_m : est l'inductance mutuelle entre le stator et le rotor.

Le modèle de Park du rotor est décrit par les équations différentielles suivantes :

$$\begin{cases} V_{dr} = 0 = R_r [I_{rd}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{rd}] - s\omega_s [\varphi_{rq}] \\ V_{qr} = 0 = R_r [I_{rq}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{rq}] + s\omega_s [\varphi_{rd}] \end{cases} \quad (3.28)$$

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = -L_r [I_{rd}] - L_m [I_{sq}] \\ \varphi_{rq} = -L_r [I_{rq}] - L_m [I_{sd}] \end{cases} \quad (3.29)$$

Avec:

- $s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$ et $L_r = \frac{X_r}{\omega_s}$.
- V_{rd}, V_{rq} : sont les tensions du rotor sur les axes d et q.
- I_{rd}, I_{rq} : sont les courants rotoriques selon les axes d et q.
- $\varphi_{rd}, \varphi_{rq}$: sont les flux du rotor selon les axes d et q.

- ω_r : est la pulsation des courants rotoriques
- R_r : est la résistance du rotor
- X_r : est l'inductance du rotor
- s : est le glissement du champ statorique par rapport au rotor.

L'équation de la masse tournante du rotor de la machine asynchrone est :

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.30)$$

Où T_m et T_e sont respectivement les couples mécanique et électromagnétique et H la constante d'inertie.

Le couple électromagnétique $\langle T_e \rangle$ est donné par :

$$T_e = v_{sd} i_{d_s} + v_{sq} i_{q_s} \quad (3.31)$$

3.11.4. Modèle d'une ferme éolienne

Le regroupement d'un ensemble d'éoliennes à vitesse fixe constitue une ferme éolienne (voire figure 3.17).

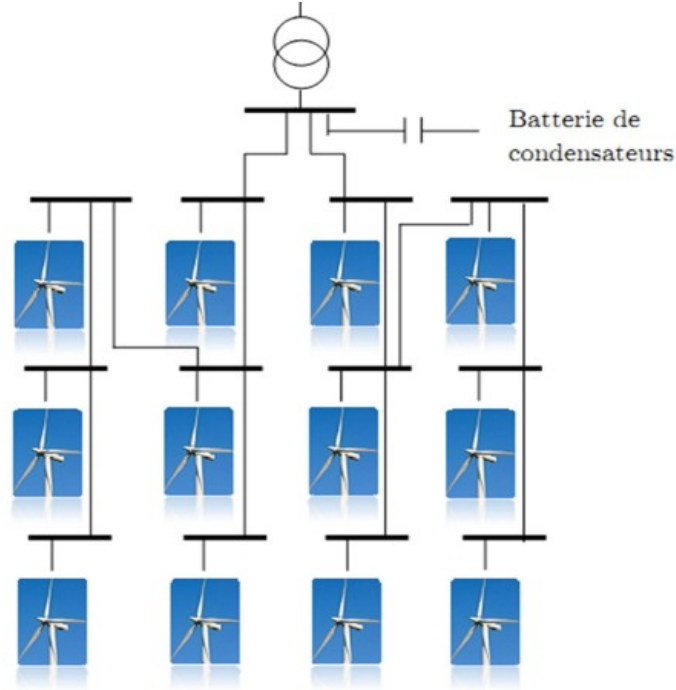


Figure 3.17: Architecture d'une ferme éolienne à vitesse constante [98].

Le modèle équivalent d'une ferme éolienne peut être obtenu par la somme de la puissance mécanique de chacune des éoliennes. Elle est considérée comme étant un générateur équivalent de type asynchrone qui reçoit la puissance mécanique équivalente à l'ensemble des éoliennes et

génère une puissance variant de zéro à la capacité installée. Les paramètres du générateur équivalent peuvent être calculés par les expressions suivantes [98]:

$$X_m^e = \frac{X_m}{n_g} \quad (3.32)$$

$$X_s^e = \frac{X_s}{n_g} \quad (3.33)$$

$$X_r^e = \frac{X_r}{n_g} \quad (3.34)$$

$$R_s^e = \frac{R_s}{n_g} \quad (3.35)$$

$$R_r^e = \frac{R_r}{n_g} \quad (3.36)$$

$$H^e = n_g \cdot H \quad (3.37)$$

X_m^e : Réactance mutuelle équivalente entre le stator et le rotor du générateur

X_s^e : Réactance statorique équivalente du générateur

X_r^e : Réactance rotorique équivalente du générateur

R_s^e : Résistance statorique équivalente du générateur

R_r^e : Résistance rotorique équivalente du générateur

H^e : Constante d'inertie équivalente

n_g : Nombre de générateurs

3.12. Outil de simulation et d'analyse PSAT

Plusieurs outils de simulation tels que (Matlab, EMTP, Etap, Power World, PSAT, etc.) ont été utilisés pour l'analyse et l'étude des réseaux électriques. Cependant PSAT reste l'outil le plus performant comme le montre le tableau 3.2. C'est un logiciel développé sous environnement Matlab [47].

Tableau 3.2: Logiciels d'analyse des réseaux électriques sous Matlab [47].

Fonction logiciels	PF	CPF	OPF	TDS
EST	X			X
MatEMTP				X
MatPower	X		X	X
PAT	X		X	X
PSAT	X	X	X	X
PST	X	X		X
SPS	X			X
VST	X	X		X

La manipulation de PSAT peut être effectuée, soit par l'interface graphique, soit par la programmation en ligne en utilisant des fonctions prédéfinies de ce logiciel et possède des outils pour le calcul de l'écoulement de puissance PF (Power Flow), l'écoulement de puissance optimal OPF (Optimal Power Flow), l'écoulement de puissance continu CPF (Continuation Power Flow) et la simulation dans le domaine temporel (Time Domaine Simulation). De plus, il offre plusieurs modèles statiques et dynamiques pour l'analyse des réseaux électriques. La figure 3.18 représente l'interface graphique du PSAT. Le réseau à étudier est implanté en utilisant une bibliothèque de Simulink comme il est illustré dans la figure 3.19.

Comme le montre la figure 3.19, en plus des composants classiques du réseau (générateurs, lignes, admittances shunts, transformateurs et autres), cette bibliothèque englobe différents types d'éoliennes à vitesse constantes et à vitesse variables. Le logiciel permet aussi à l'utilisateur d'introduire dans le réseau des dispositifs FACTS selon les applications. Tel que montré dans la figure 3.19, on dispose d'un nombre non négligeable de dispositifs FACTS allant du SVC au SSSC.

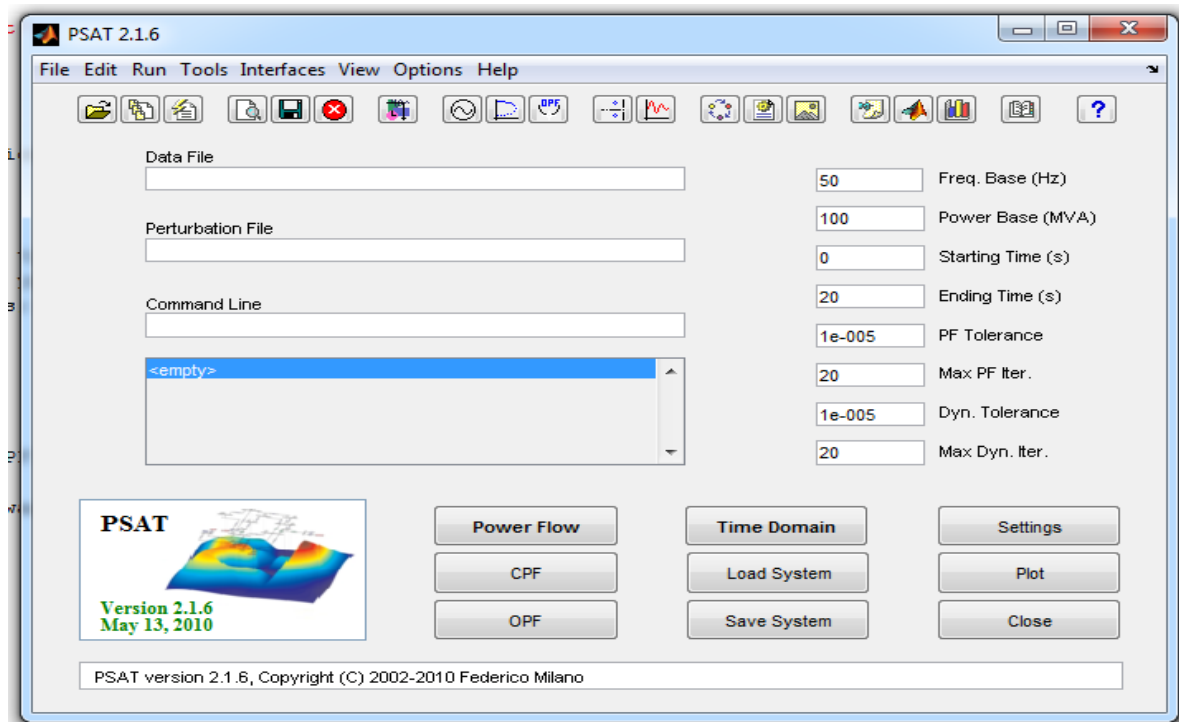


Figure 3.18: Interface graphique du PSAT

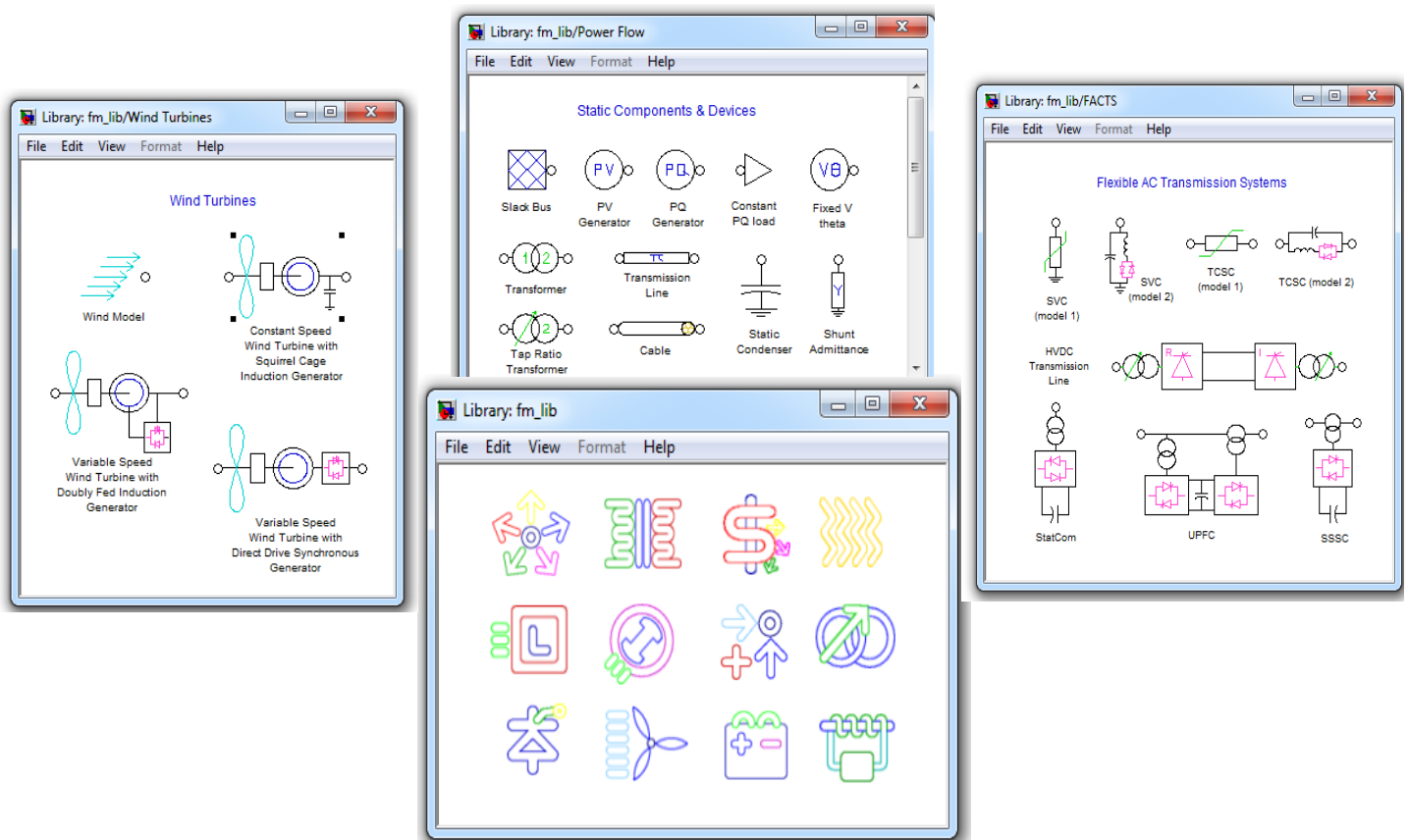


Figure 3.19: Bibliothèque de simulink [47].

3.13. Impact de l'insertion de la production décentralisée sur la stabilité transitoire

Afin d'obtenir le régime permanent de fonctionnement des générateurs en présence d'une production décentralisée, un calcul de la répartition de puissance a été réalisé au moyen du logiciel PSAT. On a alors considéré une production décentralisée connectée d'abord au nœud 10 avec un taux de pénétration de 20% puis au nœud 24 avec un taux de pénétration identique au premier cas. La représentation unifilaire du réseau test équipé de PDE dans PSAT est montrée par la figure 3.20. Les paramètres de ce réseau sont donnés en annexe 2.

Le taux de pénétration est donné par [99]:

$$PD_{\text{taux de pénétration}} \% = \frac{P_{PD} \cdot 100 \%}{(P_{PC} + P_{PD})} \quad (3.38)$$

Où P_{PC} et P_{PD} sont respectivement les puissances actives générées par les productions centralisées et décentralisées.

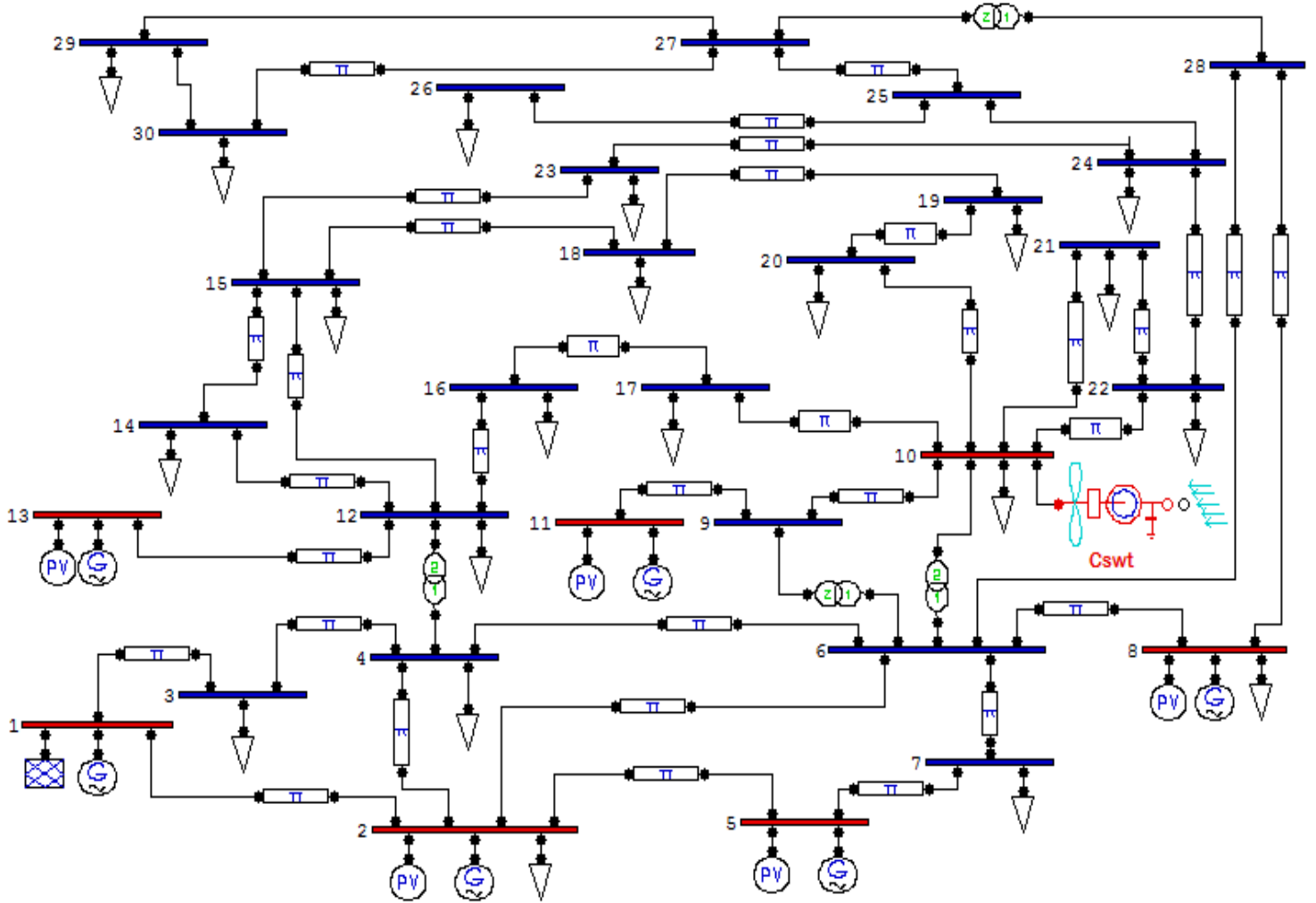


Figure 3.20: Réseau test modifié équipé de PDE dans PSAT.

Les résultats de l'écoulement de puissance montrent qu'en présence d'une production décentralisée, les pertes de puissance totales sont réduites et ce que le point de connexion de la PDE soit proche ou loin des générateurs (voir tableau 3.3). De plus les pertes totales de puissance sont moindres lorsque le PDE est proche d'un nœud générateur.

Tableau 3.3: Résultats de l'écoulement de puissance avec et sans PDE.

N° du JB	Puissance active générée en (MW)		
	sans PDE	Avec PDE au JB 24	Avec PDE au JB 10
1	176.9285	118.6698	116.7506
2	48.4510	48.4510	48.4510
3	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	0.0000
5	20.9720	20.9720	20.9720
6	0.0000	0.0000	0.0000
7	0.0000	0.0000	0.0000
8	22.4320	22.4320	22.4320
9	0.0000	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	56.6800
11	12.1460	12.1460	12.1460
12	0.0000	0.0000	0.0000
13	12.0000	12.0000	12.0000
14	0.0000	0.0000	0.0000
15	0.0000	0.0000	0.0000
16	0.0000	0.0000	0.0000
17	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	56.6800	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000
26	0.0000	0.0000	0.0000
27	0.0000	0.0000	0.0000
28	0.0000	0.0000	0.0000
29	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000
Pertes (MW)	9.5300	8.0770	6.1100

Le problème de l'influence de la production décentralisée sur la stabilité transitoire des réseaux électriques est examiné en considérant un taux de pénétration de 20 %. Deux points de placement de la PDE ont été successivement considérés. Il s'agit du nœud 24 puis 10. Un court circuit est provoqué sur la ligne 1-2, à l'instant $t=1s$ et est éliminé par l'ouverture de la ligne, après $T_e = 220$ ms.

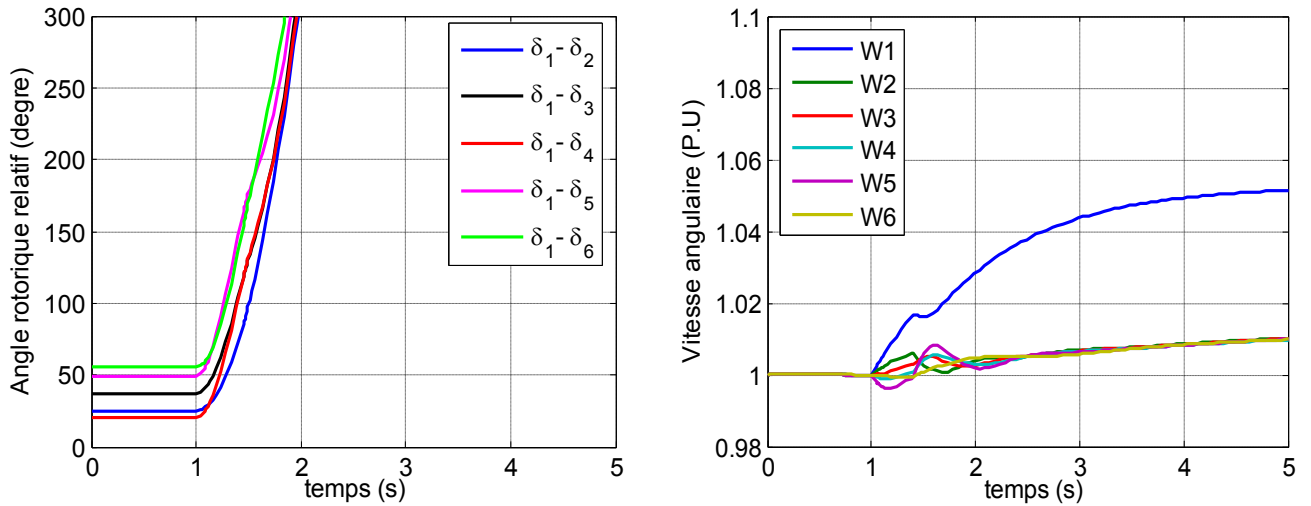


Figure 3.21: Réponse du système sans PDE (Te = 220 ms).

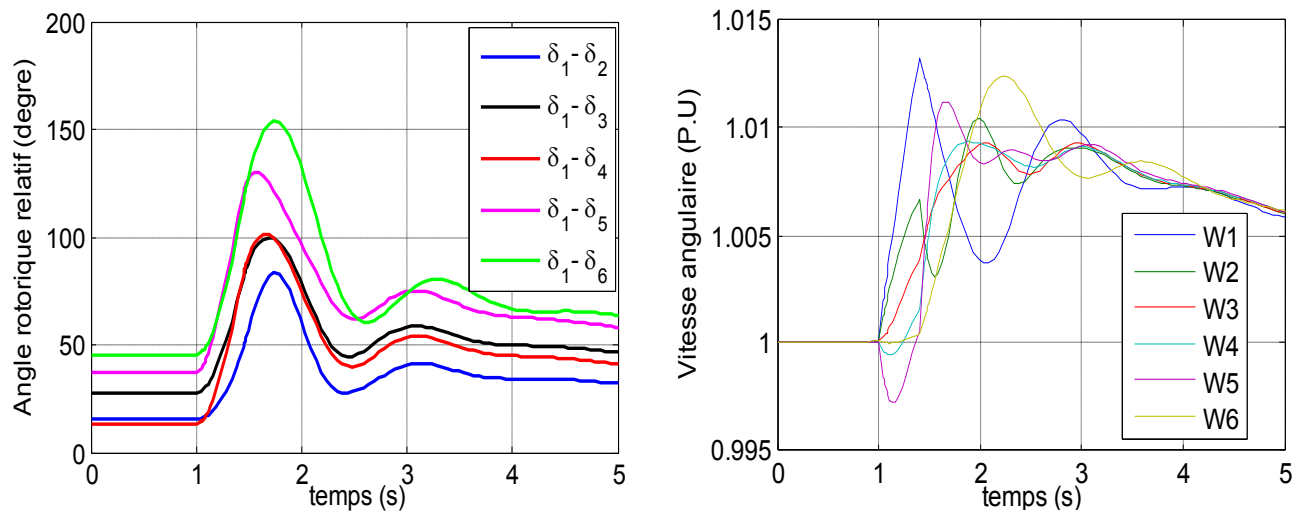


Figure 3.22: Réponse du système avec PDE connecté au JB 24 (Te = 220 ms).

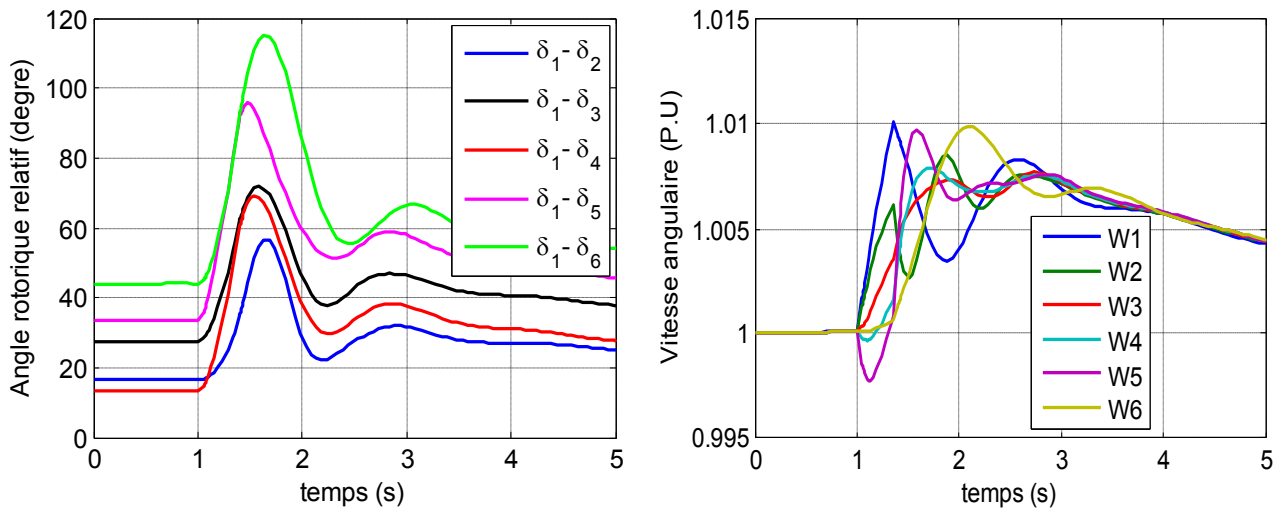


Figure 3.23: Réponse du système avec PDE connecté au JB10 (Te = 220 ms).

Les réponses du système sont alors telles que indiqués sur les figures 3.21 (sans PDE), 3.22 (PDE au nœud 24) et 3.23 (PDE nœud 10). Ces dernières montrent que sans PDE perd sa stabilité alors qu'il la garde en présence de PDE et ce pour un temps de défaut 220 ms.

En augmentant le temps d'élimination du défaut de 220 à 250 ms pour les deux cas, on constate que le système avec une production décentralisée connecté au jeu de barres 10 conserve sa stabilité (Figure 3.24). Cependant, le système avec une production décentralisée connecté au jeu de barres 24 la perd (Figure 3.25).

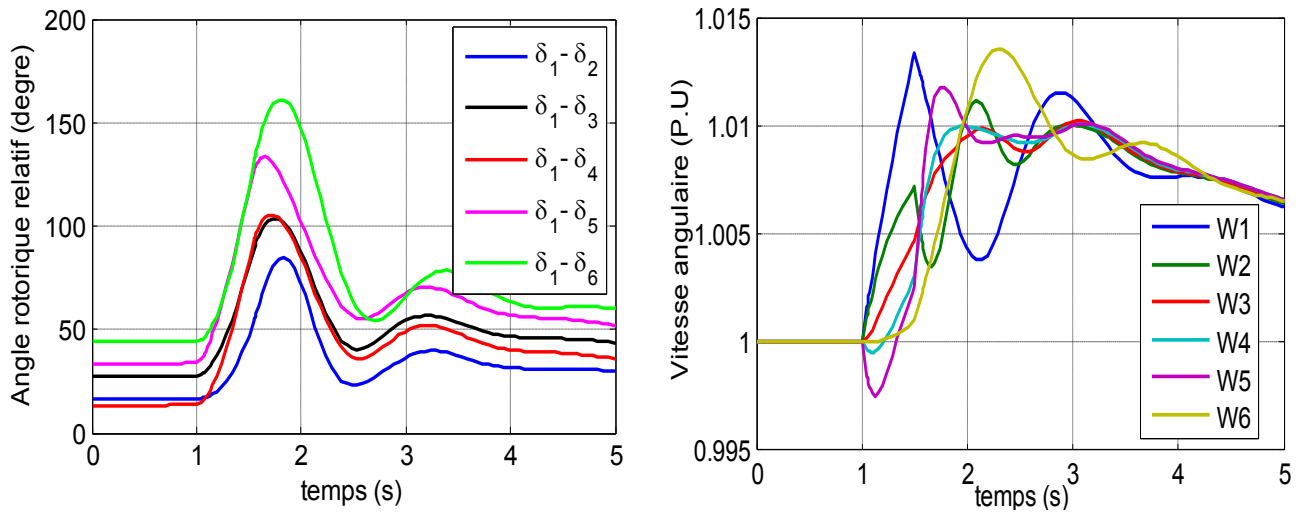


Figure 3.24: Réponse du système avec PDE connecté au JB10 ($T_e = 250$ ms).

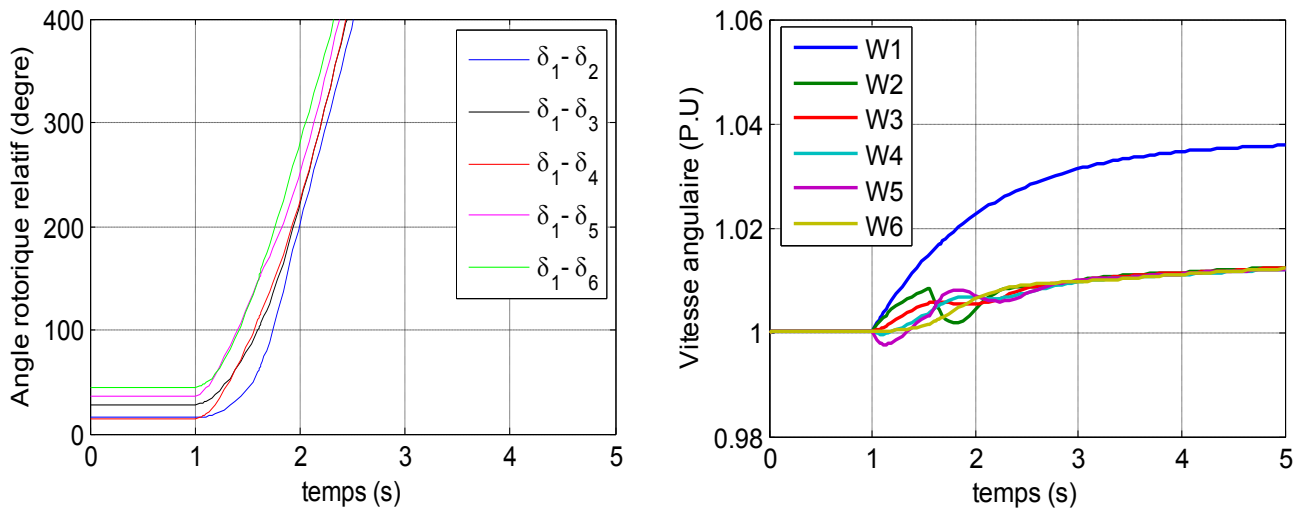


Figure 3.25: Réponse du système avec PDE connecté au JB 24 ($T_e = 250$ ms).

Pour évaluer l'impact du taux de pénétration de la production décentralisée sur la stabilité transitoire, nous avons considéré les deux emplacements précédents pour la PDE (nœud 24 et 10) mais avec des taux de pénétration allant de 0 à 30% avec un pas de 5%. Le choix des nœuds 24 et 10 est justifié par la présence des condensateurs shunts en ces endroits.

Le tableau 3.4 et la figure 3. 26 ci dessous donnés montrent l'évaluation du temps critique d'élimination du défaut suivant l'augmentation du taux de pénétration de la productions décentralisée pour un court-circuit au nœud 1 avec ouverture de la ligne 1-2 en défaut.

Tableau 3.4: CCT pour différent taux de pénétration de la production décentralisée.

Taux de pénétration (%)	0	5	10	15	20	25	30
Puissance générée (MW)	0	14.17	28.34	42.51	56.68	70.85	85.02
CCT avec PDE au JB 24 (ms)	159	188	210	237	254	294	310
CCT avec PDE JB10 (ms)	159	196	220	248	267	305	330

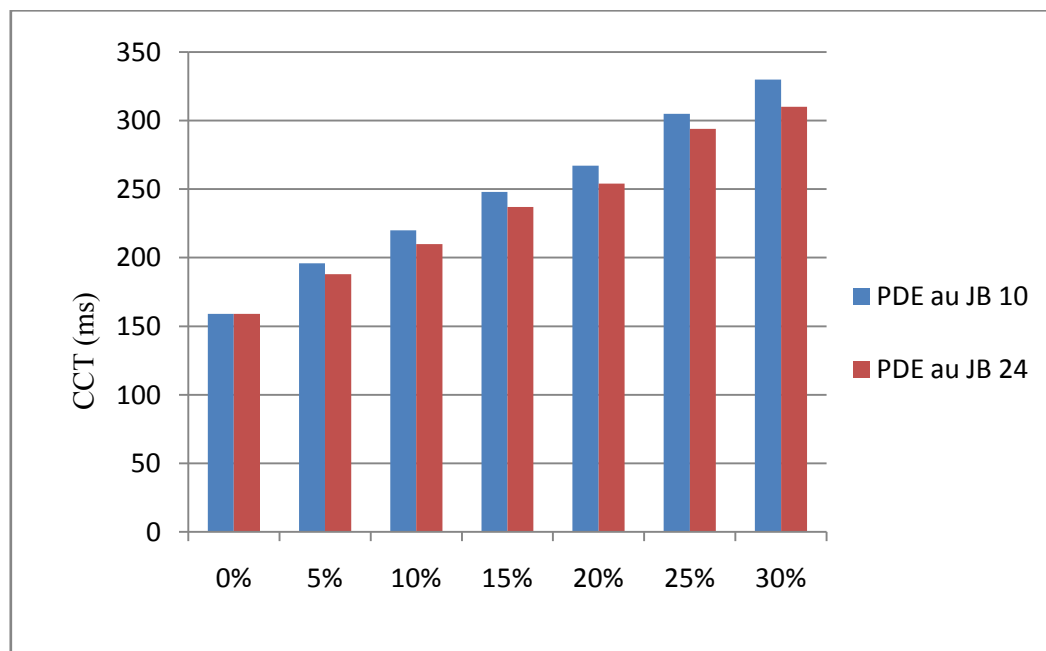


Figure 3.26: Impact de la production décentralisée sur le CCT.

Les résultats obtenus montrent que le renforcement de la pénétration de la production décentralisée dans le réseau électrique permet d'augmenter la marge de stabilité transitoire.

3.14. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de prendre connaissance des nouveaux concepts de production de l'énergie électrique à partir de sources dites propres et renouvelables. Ce type de production est décentralisé et provient, entre autres moyens, des éoliennes auxquelles on s'intéresse pour l'étude de la stabilité. Dans ces éoliennes, le générateur est soit une machine asynchrone ou bien une machine synchrone. L'un comme l'autre des deux modèles d'éolienne ont un impact sur le réseau électrique dont les contours et la modélisation mathématique ont été présentés. Aussi, les résultats des simulations portant sur l'influence de la pénétration de la production décentralisée, à base d'éoliennes, sur la stabilité transitoire des réseaux électriques, a été montré dans ce chapitre.

Chapitre 04

AMÉLIORATION DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE PAR LES SYSTÈMES FACTS

4.1. Introduction

A petite échelle, l'impact de la production décentralisée à base d'éoliennes sur la stabilité transitoire d'un réseau électrique est négligeable. Une forte pénétration par contre aura un important impact qui ne se limitera pas au réseau de distribution mais, s'étendra à l'ensemble du système dont la stabilité transitoire sera influencée et ce particulièrement dans le cas des éoliennes où le contrôle de la puissance réactive est absent [5,100]. Pour limiter cet impact et améliorer la stabilité, l'ajout de compensateurs réduisant la puissance réactive appelée par le réseau s'impose. Néanmoins, ces condensateurs présentent plusieurs inconvénients et ne constituent plus la bonne solution. Le développement récent des dispositifs FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance sont mieux contrôlés, les tensions mieux tenues et les marges de stabilité ont été augmentées, poussées même vers les limites thermiques des lignes [7,101,102].

La contribution des dispositifs FACTS dans le contrôle des réseaux électriques, l'amélioration de la stabilité et la flexibilité qu'ils offrent nous ont conduits à consacrer le présent chapitre à leur présentation. Les trois classes de dispositifs FACTS à savoir, les compensateurs parallèles, les compensateurs séries et les compensateurs hybrides (série-parallèle) seront d'abord présentés pour ensuite, donner les techniques de leur localisation notamment la méthode CPF (écoulement de puissance en continu). Après quoi, nous présenterons l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les dispositifs FACTS sans la présence de la production décentralisée. Comme dispositifs FACTS, nous allons considérer le SVC (compensateur shunt), le TCSC (compensateur série) et une hybridation de ces deux derniers. Le problème sera aussi étudié en considérant la production décentralisée en présence d'un SVC.

4.2. But du développement de la technologie FACTS

La solution traditionnelle pour tout problème de réseau est d'augmenter sa capacité en installant de nouvelles lignes de transmission et de distribution. Mais la mise en œuvre de cette solution est devenue de plus en plus difficile en raison de divers aspects tels que les impacts environnementaux, les considérations économiques et les obstacles politiques [103]. Afin de faire face à cette situation, il est recommandé de rationaliser l'utilisation des systèmes électro-énergétiques existant en poussant leurs limites de transfert de puissance.

Le développement des dispositifs FACTS n'a été possible que grâce au progrès enregistrés dans la technologie des thyristors. Les FACTS sont capables de résoudre la plupart voire tous les inconvénients des systèmes électro-énergétiques, rendant ainsi les réseaux existants plus fiables, plus contrôlables et plus efficaces. Les éléments FACTS sont généralement des convertisseurs de puissance (0 à 300 MVA) à haute tension (138-500 kV) utilisés pour contrôler le flux de puissance dans le réseau de transmission et de distribution [104].

Pour expliquer le concept de la technologie FACTS, on peut considérer la ligne de transmission (voir figure 2.4) et l'expression de la puissance transmise (2.9) suggère qu'elle peut être modifiée en agissant sur l'un des trois paramètres dont elle est fonction c'est-à-dire la tension, la réactance de la ligne et l'angle de transport [102, 105, 106]. Les dispositifs FACTS exploitent, justement, cette dépendance de la puissance pour améliorer la transmission de puissance. Les options qui sont offertes dans ce cas et que peut exploiter un FACTS sont au nombre de trois. Il s'agit de:

1. Augmentation des tensions: Ce choix n'offre pas une grande flexibilité et est limité du fait que les variations des tensions ne peuvent typiquement excéder les limites de $\pm 5\%$ et 6% la tension nominale.
2. Contrôle de l'angle de transport. Cette action peut être effectuée par le transformateur déphaseur à base de thyristors l'UPFC (Unified Power Flow Controller) à titre d'exemple.
3. Diminution de la réactance qui peut être accompli soit par :
 - ✓ L'installation d'une nouvelle ligne parallèle.
 - ✓ Fournir une compensation réactive parallèle afin de contrôler la tension.
 - ✓ Insertion de condensateurs en série dans la ligne pour compenser la chute de tension inductive.
 - ✓ Injecter une tension en série avec la ligne en opposition de phase à la chute de tension inductive.

Les principaux avantages qui peuvent être obtenus en utilisant les dispositifs FACTS dans les systèmes électro-énergétiques sont [101,102,103,104]:

- Le contrôle de l'écoulement des puissances active et réactive d'une manière régulière et rapide.
- Réduction des flux de puissance réactive indésirables dans le système.
- Réduction des fortes chutes de tension sur les lignes.
- Augmentation de la capacité de chargement des lignes de transmission à des niveaux proches de leurs limites thermiques sans enfreindre les contraintes de sécurité.
- Augmentation de la capacité de transmission des puissances et leurs stabilités.
- Limitation des impacts des défauts et de l'échec de l'équipement du réseau électrique.
- Aide à amortir les oscillations et à éviter les dommages aux équipements.
- Amélioration de la stabilité statique et transitoire.
- Contrôle de la tension et amélioration de la qualité des puissances.
- Transfert rapide du flux de puissance de la ligne de transmission saturé vers une autre ligne parallèle peu chargée.
- Contrôle dynamique de la tension limitant ainsi les surtensions sur les lignes.
- Maintenir la qualité de puissance au point de connexion.

En plus de tous ces avantages, les dispositifs FACTS ne sont pas soumis aux nombreuses contraintes mécaniques rencontrés dans les dispositifs mécaniques classiques, tels que les transformateurs à prises variables ou les commutateurs de condensateurs shunt.

4.3. Classification des dispositifs FACTS

Un contrôleur FACTS est en général constitué de dispositifs à base d'électronique de puissance et d'autres éléments statiques qui assurent le contrôle d'un ou plusieurs paramètres du réseau permettant l'augmentation de la contrôlabilité et l'accroissement de la capacité de transfert de puissance du réseau. La technologie des FACTS répond aux besoins de contrôle dynamique de la tension, de l'impédance et de la différence angulaire rotorique des générateurs. Ils ont la capacité d'adapter les changements ou les conditions de fonctionnement du réseau tout en conservant la marge de stabilité en régime normal et transitoire [7,44,103,107,108].

Les dispositifs FACTS peuvent être divisés en deux familles distinctes selon [7,45,107]:

1. La technologie :

- Les FACTS contrôlés par des thyristors qui n'ont pas le pouvoir de coupure intrinsèque. Ces

derniers sont disposés avec des condensateurs/inductances et ont par contre, un temps de réponse. Le Compensateur de tension statique (SVC) et le condensateur série Contrôlé par thyristors (TCSC) en sont de parfait exemples.

- Les FACTS basés sur le convertisseur commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO, IGCT ou IGBT. Ces éléments sont assemblés dans l'objectif de former des convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau. Le Compensateur statique synchrone (STATCOM) et le Compensateur statique série synchrone (SSSC) appartiennent à cette famille.

2. Le positionnement:

Sur la base de leur positionnement dans le réseau de transport, les dispositifs FACTS peuvent également être divisés en trois types :

- Les dispositifs shunts : ils sont connectés en parallèle au niveau des postes du réseau tels que les compensateurs statiques synchrones STATCOM, les réactances contrôlées par thyristor TCR (Thyristor controlled Reactor), les TSR (Thyristor-Switched Reactor), les TSC (Thyristor-Switched Capacitor) et les SVC (static var composator).
- Les dispositifs séries : ils sont connectés en série avec les lignes de transport. Dans ce type de dispositifs on trouve les SSSC (Static Synchronous Series Compensator), les TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), les TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor), les TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor), les GCSC (GTO Thyristor-Controlled Series Capacitor) et les PAR (Phase Angle Regulator).
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui utilisent les deux modes de couplage précédents. Dans cette classe on rencontre les IPFC (Interline Power Flow Controller), les UPFC (Unified Power Flow Controller), les TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer), les IPC (Interphase Power Controller), les DMC (Dynamic Flow Controller) et les UPQC (Unified Power Quality Conditioner).

C'est d'ailleurs la classification selon le positionnement des dispositifs FACTS qui est choisi comme moyen d'amélioration de la stabilité dans le cadre de ce travail de thèse.

4.4. Dispositifs FACTS shunts

La compensation shunt est utilisée principalement pour augmenter la puissance électrique transmise. Le principe consiste à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour les rendre plus compatibles avec la charge en injectant ou en absorbant de la puissance réactive. On

distingue plusieurs dispositifs shunt, parmi lesquels on cite, les compensateurs statique d'énergie réactive (SVC), les compensateurs statiques synchrones (STATCOM) [44,107].

4.4.1. Compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

C'est pour un four à arc, en 1972, que le premier SVC a été installé. Dans les réseaux de transport, le SVC a fait son entrée en 1979 et s'est par la suite largement répandu. Afin d'en apprécier la taille, une installation récente est illustrée par la figure 4.1 [101].

Le Compensateur statique d'énergie réactive (SVC) est une combinaison parallèle de filtres d'harmoniques, de condensateurs à commutation par thyristor (TSC) et de réactances contrôlées par thyristor (TCR) connectés au réseau à travers un transformateur de couplage (voir figure 4.2) [7,107]. Une bonne coordination du TSC et du TCR fait du SVC un compensateur de la puissance réactive, un régulateur la tension et un correcteur du facteur de puissance [109].

- ***TCR (thyristor controlled reactor)***

Un TCR est un gradateur branché à une charge inductive dont la réactance équivalente est variable et est réglée par le contrôle de l'angle d'amorçage des thyristors [8, 110].

- ***TSC (thyristor switched capacitor)***

Un TSC est un banc de condensateurs commutables. En commutant les thyristors, le TSC se comporte comme un condensateur dont le nombre de valeurs est fini [8].

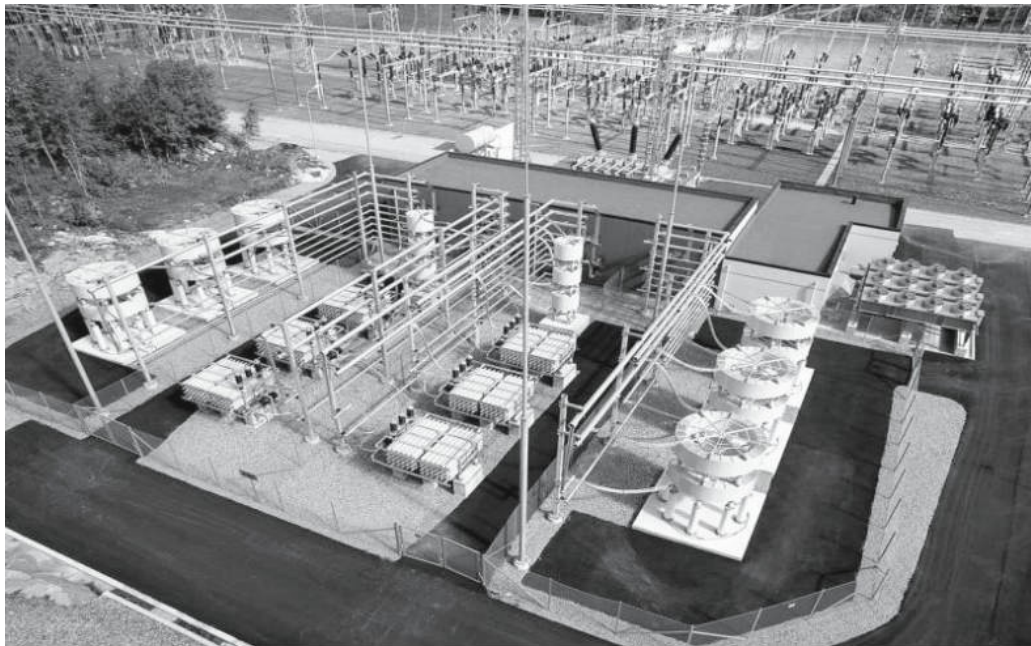


Figure 4.1: Une installation d'un SVC [101].

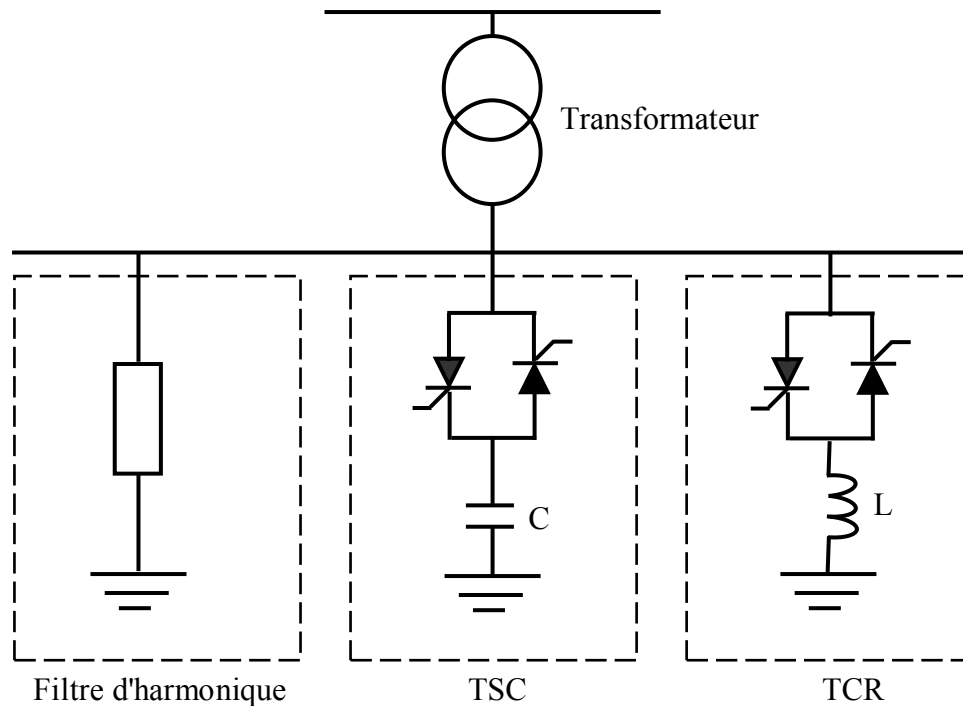


Figure 4.2: Schéma d'un SVC [7].

4.4.1.1. Principe de fonctionnement, configuration et contrôle de SVC

Le SVC se compose de condensateurs à commutation par thyristor (TSC) et de réactances à thyristor contrôlé (TCR). Le contrôle coordonné de la combinaison des branches (TSC / TCR) varie la puissance réactive [109]. La figure 4.3 donne la courbe V-I d'un SVC où sont illustrés les différents cas lors du fonctionnement du SVC. Elle montre que lorsque la tension est basse le SVC se comporte comme un condensateur et envoie de la puissance réactive, dans le cas contraire, il en absorbe du fait qu'il se comporte comme une bobine. De même, sur la figure en question on distingue les trois zones dans la caractéristique statique d'un SVC [101]:

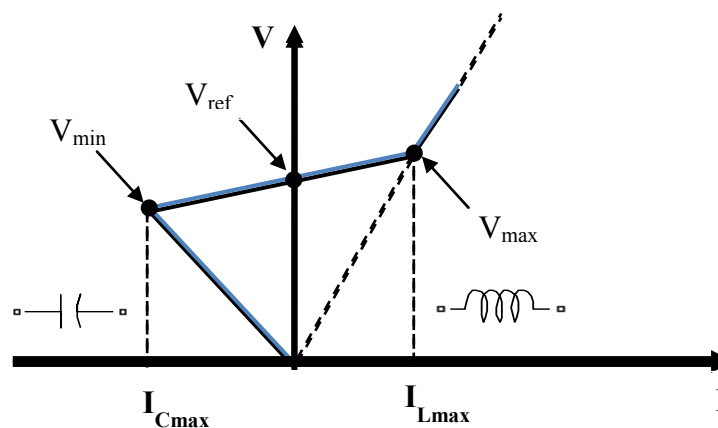


Figure 4.3: Caractéristique d'un SVC [45].

1. Zone où $V \leq V_{\min}$: c'est une zone où seules les capacités sont connectées au réseau le TSC fournit alors de la puissance réactive afin d'augmenter la tension.
2. Zone où $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$: une zone de réglage où l'énergie réactive est réglée en combinant le contrôle des TCR et des TSC.
3. Zone où $V \geq V_{\max}$: c'est la zone où les condensateurs sont déconnectés et où le TCR absorbe son énergie maximale réactive afin de diminuer la tension du réseau.

Un Compensateur statique (SVC) à un fonctionnement rapide et peut fournir en continu la puissance réactive requise pour améliorer les performances des réseaux de transport et de distribution. Il peut contrôler les oscillations de tension dynamiques dans différentes conditions de fonctionnement des réseaux cités plus haut. Le SVC présente plusieurs avantages et permet [45,111,112] :

- L'amélioration de la stabilité du réseau,
- L'Augmentation de la capacité de transfert et la réduction des pertes de puissance.
- Le maintien d'un profil de tension lisse.
- La fourniture continue d'une puissance réactive et l'atténuation des oscillations de la puissance active sous différentes conditions de fonctionnement du réseau.
- La régulation de la tension et l'amélioration de la stabilité transitoire et dynamique.
- L'augmentation de la limite de stabilité.

4.4.1.2. Modélisation du SVC

Tel que montré par la figure 4.4, le SVC est modélisé par une admittance shunt variable y_{svc} [8,107,110,113]. La valeur de cette dernière est donnée par l'équation (4.1). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire. L'énergie réactive fournie (ou absorbée) par un SVC placé au nœud j est donnée par l'équation (4.2). Le signe "moins" indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif.

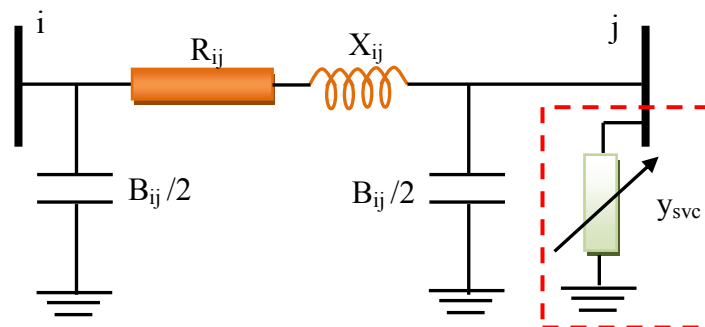


Figure 4.4: Modélisation du SVC [8].

$$y_{svc} = JB_{svc} \quad (4.1)$$

$$Q_{svc} = -V_j^2 B_{svc} \quad (4.2)$$

Où B_{svc} : est la susceptance du SVC, elle peut être de nature capacitive ou inductive.

Le schéma simplifié de contrôle d'un SVC est représenté par la figure 4.5, et décrit par l'équation suivante [8]:

$$\dot{B}_{svc} = (K_r(V - V_{ref}) - B_{svc})/T_r \quad (4.3)$$

Où :

K_r : Le gain du régulateur.

T_r : La constante de temps du régulateur en (s).

V , V_{ref} : Sont respectivement la tension mesurée et de référence du contrôleur en (Pu).

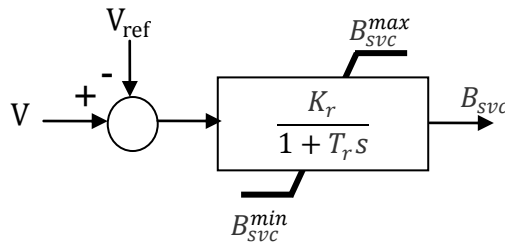


Figure 4.5: Schéma simplifié de commande d'un SVC [8].

Lorsqu'un SVC est présent au jeu de barre j , seul l'élément Y_{jj} de la matrice admittance nodale est changé, l'admittance du SVC lui étant additionnée :

$$Y'_{jj} = Y_{jj} + y_{svc} \quad (4.4)$$

Généralement, les SVC sont placés dans des zones où il y a des charges importantes ou qui varient fortement. On peut aussi les placer au niveau des nœuds où la puissance réactive reçue n'est pas suffisante pour maintenir la tension au niveau désiré, comme dans le cas de l'installation d'une éolienne à vitesse fixe fonctionnant avec une machine asynchrone à cage.

4.4.2. Compensateur statique synchrone (STATCOM)

Un STATCOM est typiquement composé d'un transformateur de couplage, un onduleur commandé par des GTO ou des IGBT et un élément de stockage d'énergie réactive telle une batterie de condensateurs (figure 4.6) [101].

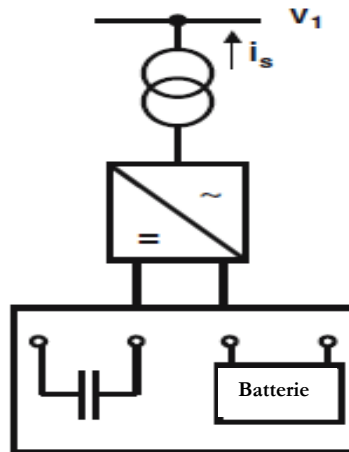


Figure 4.6: Schéma d'un STATCOM [101].

Le STATCOM est similaire à un compensateur synchrone sans inertie mécanique mais avec des caractéristiques meilleures. Il est doté d'une dynamique rapide, un faible coût d'installation et une maintenance simple. Il présente une grande robustesse car il peut injecter de la puissance réactive indépendamment du niveau de la tension réelle au point de connexion. Même lors des contingences les plus sévères le STATCOM conserve sa pleine capacité [7]. L'utilisation du STATCOM offre les avantages suivants [7,114]:

- Contrôle rapide de la puissance réactive.
- Échange de puissance dynamique.
- Amélioration de la stabilité transitoire et dynamique.
- Amélioration du contrôle de la tension.
- Bonne réponse à faible tension : il est capable de délivrer son courant nominal, même avec une tension presque nulle.
- Compensation de puissance réactive efficace.

Il est cependant à noter que le STATCOM engendre de nombreux harmoniques du fait de la présence de semi-conducteur, d'où la nécessité d'utiliser des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres [7].

4.4.3. Résistance de Freinage Commandée par Thyristor (TCBR)

Le TCBR pour « thyristor control breaking resistor » est constitué d'une résistance fixe connectée en série avec un gradateur (figure 4.7) [8,107]. L'angle d'amorçage des thyristors contrôle la valeur effective de la résistance. Ce type de compensateur est toujours connecté en parallèle afin de réduire l'accélération des générateurs en cas de perturbation ou bien améliorer la

stabilité du réseau. Les dispositifs avec contrôle de l'angle d'amorçage peuvent être utilisés pour amortir de façon sélective les oscillations basses fréquences [45].

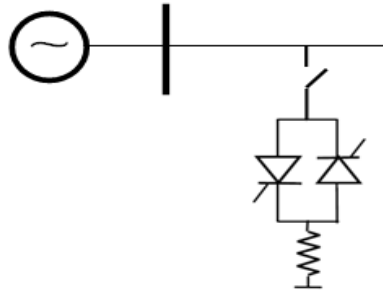


Figure 4.7: Représentation du circuit de base du TCBR [115].

4.5. Dispositif FACTS série

Le principal obstacle limitant le transport du courant alternatif sur de grandes distances est la réactance de la ligne. Ainsi, pour réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne, la compensation série capacitive a été introduite.

Pour compenser la chute de tension inductive, les dispositifs de compensation série qui sont des évolutions des condensateurs série fixes, insèrent une tension capacitive sur la ligne de transport et modifient ainsi la réactance effective de la ligne en question. La tension insérée est proportionnelle et est perpendiculaire au courant circulant dans la ligne [44,107].

4.5.1. Condensateur série à thyristor (TCSC)

Proposé en 1986, le condensateur série à thyristor (TCSC) appartient à la famille des dispositifs séries [101]. Il se compose d'un condensateur de compensation série en parallèle avec une réactance inductive contrôlée par thyristor (TCR). Cette combinaison permet un réglage continu, sur une large gamme, de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale.

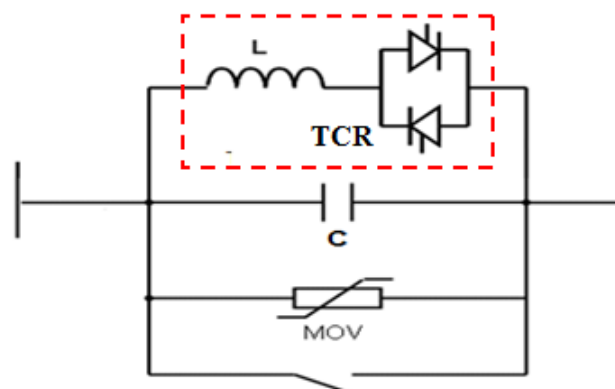


Figure 4.8: Schéma principe du TCSC [116].

Les montages de TCSC peuvent varier selon les fabricants. La figure 4.8 illustre le schéma du TCSC. En pratique, une varistance à oxyde métallique ou MOV (Metal oxide Varistor) est insérée en parallèle afin de protéger le condensateur contre les surtensions [116].

4.5.1.1. Principe de fonctionnement, configuration et contrôle de TCSC

Le TCSC fournit une puissance qui varie en continu en annulant partiellement la puissance de compensation fournie par le TCR. Le TCSC présente un circuit LC parallèle raccordé en série avec la ligne. La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée par le contrôle du courant circulant dans l'inductance au moyen des thyristors. Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués (figure 4.9) [102, 107].

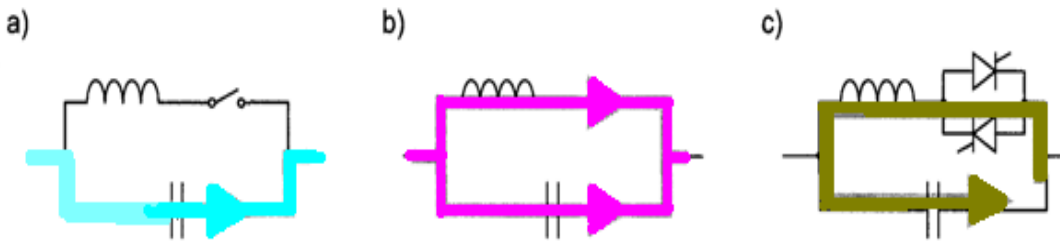


Figure 4.9: Régimes de fonctionnement du TCSC [107].

- a) Les thyristors sont bloqués; obligeant le courant de la ligne à passer uniquement par le condensateur. L'impédance du TCSC est alors fixe correspondant à celle du condensateur.
- b) Les thyristors sont en pleine conduction, le TCSC a alors une impédance fixe qui correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance.
- c) Les thyristors sont commandés en conduction partielle. Permettant la circulation d'un courant de boucle dans le TCSC qui représente une réactance apparente supérieure à celle de la capacité (ou de l'inductance) seule.

4.5.1.2. Modélisation du TCSC

La réactance apparente du TCSC est donnée par :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{x_C \cdot x_{L(\alpha)}}{x_{L(\alpha)} + x_C} \quad (4.5)$$

Où $x_{L(\alpha)}$ vaut :

$$x_{L(\alpha)} = x_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \quad (4.6)$$

La figure (4.10) représente le schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCSC.

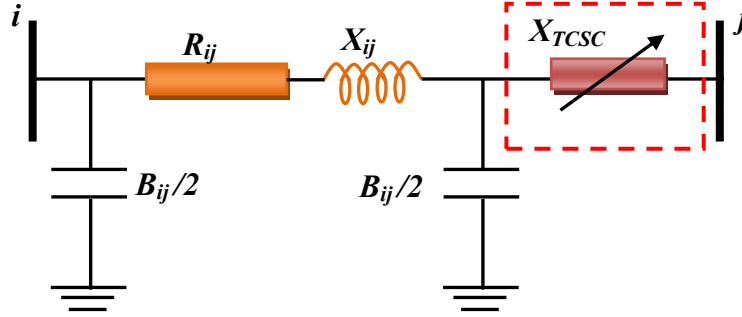


Figure 4.10: Modélisation d'un TCSC [113].

Le compensateur TCSC modifie uniquement la réactance de la ligne à laquelle il est connecté. L'admittance de la ligne est alors donnée par [8]:

$$Y'_{ij} = \frac{1}{R_{ij} + j(X_{ij} + X_{TCSC})} \quad (4.7)$$

L'application de TCSC présente les avantages suivants [107,117]:

- Élimination des risques de résonnance.
- Amortissement des oscillations de puissance active.
- Amélioration de la stabilité transitoire.
- Contrôle dynamique du débit de puissance.
- Augmentation de la capacité de transfert des puissances.

4.5.2. Compensateur statique série synchrone (SSSC)

Le Compensateur statique série synchrone (SSSC) est utilisé pour contrôler le flux de puissance actif et/ou réactif à travers une ligne. Il se compose d'un transformateur en série, d'un convertisseur de source de tension et d'un condensateur comme il est montré dans la Figure 4.11 [7]. Dans des conditions normales, le SSSC fonctionne en mode veille. Cependant, pendant les perturbations, la tension nominale du système sera comparée à la variation de tension pour trouver la tension différentielle. Cette dernière est alors injectée par le SSSC [102].

Afin d'augmenter le flux de puissance en ligne, le SSSC introduit une réactance capacitive variable en série avec la ligne de transmission. Pour une compensation capacitive régulière, la tension de sortie doit être en quadrature avec le courant de la ligne, afin de s'opposer directement à la chute de tension inductive dans l'impédance de ligne. Le dispositif SSSC est connecté à la ligne électrique au moyen du transformateur d'injection. L'onduleur présent dans le SSSC est un convertisseur bidirectionnel. Il joue le rôle d'un onduleur lors de la compensation capacitive et comme redresseur lors de la compensation inductive [112].

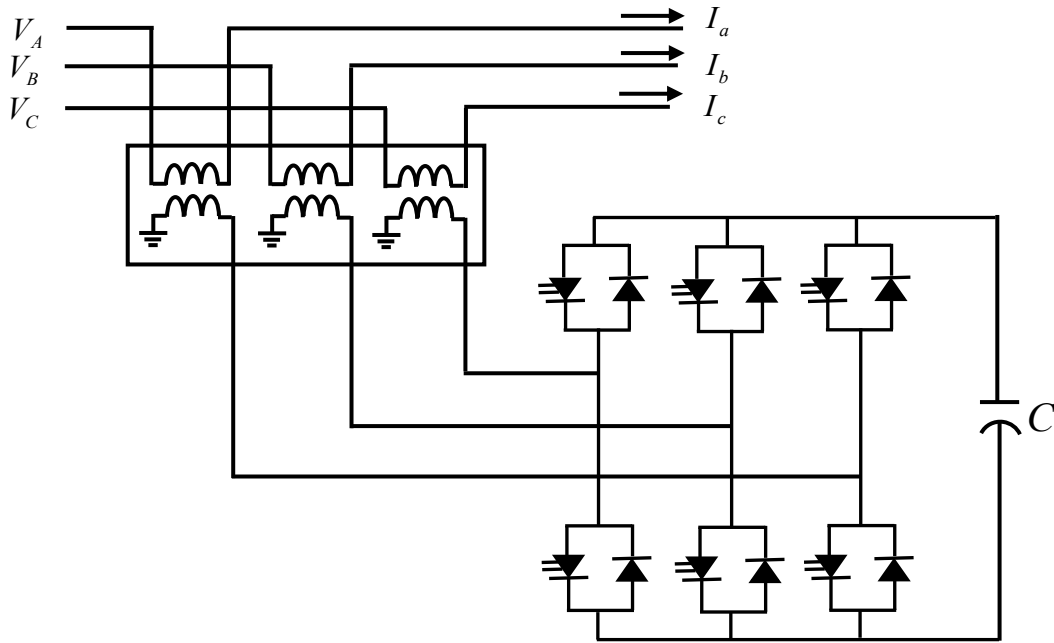


Figure 4.11: Schéma de base du SSSC [7].

L'application de SSSC présente les avantages suivants [45,101,102,112]:

- Élimination des chutes et des pics de tension.
- Capacité d'exploitation en mode inductif et capacitif.
- Amortissement des oscillations électromécanique.
- Contrôle statique et dynamique des flux des puissances.
- Correction du facteur de puissance par injection continue de tension.
- Réduction de la distorsion des harmoniques par filtrage actif.

4.6. Dispositif FACTS hybride

Il est possible de combiner les deux types de FACTS précédents c'est-à-dire séries et parallèles afin de créer des dispositifs FACTS dits hybrides qui peuvent contrôler simultanément les trois paramètres à savoir, la tension, l'impédance ou l'angle de transport.

Il existe deux configurations pour ces types de FACTS il s'agit, du contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC) et du contrôleur de transit de puissance entre lignes (IPFC).

4.6.1. Contrôleur de transit de puissance entre lignes (IPFC)

L'IPFC (Interline Power Flow Controller) a été proposé en 1998. Il utilise des convertisseurs AC-DC placés en série avec la ligne à compenser. Concrètement, il est utilisé dans

le cas des lignes multiples reliées au même poste. L'IPFC est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. L'IPFC se compose de deux convertisseurs de source de tension couplés en série à travers leurs condensateurs DC. C'est ce qui permet à la puissance active de circuler entre les SSSC [7,107].

La figure 4.12 montre la configuration principale d'un IPFC. Avec cette configuration, deux lignes peuvent être contrôlées simultanément pour optimiser l'utilisation du réseau. L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour les équilibrées ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre qui l'est moins [101].

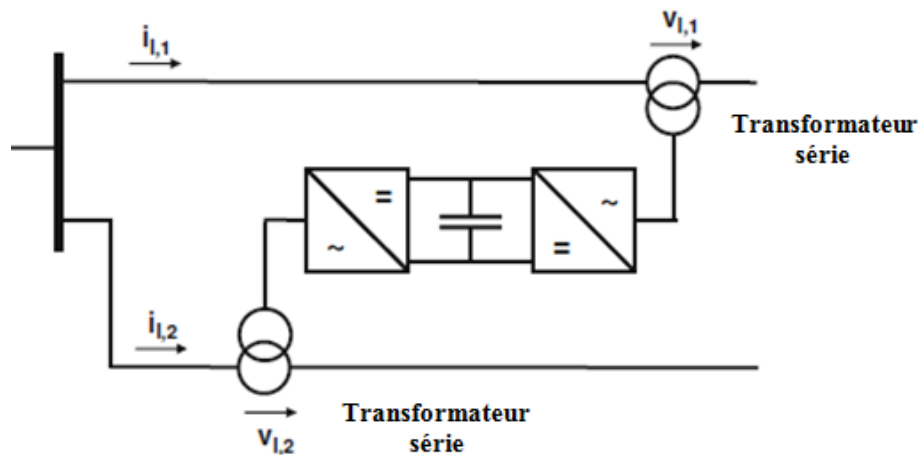


Figure 4.12: Schéma d'un IPFC [101].

4.6.2. Contrôle universelle de puissance (UPFC)

Actuellement, il existe trois UPFC installés dans le monde entier, deux le sont aux Etats-Unis et l'autre en Corée du Sud. La première installation de ce dispositif s'est faite en 1998 à la station Inez (American Electric Power (AEP)) dans l'est du Kentucky [118].

❖ L'UPFC est une combinaison d'un compensateur statique shunt et d'un compensateur statique série. Il agit comme un compensateur shunt et comme un dispositif de déphasage simultanément. L'UPFC se compose de deux transformateurs série et parallèle, qui sont connectés via deux convertisseurs de tension reliés par un condensateur DC. Le circuit DC permet l'échange de puissance actif entre les transformateurs série et shunt pour contrôler le déphasage de la tension en série. Cette configuration, comme le montre la Figure 4.13, assure la maîtrise complète de la tension et du flux de puissance [101].

Du fait de son coût excessif, l'UPFC n'est installé que dans le cas où on a besoin de contrôler simultanément la tension et le débit de puissance.

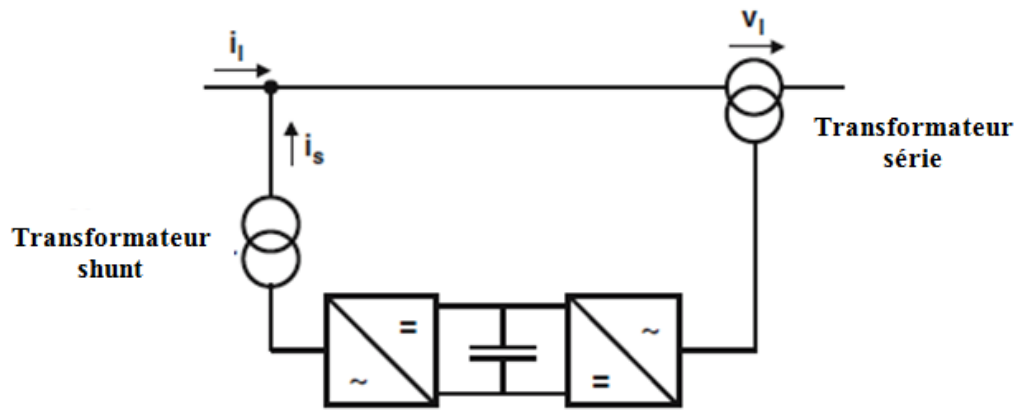


Figure 4.13: Schéma de principe de l'UPFC [101].

L'UPFC présente les avantages suivants [44,101,118]:

- Contrôle précis de la puissance active et réactive de la ligne.
- Amélioration de la capacité de transmission.
- Compensation série et Shunt.
- Amortissement de l'oscillation des puissances.

4.7. Synthèse des avantages des FACTS

Différents problèmes techniques rencontrés lors d'exploitation des réseaux électriques tels que le contrôle de l'écoulement de puissance, la stabilité de tension, les oscillations de puissance et la stabilité transitoire peuvent être résolus totalement ou partiellement par l'utilisation des dispositifs FACTS.

- Les dispositifs shunts tels que les SVC et les STATCOM, généralement utilisés pour la compensation de puissance réactive locale et le soutien de la tension.
- Les dispositifs série tels que le (TCSC) et le (SSSC) peuvent être utilisés pour contrôler le flux de puissance actif sur les lignes de transmission.
- Les périphériques hybrides tels que les (UPFC) et (IPFC), peuvent être utilisés pour accomplir les deux fonctions précédentes avec une flexibilité maximale et un coût plus élevé.

Le tableau 4.1 synthétise les principaux avantages techniques des différentes technologies de FACTS.

Tableau 4.1: Capacité des FACTS pour résoudre les problèmes techniques [107].

Dispositif	Contrôle de transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité Transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
IPFC	+++	+++	+++	+++
UPFC	+++	+++	+++	+++

NB : + : *petite influence* ++ : *moyenne influence* +++ : *grande influence*

4.8. Techniques de localisation des dispositifs FACTS

L'optimisation de l'emplacement des dispositifs FACTS dépend de la charge de chacun des nœuds candidats pour le placement, de leurs types, de leurs tailles, du niveau de charge de la ligne et des conditions de fonctionnement initiales du réseau électrique [113]. Il existe plusieurs méthodes pour optimiser les emplacements des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques [69,119-121]. La figure 4.14 donne les différentes méthodes d'optimisation des emplacements des dispositifs FACTS.

Les méthodes directes, l'OPF (Optimal Power Flow) et CPF (Continuation Power Flow) sont deux techniques différentes qui sont utilisées en pratique pour calculer la marge de stabilité de la tension. Cette dernière est associée à la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions stables de niveaux acceptables sur tous les jeux de barres, non seulement dans des conditions de fonctionnement normales, mais aussi après avoir subi une perturbation [122]. Pour les grands réseaux, la technique de l'écoulement continu des puissances ou CPF est largement reconnue comme étant un très bon outil pour déterminer la marge de stabilité de la tension. Cet outil a été introduit pour répondre au problème de divergence rencontré, lors du calcul classique de l'écoulement de puissance, lorsque le point de fonctionnement s'approche d'un point critique. Dans ce cas précis, la méthode classique de Newton-Raphson diverge [123].

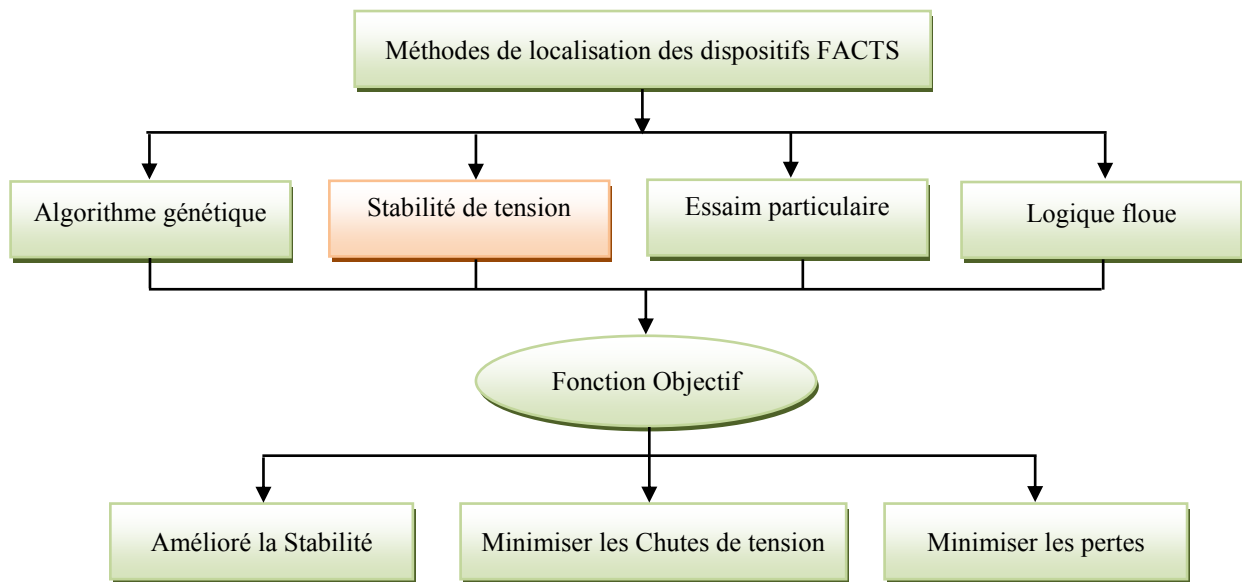


Figure 4.14: Méthodes d'optimisation des emplacements des dispositifs FACTS.

L'étude de la stabilité de la tension est intimement liée au calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques. Cependant et du fait du problème que peut poser la singularité de la matrice Jacobienne, on préfère alors utiliser pour le calcul de l'écoulement de puissance par le CPF qui est reconnue comme étant un très bon outil dans ce cas.

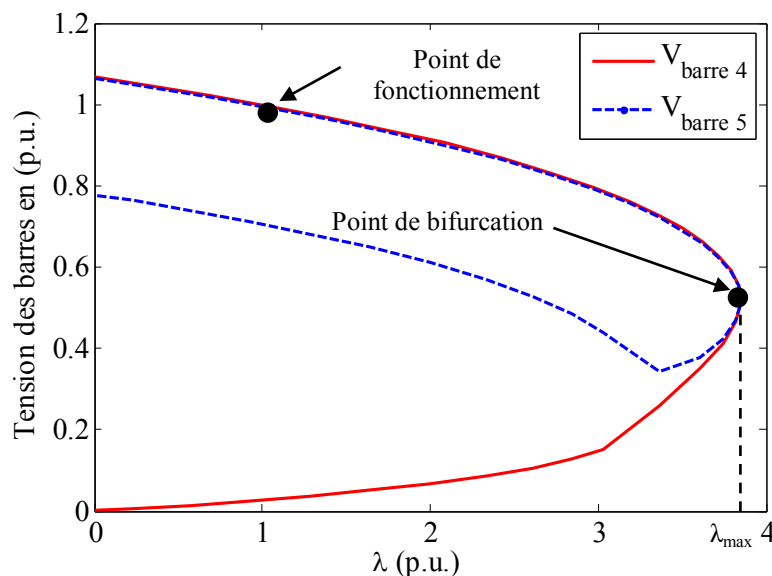


Figure 4.15: Courbes P-V.

La méthode CPF est utilisée pour estimer les conditions de charge maximale et vers quelles limites peut-on pousser le fonctionnement du réseau qu'on appelle "point critique". Le CPF peut même obtenir les courbes P-V (figure 4.15), où les amplitudes des tensions sont tracées en

fonction du paramètre λ qui mesure la capacité maximale de charge du réseau [122]. La valeur maximale de λ correspond au point de bifurcation qui indique la capacité maximale de charge du réseau avant l'effondrement de la tension [49,124].

4.9. Modèles des contrôleurs FACTS

Le schéma simplifié du contrôleur FACTS est donné par la figure 4.16. Dans ce schéma, e_i et e_{ref} sont respectivement l'entrée mesurée et de référence du contrôleur [117, 125-127].

S_{FACTS} est la sortie du contrôleur (Y_{SVC} , P_{UPFC} , X_{TCSC} , $I_{STATCOM}$, V_{SSSC} , etc) .

$S_{FACTS \max/min}$ sont les marges du contrôleur ($Y_{SVC \max/min}$, $X_{TCSC \max/min}$, etc).

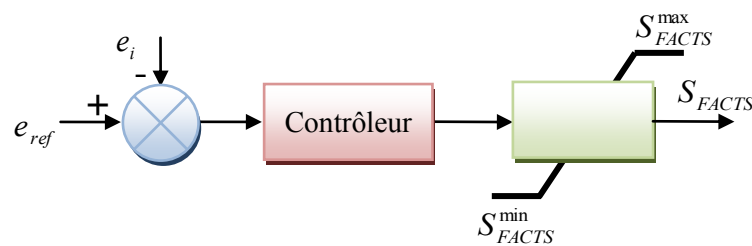


Figure 4.16: schéma simplifié du contrôleur FACTS.

4.10. Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les FACTS sans PDE

Dans ce qui suit, nous présenterons l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en utilisant le dispositif shunt SVC et le dispositif série TCSC. Le choix de ces dispositifs est basé sur leurs effets sur la stabilité transitoire, leurs coûts limités comparés aux autres dispositifs, la simplicité de contrôle et leur mise en œuvre facile. En outre, le SVC et le TCSC peuvent améliorer les performances du système électrique lorsqu'ils sont considérés seuls et ils peuvent être coordonnés pour donner de meilleures performances. Pour cela, trois simulations seront exposées:

- ✓ Étude de la stabilité du réseau avec SVC.
- ✓ Étude de la stabilité du réseau avec TCSC.
- ✓ Étude de la stabilité du réseau avec SVC-TCSC coordonnés.

L'efficacité de l'approche présentée est éprouvée sur un réseau test IEEE 30 jeux de barres composé de SVC et TCSC lors d'un défaut de court circuit sur une ligne de transmission. La représentation unifilaire du réseau test équipé de SVC et TCSC dans PSAT est montrée par la figure 4.17. Les paramètres de ce réseau sont donnés en annexe 2.

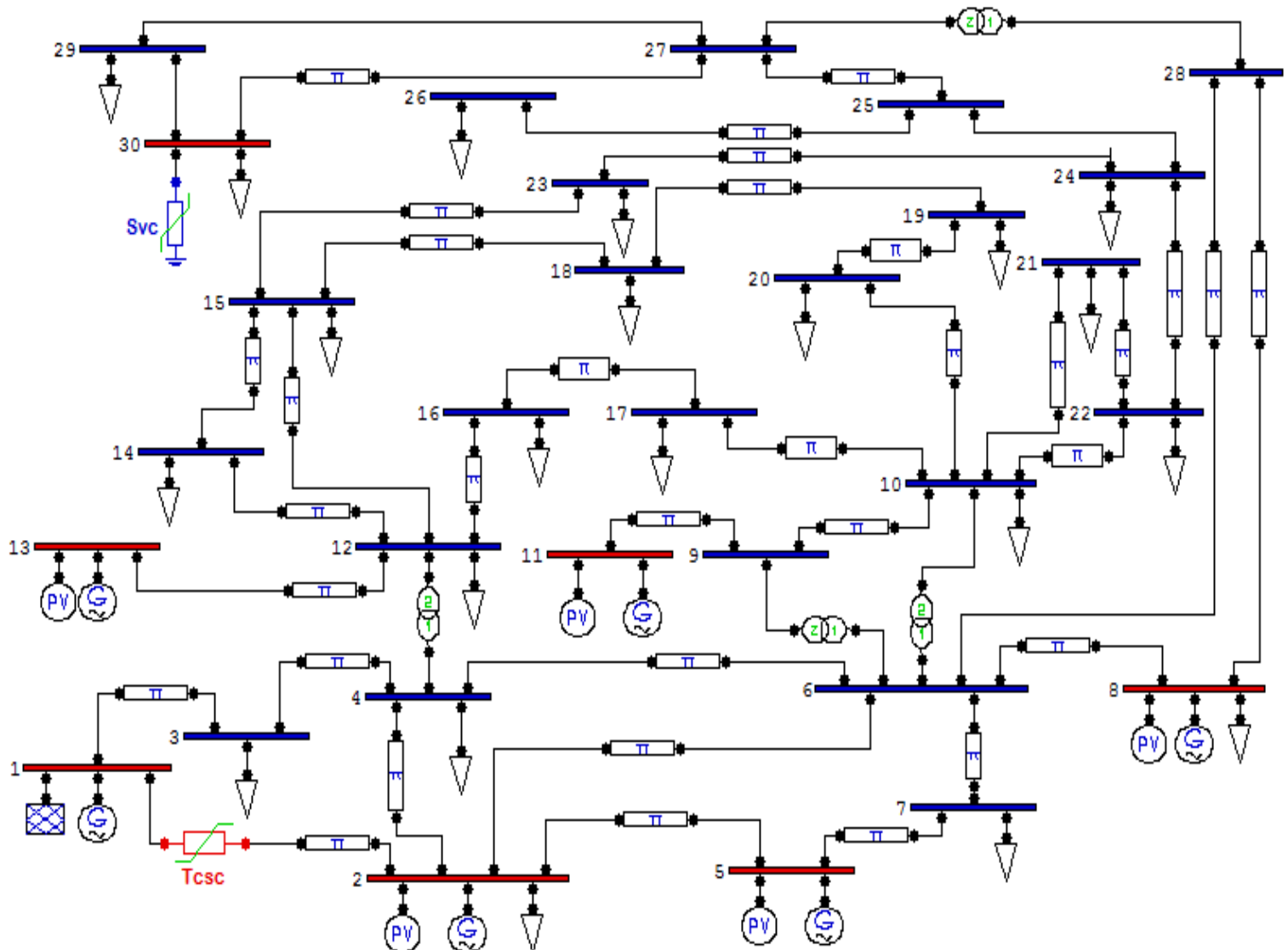


Figure 4.17: Réseau test modifié considérant le contrôleur combiné : SVC et TCSC.

Tel que expliquée dans la section 2.21, la simulation est effectuée pour les trois périodes avant, durant et après défaut. La méthode de Runge Kutta est utilisée pour résoudre l'ensemble des équations différentielles modélisant le système. Le critère des angles rotoriques relatifs est utilisé pour évaluer la stabilité transitoire du réseau. Le CCT est déterminé par essais et erreur, plusieurs valeurs de durée du défaut T_e sont alors présélectionnées et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable. Le temps maximal pour lequel le système est stable correspond au CCT [49,64]. Les résultats obtenus avec et sans incorporation des dispositifs FACTS sont étudiés.

4.10.1. Analyse de la stabilité transitoire avec SVC

La fonction primaire d'un SVC est soit le maintien de la tension à un niveau acceptable ou bien, améliorer la stabilité transitoire s'il est bien placé dans un réseau électrique. Plusieurs méthodes ont été développées ces dernières années pour optimiser le choix de l'emplacement des dispositifs de compensation dynamiques (FACTS) et particulièrement du SVC dans un réseau électrique [69,119-121,128]. Dans le cadre de ce travail de thèse, nous utiliserons le CPF pour déterminer les nœuds critiques susceptibles de recevoir le SVC. La technique CPF est largement reconnue comme étant un très bon outil de détermination des nœuds critiques. Elle peut aussi fournir le coefficient de charge maximale $\lambda_{\max}$ d'un réseau électrique. $\lambda_{\max}$ renseigne sur la capacité de charge maximale d'un réseau avant qu'il ne subisse un effondrement de tension : le calcul du CPF a été effectué au moyen du logiciel PSAT.

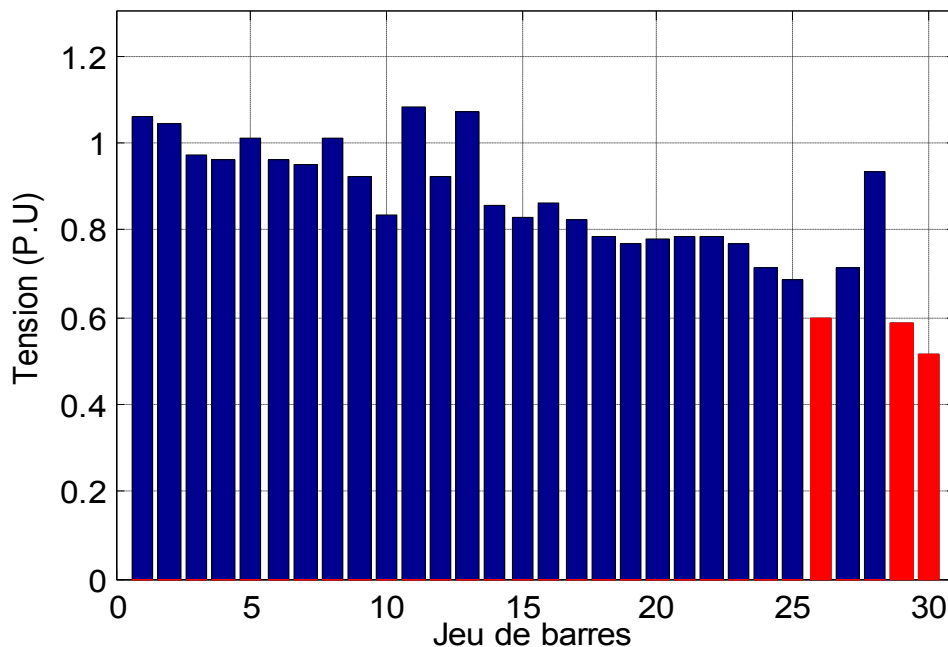


Figure 4.18: Les amplitudes des tensions du réseau test IEEE 30 jeux de barres sans SVC.

Les résultats obtenus sont tels que indiqué par les figures 4.18 et 4.19. La figure 4.18 donne trois nœuds sensibles, candidats à recevoir le SVC, dont les numéros sont 26, 29 et 30. A ces nœuds correspond les plus faibles tensions. Le coefficient de charge maximale est alors $\lambda_{\max} = 2.9214$ (voir figure 4.19).

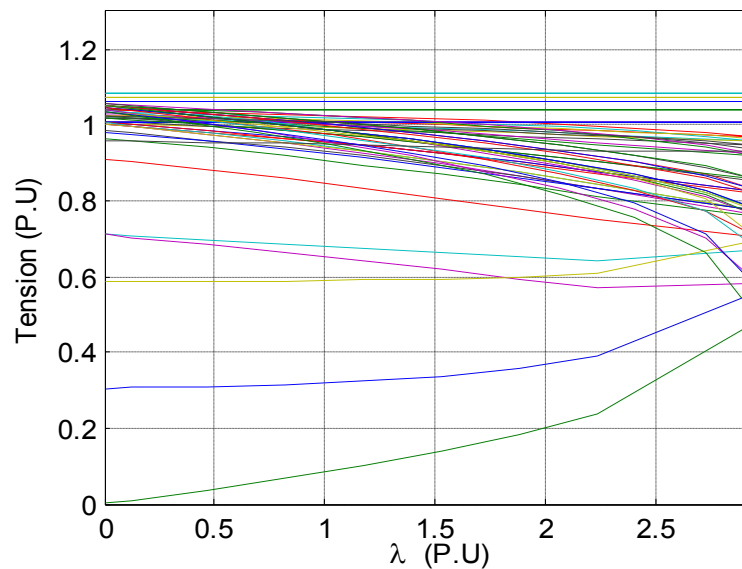


Figure 4.19: Les courbes P-V du réseau test sans SVC: (a) - tous les jeux de barres.

La figure 4.20 donne les Courbes P-V des trois nœuds les plus sensibles et montre le degré de sensibilité de chacun d'eux. De plus sensible à celui qui est le moins on a 30, 29 et enfin 26.

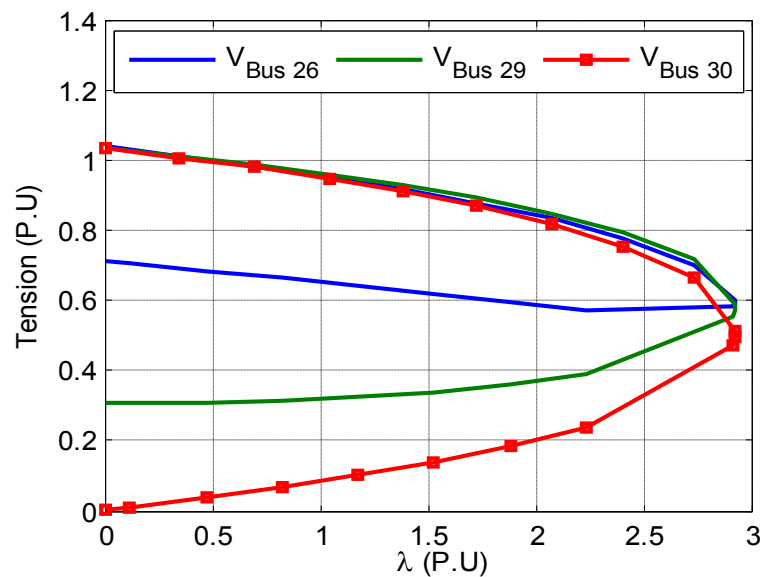


Figure 4.20: Courbes P-V du réseau test sans SVC: b) - jeux de barres sensibles.

La Figure (4.21) illustre l'effet de l'emplacement de l'installation d'un SVC sur la stabilité de la tension du réseau test IEEE 30 jeux de barres. Ce graphe montre que quel que soit le nœud considéré, on a une amélioration de la tension des jeux de barres sensibles.

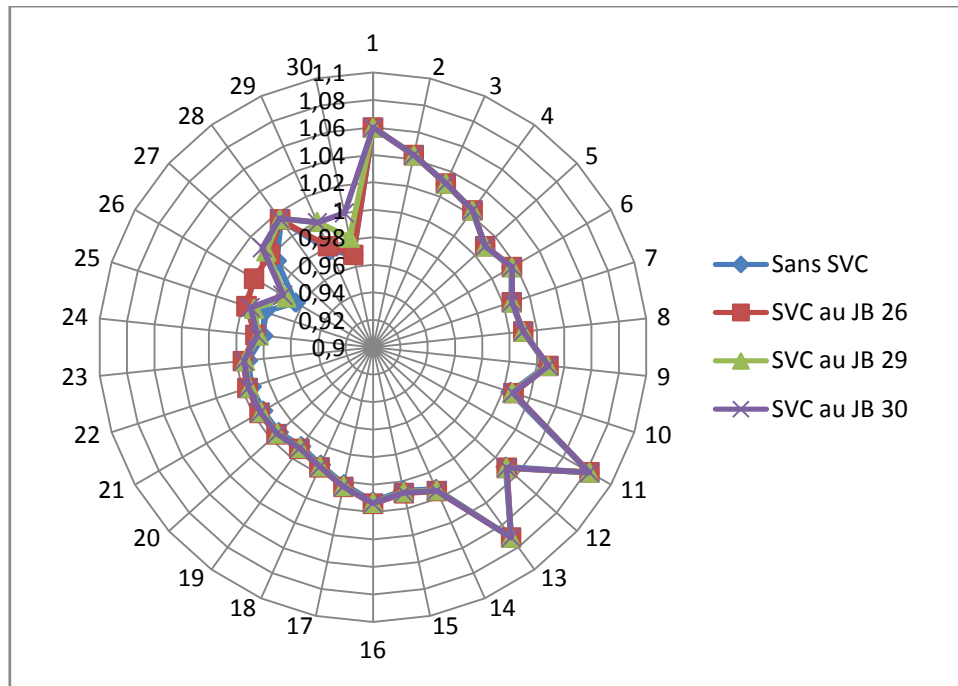


Figure 4.21: Effet de l'emplacement du SVC sur la stabilité de tension.

Sur la Figure 4.22, on peut observer une amélioration des tensions au niveau des jeux de barres due à la présence du SVC. Cependant le SVC placé au jeu de barres 30 donne de biens meilleurs résultats que ceux aux nœuds 26 et 29. La marge de la stabilité s'est nettement améliorée pour ce jeu de barres et $\lambda_{\max}$ est alors égale à 3.8364.

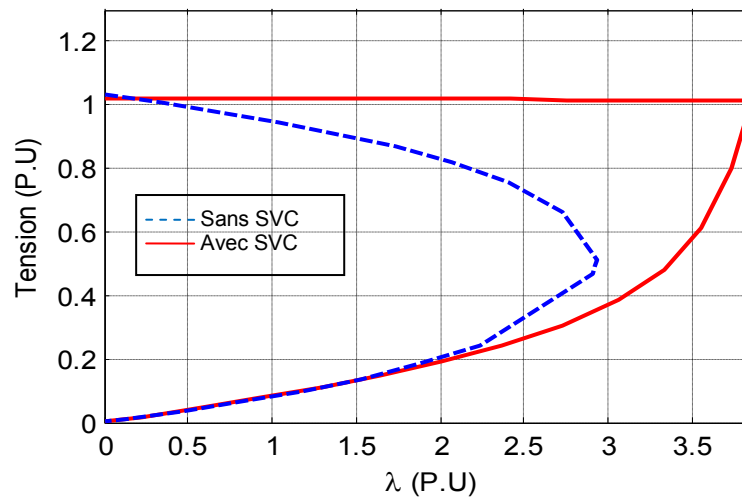


Figure 4.22: La courbe P-V du jeu de barres N°30 sans et avec SVC.

L'efficacité du contrôleur SVC sur la stabilité transitoire est étudiée dans le cas du réseau test IEEE 30 jeux de barres. Les marges du contrôleur SVC considérées sont: $Y_{SVC_{\max}} = 1$ p.u., $Y_{SVC_{\min}} = -1$.

Les résultats de simulation dans le cas d'un court-circuit triphasé sur la ligne 2-4 à proximité du jeu de barres N°2 pour SVC connecté au jeu de barres N°30 sont présentés par les figures ci-dessous.

Sans SVC et pour une durée du défaut de $T_e = 300$ ms, la figure 4.23 montre une instabilité du réseau.

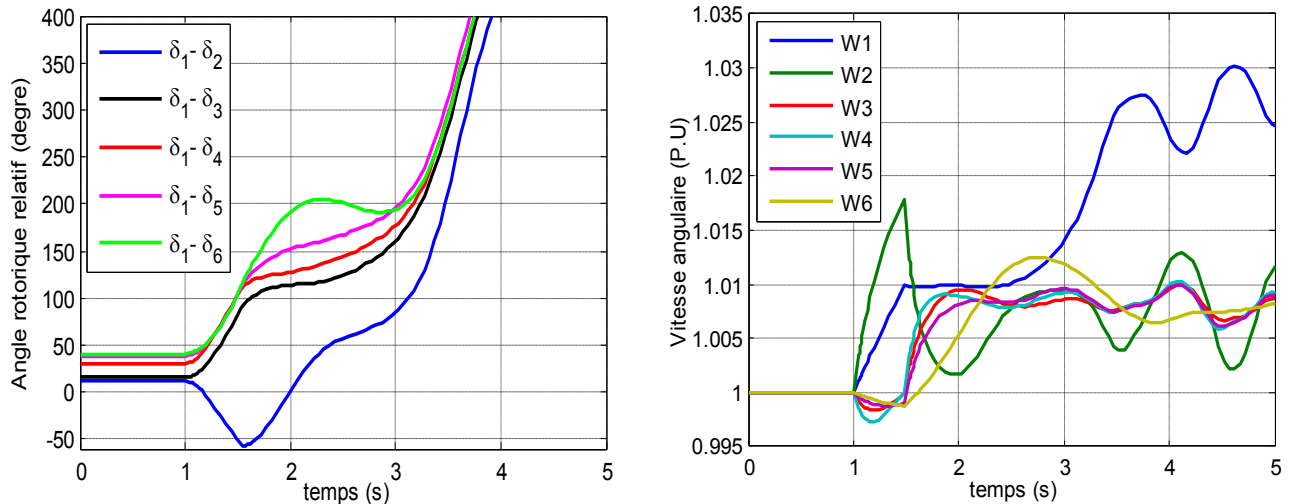


Figure 4.23: Réponse du système sans SVC ($T_e = 300$ ms).

La figure 4.24 montre l'évolution des angles relatifs et des vitesses angulaires du système avec un SVC installé au jeu de barres N°30 pour $T_e=300$ ms où la stabilité transitoire est rétablie et l'efficacité du SVC est montrée. Le temps de défaut peut cependant être augmenté jusqu'à $T_e=310$ ms. Nous pouvons conclure que le CCT dans ce cas est de 310 ms.

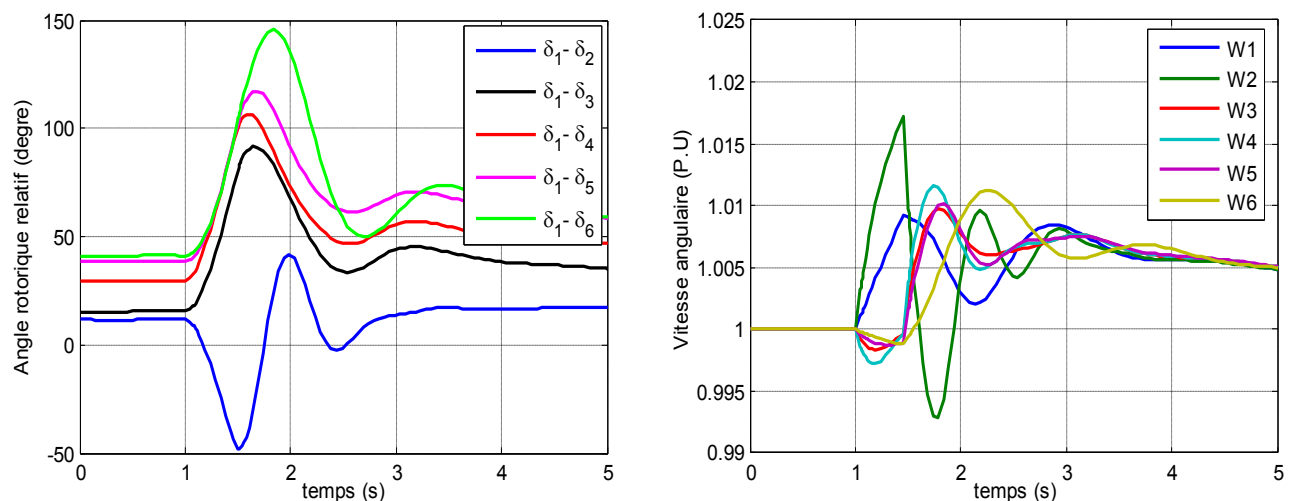


Figure 4.24: Réponse du système avec SVC ($T_e=300$ ms).

4.10.2. Analyse de la stabilité transitoire avec TCSC

Bien que le premier but des dispositifs de compensation séries tel que le TCSC soit le contrôle de la puissance transmise dans les lignes de transmission afin de minimiser les pertes de puissances ainsi que les surcharges dans les lignes, il peut aussi être utilisé pour améliorer la stabilité transitoire. L'indice de sensibilité utilisé, dans cette étude pour, le choix de l'emplacement de TCSC est un compromis, entre la ligne la plus chargée et où les pertes de puissance sont les plus importantes.

Dans cette étude, les performances du contrôleur TCSC sont testées sur le réseau IEEE 30 jeux de barres.

Le TCSC est installé sur la ligne 1-2 dont la ligne la plus chargée et qui engendre des pertes importantes.

Sans TCSC, et pour $T_e = 305$ ms, le système électrique considéré perd sa stabilité (voir figure 4.25).

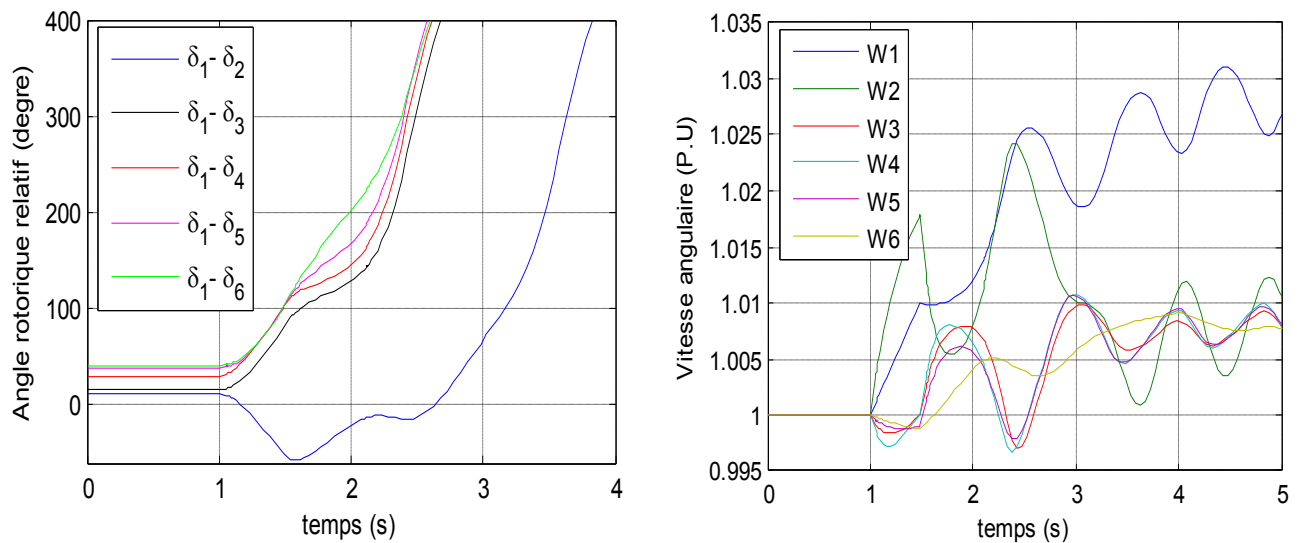


Figure 4.25: Réponse du système sans TCSC ($T_e=305$ ms).

En plaçant un TCSC sur la ligne 1-2 qui, dans le cas du réseau considéré est la ligne où les pertes sont les plus importantes, nous observons un retour à la stabilité du système pour un temps de défaut $T_e = 340$ ms (voir figure 4.26). Le TCSC a donc de bien meilleures performances que le SVC. Dans notre cas le CCT est égale à 352 ms.

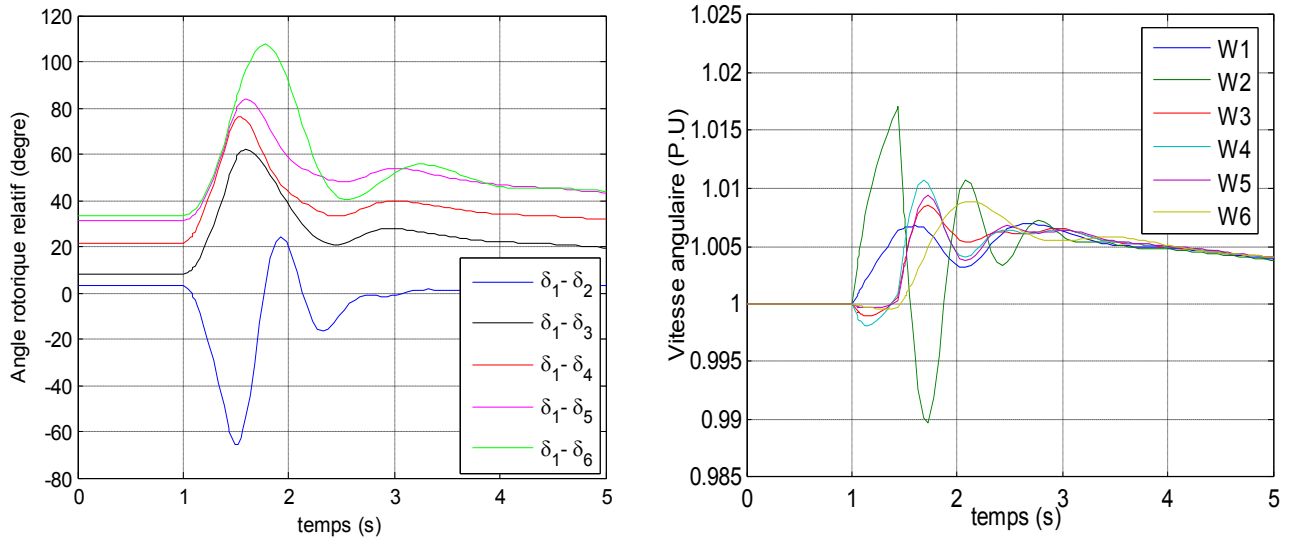


Figure 4.26: Réponse du système avec TCSC ($T_e=340$ ms).

4.10.3. Analyse de la stabilité transitoire avec SVC et TCSC

Afin d'assurer de meilleures performances en régime dynamiques du système avec plus de rentabilité et d'efficacité le SVC et le TCSC sont combinés. Le SVC est installé sur le jeu de barres N°30 et le TCSC sur la ligne 1-2.

la Figure 4.27 représente le comportement transitoire des grandeurs dynamiques du système lors d'un court-circuit triphasé sur la ligne 2-4 à proximité du jeu de barres N°2. Le CCT lors de la combinaison du SVC et TCSC devient plus important clone une meilleurs stabilité du réseau considéré. Ceci est d'ailleurs visible sur le graphe de la figure 4.28 montrant l'amélioration du CCT selon le dispositif FACTS.

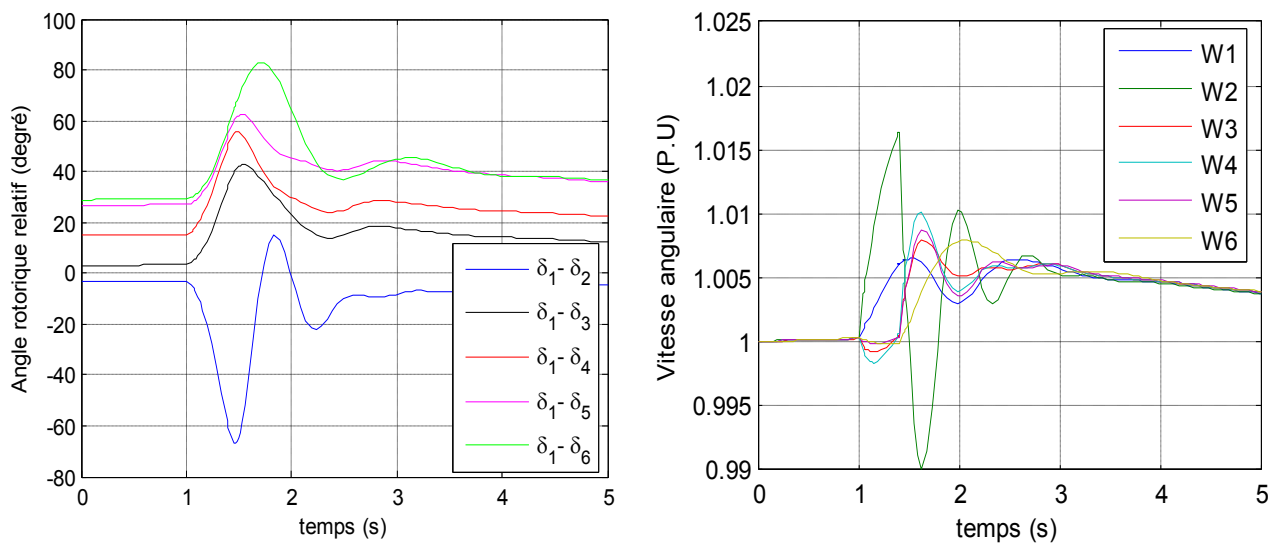


Figure 4.27: Réponse du système avec SVC et TCSC ($T_e= 361$ ms).

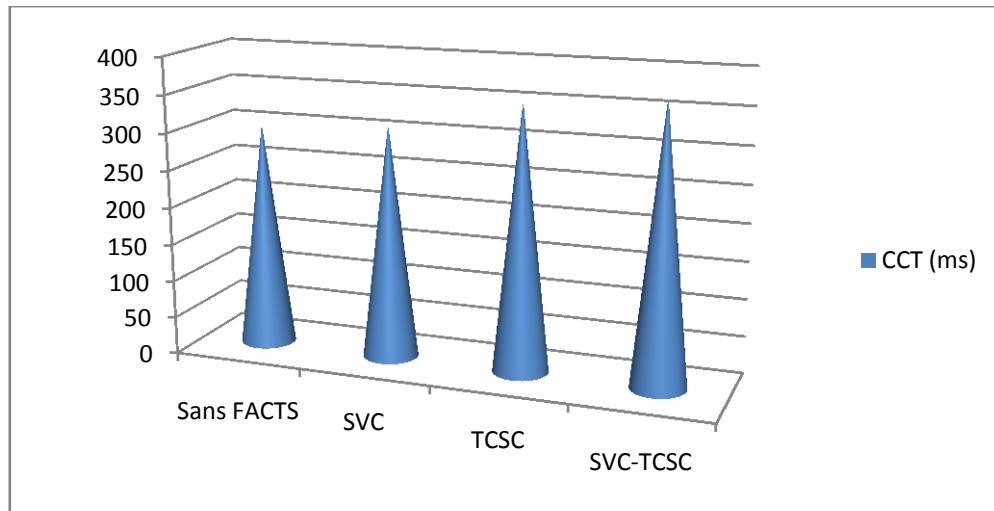


Figure 4.28: Valeurs de CCT du système sans FACTS, avec SVC, avec TCSC, avec combiné SVC-TCSC.

4.11. Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par le SVC en présence de PDE

Jusqu'à présent, les productions décentralisées à base d'éoliennes les plus actuelles sont équipées de générateurs à induction (GAS à cage). Dans le cas du générateur à induction, le taux de la puissance convertie dépend de la valeur de la tension du réseau électrique au point de couplage de ce dernier au réseau noté (PCC) (voir figure 4.29). Quand un défaut se produit quelque part dans le réseau électrique, ce qui provoque une chute de tension au PCC, le générateur à induction accélère en raison du déséquilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique du générateur. Pendant ce temps, le générateur à induction consomme plus de puissance réactive du réseau électrique et contribue donc à l'effondrement de la tension au PCC. Parmi les dispositifs FACTS shunt, le SVC peut être une solution à ce problème. Il est donc préconisé dans [129,130] d'associer au PDE un SVC au PCC pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation du générateur à induction et maintenir aussi la tension en cas de défaut (figure 4.29).

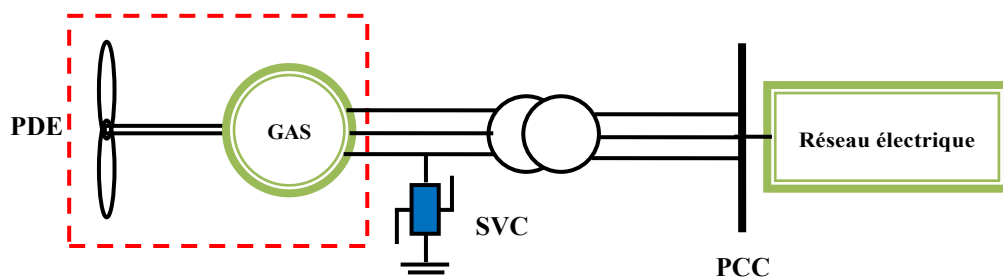


Figure 4.29: réseau électrique en présence d'une PDE et d'un SVC raccordé au PCC.

Cette idée porteuse, nous a poussé à nous intéresser à l'impact du SVC sur la stabilité transitoire en présence des PDE basées sur des GAS à cage. L'efficacité de l'approche proposée est testée sur le réseau test IEEE 30 jeux de barres, en défaut de court-circuit, équipé d'une PDE et d'un SVC placé au nœud 10. Le court-circuit est provoqué sur la ligne de transmission 1-2. La représentation unifilaire du réseau test modifié est donné par la figure 4.30. Le taux de pénétration de la PDE et les paramètres du SVC sont identiques à ceux utilisés dans la section 3.12 et 4.10 respectivement.

Le défaut de court-circuit a lieu à l'instant $t = 1\text{ s}$ près de jeu de barres 1 et dure $T_e = 280\text{ ms.}$ pour monter l'intérêt du placement du SVC au PCC, nous avons considéré les trois cas d'études suivant:

- 1er cas : PDE connecté au jeu de barres 10 et sans SVC.
- 2ème cas : PDE connecté au jeu de barres 10 et SVC au jeu de barres 30.
- 3ème cas : PDE et SVC connectés au jeu de barres 10 (PCC).

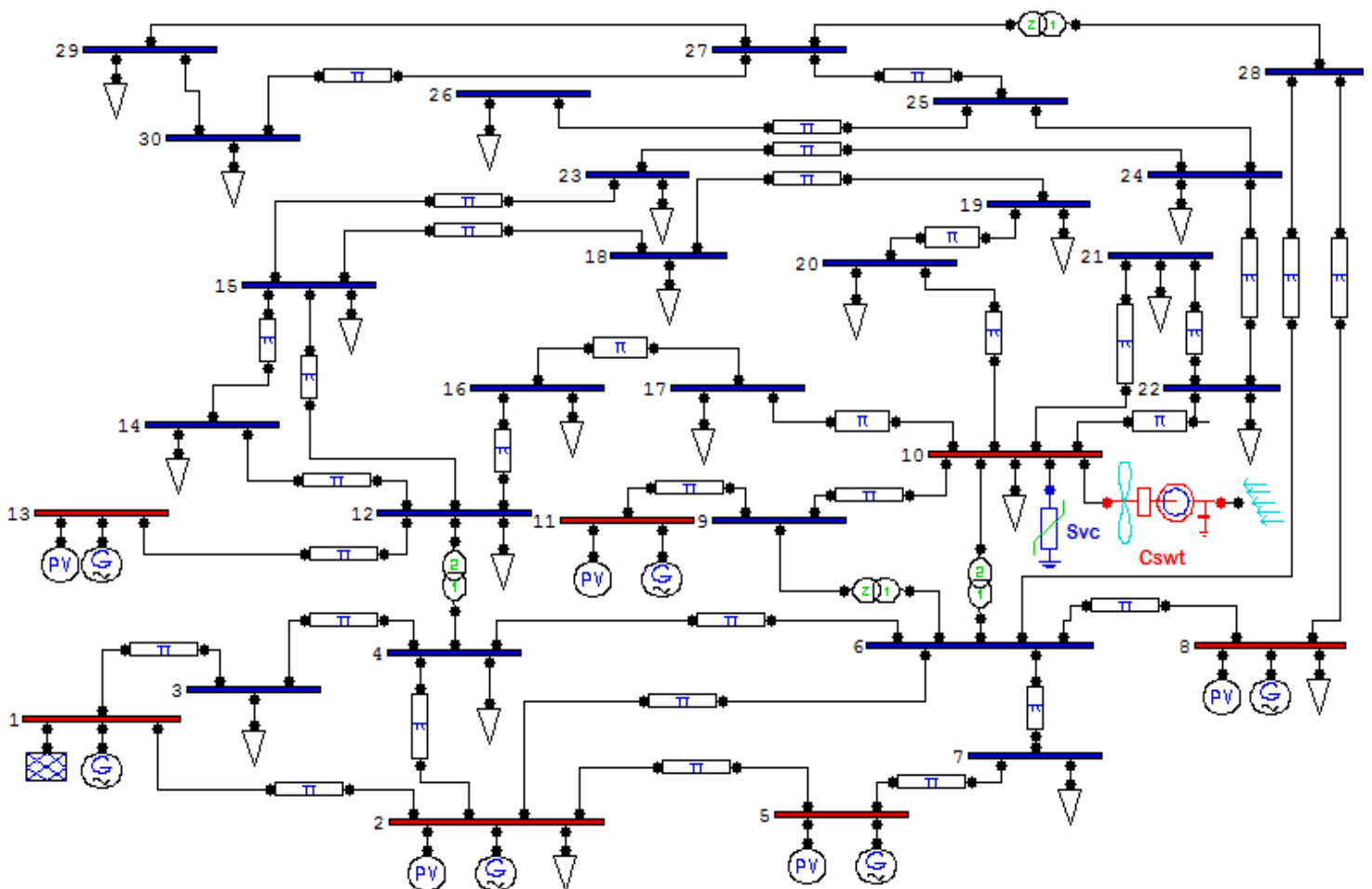


Figure 4.30: Réseau test modifié équipé de PDE et SVC.

La figure 4.31 présente l'évolution des angles rotoriques relatifs du système en présence de PDE pour les trois cas précédents. Il apparaît que le système est stable pour un SVC connecté au jeu de barres 10 (PCC), alors pour les deux autres cas sans et avec SVC connecté au jeu de barres 30 le système est instable.

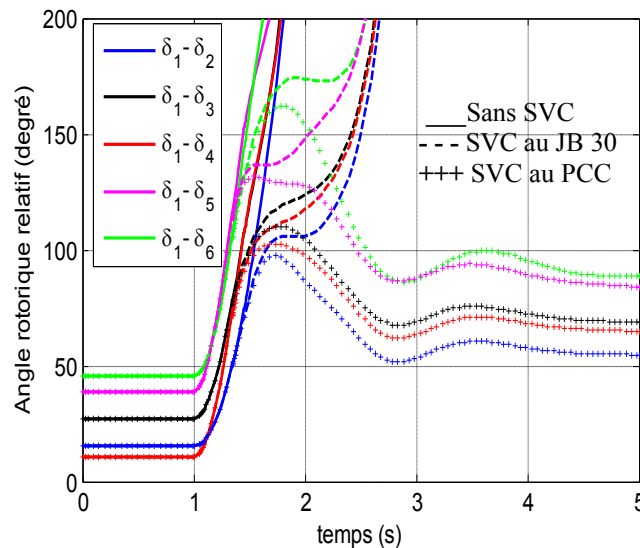


Figure 4.31: Angles rotoriques relatifs en présence de PDE avec et sans SVC ($T_e = 280$ ms).

4.12. Conclusion

L'évolution récente des réseaux électriques et particulièrement l'entrée de la production décentralisée ont créé de nouvelles contraintes dont la solution par les moyens traditionnels est très délicate. Pour venir à bout de ces difficultés, les développements technologiques récents nous ont offert un choix nouveau que sont les dispositifs FACTS. Dans le but de les faire connaître, la définition, le concept et la classification des divers types de contrôleurs FACTS comme le SVC, STATCOM, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC ont été introduits dans cette partie de la thèse. Ils vont nous permettre de fixer, parmi les différents types de FACTS, lequel est le plus convenable pour améliorer la stabilité des réseaux électriques. Le choix est opéré en se basant sur les avantages associés à chacun des types de ces dispositifs dans un réseau électrique. Les techniques utilisées pour la localisation des dispositifs FACTS, notamment la méthode CPF de ces dispositifs, ont été traitées. À la fin de ce chapitre, l'étude de l'amélioration de la stabilité transitoire par des dispositifs FACTS sans et en présence de production décentralisée lors d'un court-circuit a été abordée. La combinaison de deux dispositifs FACTS soit, le SVC et TCSC considérée dans l'étude de la stabilité lors d'un court-circuit. Les emplacements de ces derniers ont été déterminés par la méthode CPF qui indique les nœuds sensibles et les lignes où les pertes sont les plus importantes. Les résultats obtenus ont établi l'efficacité des dispositifs

FACTS dans l'amélioration de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques. Mieux encore, placer un SVC au point de raccordement de la source de production décentralisée augmente la stabilité du réseau.

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de protection et de régulation, la pénétration croissante des sources d'énergie renouvelable et la production décentralisée, l'augmentation de la demande, la dérégulation du marché de l'électricité et l'interconnexion font que les réseaux électriques modernes sont souvent sujets à des perturbations de diverses origines pouvant entraîner des déclenchements intempestifs de ses constituants. Ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important entre la production et la consommation de l'énergie électrique. Ces problèmes relancent et montrent l'intérêt de l'étude et l'amélioration de la stabilité transitoire en présence des productions décentralisées. Les systèmes FACTS ont ouvert de nouvelles perspectives et apporte de nouvelles solutions. Ces systèmes constituent dans de nombreux cas une solution très efficace et très compétitive grâce à la grande flexibilité et la rapidité par apport aux systèmes conventionnels.

Notre travail de thèse s'inscrit dans l'axe de l'analyse et de l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en présence des productions décentralisées à base des éoliennes par les dispositifs FACTS. L'application a été effectuée sur un réseau IEEE 30 nœuds. Trois points essentiels ont été étudiés. Nous avons montré dans un premier temps, l'influence des différents facteurs sur la stabilité transitoire des réseaux électriques à savoir la durée du défaut, la localisation du défaut, la variation de la charge. Les résultats de simulation ont montré l'intérêt de l'élimination rapide du défaut et essentiellement les défauts proches des générateurs à qui on doit accorder le plus d'attention. Il en est de même pour l'augmentation brusque de la charge lors des heures de pointes qui influe fortement sur la marge de la stabilité transitoire. Le second aspect étudié est l'impact potentiel de l'insertion de la production décentralisée à base des éoliennes sur la stabilité du réseau électrique. La présence des productions décentralisées dans les réseaux de transport a non seulement des inconvénients mais aussi des avantages avérés sur l'exploitation des réseaux électriques (CCT). Les résultats obtenus ont montré que la présence dans le réseau électrique de la PDE permet de soulager celui-ci, réduit éventuellement les pertes dues à la circulation d'énergie et de là, on constate une augmentation de la marge de sécurité dans son ensemble. Le point de connexion de la PDE, son taux de pénétration sont des paramètres qui influencent la stabilité transitoire. La marge de la stabilité transitoire augmente avec l'augmentation de la pénétration de la PDE et avec le choix optimale de l'emplacement de

cette dernière. Enfin, et comme troisième volet, on s'est intéressé à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en premier lieu sans la présence de la production décentralisée par les dispositifs shunts SVC et le dispositif série TCSC. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité de ces dispositifs dans l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques et notamment le couple SVC-TCSC. Il a été montré que l'amélioration de la stabilité transitoire dépend du choix des emplacements de ces dispositifs qui, dans notre cas, ont été déterminés par CPF. En présence de la production décentralisée, on a montré l'apport du placement, au point de connexion de la PDE, d'un SVC dans l'amélioration de la stabilité transitoire. En effet, cette dernière est bien meilleure que dans le cas de l'installation des FACTS seuls ou de la PDE seule.

En perspective du développement du présent travail qui reste à parfaire, nous pouvons citer à titre indicatif :

- Application de la méthode d'intégration numérique pour des réseaux de grandes tailles en considérant les régulateurs de vitesse, les régulateurs de tension et les PSS.
- Analyser la stabilité transitoire des réseaux électriques en présence des autres types de sources à énergies renouvelables et de productions décentralisées.
- Utiliser les techniques intelligentes pour le choix des emplacements optimaux des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques à savoir la logique floue, les réseaux de neurones et les algorithmes génétiques.
- Améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques en présence des productions décentralisées par le contrôle coordonné: Les limiteurs de courants de défaut supraconducteurs (SFCL) et FACTS.

Annexe 1- Les données du réseau IEEE-30 nœuds

Données du réseau IEEE-30 nœuds [5,65].

Données des nœuds:

N° J.B	V (pu)	Angle (°)	Pg (pu)	Qg (pu)	Pd (pu)	Qd (pu)	Type du J.B
1	1.0600	0	176.9200	- 4.6670	0	0	1
2	1.0430	0	48.4510	2.9380	21.7000	12.7000	2
3	1.0000	0	0	0	2.4000	1.2000	3
4	1.0600	0	0	0	7.6000	1.6000	3
5	1.0100	0	20.9720	24.6060	94.2000	19.0000	2
6	1.0000	0	0	0	0	0	3
7	1.0000	0	0	0	22.8000	10.9000	3
8	1.0100	0	22.4320	6.9270	30.0000	30.0000	2
9	1.0000	0	0	0	0	0	3
10	1.0000	0	0	0	5.8000	2.0000	3
11	1.0820	0	12.1460	23.0910	0	0	2
12	1.0000	0	0	0	11.2000	7.5000	3
13	1.0710	0	12.0000	22.3720	0	0	2
14	1.0000	0	0	0	6.2000	1.6000	3
15	1.0000	0	0	0	8.2000	2.5000	3
16	1.0000	0	0	0	3.5000	1.8000	3
17	1.0000	0	0	0	9.0000	5.8000	3
18	1.0000	0	0	0	3.2000	0.9000	3
19	1.0000	0	0	0	9.5000	3.4000	3
20	1.0000	0	0	0	2.2000	0.7000	3
21	1.0000	0	0	0	17.5000	11.2000	3
22	1.0000	0	0	0	0	0	3
23	1.0000	0	0	0	3.2000	1.6000	3
24	1.0000	0	0	0	8.7000	6.7000	3
25	1.0000	0	0	0	0	0	3
26	1.0000	0	0	0	3.5000	2.3000	3
27	1.0000	0	0	0	0	0	3
28	1.0000	0	0	0	0	0	3
29	1.0000	0	0	0	2.4000	0.9000	3
30	1.0000	0	0	0	10.6000	1.9000	3

Données des lignes du réseau:

Lignes	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Rap
1 - 2	0.0192	0.0575	0.0528	1
1 - 3	0.0452	0.1852	0.0408	1
2 - 4	0.0570	0.1737	0.0368	1
3 - 4	0.0132	0.0379	0.0084	1
2 - 5	0.0472	0.1983	0.0418	1
2 - 6	0.0581	0.1763	0.0374	1
4 - 6	0.0119	0.0414	0.0090	1
5 - 7	0.0460	0.1160	0.0204	1
6 - 7	0.0267	0.0820	0.0170	1
6 - 8	0.0120	0.0420	0.0090	1
6 - 9	0	0.2080	0	1
6 - 10	0	0.5560	0	1
9 - 11	0	0.2080	0	1
9 - 10	0	0.1100	0	1
4 - 12	0	0.2560	0	1
12 - 13	0	0.1400	0	1
12 - 14	0.1231	0.2559	0	1
12 - 15	0.0662	0.1304	0	1
12 - 16	0.0945	0.1987	0	1
14 - 15	0.2210	0.1997	0	1
16 - 17	0.0824	0.1923	0	1
15 - 18	0.1073	0.2185	0	1
18 - 19	0.0639	0.1292	0	1
19 - 20	0.0340	0.0680	0	1
10 - 20	0.0936	0.2090	0	1
10 - 17	0.0324	0.0845	0	1
10 - 21	0.0348	0.0749	0	1
10 - 22	0.0727	0.1499	0	1
21 - 22	0.0116	0.0236	0	1
15 - 23	0.1000	0.2020	0	1
22 - 24	0.1150	0.1790	0	1
23 - 24	0.1320	0.2700	0	1
24 - 25	0.1885	0.3292	0	1
25 - 26	0.2544	0.3800	0	1
25 - 27	0.1093	0.2087	0	1
28 - 27	0	0.3960	0	1
27 - 29	0.2198	0.4153	0	1
27 - 30	0.3202	0.6027	0	1
29 - 30	0.2399	0.4533	0	1
8 - 28	0.0636	0.2000	0.0428	1
6 - 28	0.0169	0.0599	0.0130	1

Données des générateurs:

Alternateur	1	2	5	8	11	13
S_n (MVA)	512	512	448	448	192	192
R_a (p.u)	0.0040	0.0040	0.0043	0.0043	0.0026	0.0026
X_d (p.u)	1.700	1.700	1.670	1.670	1.651	1.651
X'_d (p.u)	0.270	0.270	0.265	0.265	0.232	0.232
X_q (p.u)	1.65	1.65	1.60	1.60	1.59	1.59
X'_q (p.u)	0.47	0.47	0.46	0.46	0.38	0.38
H (s)	10	3	3	3	3	13
D	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
T'_{do} (s)	3.8	3.8	3.7	3.7	5.9	5.9
T'_{qo} (s)	0.480	0.480	0.470	0.470	0.535	0.535

Annexe 2- Les données du réseau IEEE-30 nœuds (PSAT)

```
%|Bus |V (pu)| theta (degré)|PG (pu)|QG (pu)|PL (pu)|QL(pu)|Qmin| Qmax |
Bus_type |
% Bus_type - 1, noeud de référence
%          - 2, noeud PV
%          - 3, noeud PQ
Bus_data = [ ...
1      1.0600      0      1.769200      -0.04667      0      0      1
2      1.0430      0      0.484510      0.029380      0.217000      0.127000      2
3      1.0000      0      0      0      0.024000      0.012000      3
4      1.0600      0      0      0      0.076000      0.16000      3
5      1.0100      0      0.209720      0.246060      0.942000      0.190000      2
6      1.0000      0      0      0      0      0      3
7      1.0000      0      0      0      0.228000      0.109000      3
8      1.0100      0      0.224320      0.069270      0.300000      0.300000      2
9      1.0000      0      0      0      0      0      3
10     1.0000      0      0      0      0.058000      0.020000      3
11     1.0820      0      0.121460      0.230910      0      0      2
12     1.0000      0      0      0      0.112000      0.075000      3
13     1.0710      0      0.120000      0.223720      0      0      2
14     1.0000      0      0      0      0.062000      0.016000      3
15     1.0000      0      0      0      0.082000      0.025000      3
16     1.0000      0      0      0      0.035000      0.018000      3
17     1.0000      0      0      0      0.090000      0.058000      3
18     1.0000      0      0      0      0.032000      0.009000      3
19     1.0000      0      0      0      0.095000      0.034000      3
20     1.0000      0      0      0      0.022000      0.007000      3
21     1.0000      0      0      0      0.175000      0.112000      3
22     1.0000      0      0      0      0      0      3
23     1.0000      0      0      0      0.032000      0.0016000      3
24     1.0000      0      0      0      0.8.7000      0.067000      3
25     1.0000      0      0      0      0      0      3
26     1.0000      0      0      0      0.035000      0.023000      3
27     1.0000      0      0      0      0      0      3
28     1.0000      0      0      0      0      0      3
29     1.0000      0      0      0      0.024000      0.009000      3
30     1.0000      0      0      0      0.106000      0.019000      3];
% line: noeud amont, noeud aval, résistance (pu), réactance (pu), capacité de
% fuite (pu), rapport de transformation.
% R (pu)      X (pu)      B (pu)      Rap
Line_data=[ ...
1      2      0.0192 0.0575 0.0528      1;
1      3      0.0452 0.1652 0.0408      1;
2      4      0.057  0.1737 0.0368      1;
3      4      0.0132 0.0379 0.0084      1;
2      5      0.0472 0.1983 0.0418      1;
2      6      0.0581 0.1763 0.0374      1;
4      6      0.0119 0.0414 0.009      1;
5      7      0.046  0.116  0.0204      1;
6      7      0.0267 0.082  0.017      1;
6      8      0.012  0.042  0.009      1;
6      9      0.208  0      0.978      1;
6      10     0      0.556  0      1;
9      11     0      0.208  0      1;
9      10     0      0.11  0      1;
4      12     0      0.256  0      1;
12     13     0      0.14  0      1;
12     14     0.1231 0.2559 0      1;
```

```

12 15 0.0662 0.1304 0 1;
12 16 0.0945 0.1987 0 1;
14 15 0.221 0.1997 0 1;
16 17 0.0524 0.1923 0 1;
15 18 0.1073 0.2185 0 1;
18 19 0.0639 0.1292 0 1;
19 20 0.034 0.068 0 1;
10 20 0.0936 0.209 0 1;
10 17 0.0324 0.0845 0 1;
10 21 0.0348 0.0749 0 1;
10 22 0.0727 0.1499 0 1;
21 22 0.0116 0.0236 0 1;
15 23 0.1 0.202 0 1;
22 24 0.115 0.179 0 1;
23 24 0.132 0.27 0 1;
24 25 0.1885 0.3292 0 1;
25 26 0.2544 0.38 0 1;
25 27 0.1093 0.2087 0 1;
28 27 0 0.396 0 1;
27 29 0.2198 0.4153 0 1;
27 30 0.3202 0.6027 0 1;
29 30 0.2399 0.4533 0 1;
8 28 0.0636 0.2 0.0428 1;
6 28 0.0169 0.0599 0.013 1];

% Machine data format
%|Bus| Sn (MVA)| modèle de la machine | xl(pu) | Ra(p.u)|Xd (p.u) | X'd (pu) |
T'do (s) |Xq (p.u) | X'q (p.u) | T'qo (s) |M = 2H (s) | D|.
Syn.con=[ ...
1 512 4 0.00 0.0040 1.700 0.270 3.8 1.65 0.47 0.480 20 0.10;
2 512 4 0.00 0.0040 1.700 0.270 3.8 1.65 0.47 0.480 6 0.10 ;
5 448 4 0.00 0.0043 1.670 0.265 3.7 1.60 0.46 0.470 6 0.10 ;
8 448 4 0.00 0.0043 1.670 0.265 3.7 1.60 0.46 0.470 6 0.10 ;
11 192 4 0.00 0.0026 1.651 0.232 5.9 1.59 0.38 0.535 6 0.10 ;
13 192 4 0.00 0.0026 1.651 0.232 5.9 1.59 0.38 0.535 26 0.10 ];

SVC Data Format (Svc.con)
%|Bus| Sn (MVA)| f (Hz) | type du modèle | Tr (s)| Kr (p.u) | Vref (pu) |Bmax
(pu)| Bmin (p.u) | état de connection {0, 1}].
Svc.con=[ ...
10 100 60 1 10 100 1.00 1 -1 1];

TCSC Data Format (Tcsc.con)
%| line: noeud amont, noeud aval| type du modèle|Sn (MVA)| f (Hz) | Cp
(%)|XTCSCmax (p.u) | XTCSCmin (p.u) | état de connection {0, 1}|.
Tcsc.con=[ ...
1 2 2 100 60 50 1.00 -1.00 1];

Constant Speed Wind Turbine Data Format (Cswt.con)
%| Bus | Sn (MVA)| f (Hz) | Rs (pu) | Xs (p.u)| Rr (p.u) | Xr (pu)| Xm (pu) |
H (s)| état de connection {0, 1}|.
Cswt.con=[ ...
10 56.6800 60 0.01 0.1 0.01 0.08 3 2.5 1];

```

Références Bibliographiques

- [1] L. Freris, D. Infield, "Les énergies renouvelables pour la production d'électricité", DUNOD, 2009.
 - [2] W. Lu, « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité », Thèse de doctorat INPG, 2009.
 - [3] Gabriel-Octavian CIMUCA. "systeme inertiel de stockage d'énergie associe a. des générateurs eoliens", thèse docteur de l'école nationale supérieure d'arts et métiers 2005.
 - [4] Thanh Luong LE, "Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées", Thèse de doctorat INPG, 2009.
 - [5] A.Zebar, A. Hamouda and K. Zehar, "Impact of the location of fuzzy controlled static var compensator on the power system transient stability improvement in presence of distributed wind generation", Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg., 60, 4, p. 426–436, Bucarest, 2015.
 - [6] A.Zebar and K. Zehar, "Transient stability improvement of power systems with large amounts of a wind farm using SVC", 3rd International Conference on Information Processing and Electrical Engineering, (ICIPEE'14) Tebessa, Algeria 24-25 November, 2014.
 - [7] N.G. Hingorani, L. Gyugyi, Understanding FACTS-Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, New York, IEEE Press, 2000.
 - [8] M. Sabir, "Analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en haute tension (HVDC-FACTS)," Thèse de doctorat, Université de Sétif, 2011.
 - [9] T. Ackerman, G. Anderson, and L. Soder, "Distributed generation: a definition," Electric Power System Research, vol. 57, pp. 195–204, 2001.
 - [10] IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers, <http://www.ieee.org>
 - [11] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues", Energy Policy Vol. 33, p.p. 787–798, 2005.
 - [12] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and G. P. Harrison, "Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1452-1458, July 2006.
 - [13] H. A. Gil and G. Joos, "Models for quantifying the economic benefits of distributed generation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 327-335, May 2008.
 - [14] Philip P. Barker, R. W., "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems" from IEEE, 12 IEEE, Feb 2011.
 - [15] V. Singh Bhadoria, N.S. Pal and V. Shrivastava, "A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System," Conference Paper · International Conference on Advanced Computing and Communication Technologies, Panipat, Vol: 7, November 2013.
 - [16] J. Driesen, R. Belmans. "Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp 1-4.
 - [17] Benoît Robyns, Patrick Bastard, « Production décentralisée d'électricité : contexte et enjeux techniques », La revue 3EI, N°39, Décembre 2004, pp. 5-13.
 - [18] Angel Fernández Sarabia, "Impact of distributed generation on distribution system" A Dissertation Submitted to the Department of Energy and Technology, Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University, June 2011.
 - [19] D. Khani, A. S. Yazdankhah, HM. Kojabadi, Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability, Electrical Power and Energy Systems, 2012.
-

- [20] Ake Larsson, « Flicker emission of wind turbines during continuous operation », IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, No 1, March 2002, pp.114 – 118.
 - [21] Anil Gupta, Arun Shandily, Challenges of Integration of Wind Power on Power System Grid : A Review; International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering , Volume 4, Issue 4, April 2014.
 - [22] K.MALARVIZHI, K.BASKARAN ; Enhancement of Voltage Stability in Fixed Speed Wind Energy Conversion Systems using FACTS Controller; International Journal of Engineering Science and Technology, Vol. 2(6), 2010, 1800-1810.
 - [23] Raphaël Caire, Nicolas Retiere, Nouredine Hadjsaid, Sylvain Martino, « Distribution network impact assessment of low voltage distributed generation », RIGE, Volume 8, N°3-4/2005, pp. 355 – 376.
 - [24] J-L. Fraisse, « Le raccordement de la production décentralisée en HTA et BT », REE, N°7, Juillet 2002, pp. 34-46.
 - [25] I. Erlich, K. Rensch and F. Shewarega ; Impact of Large Wind Power Generation on Frequency Stability; 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting.
 - [26] Changling Luo and Boon-Teck Ooi, Life Fellow ; Frequency Deviation of Thermal Power Plants Due to Wind Farms; IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 21, NO. 3, SEPTEMBER 2006.
 - [27] A. Y. Abdelaziz, R. A. Swief, M. Ezzat, Waleed A. Hamed, R. K. Saket and O. P. Bharti; The Impact of Distributed Generation on Voltage Stability Using Differential Evolution Optimization Algorithm ; International Journal of Applied Engineering Research, ISSN 0973-4562 Vol. 10 No.44 (2015).
 - [28] S. K. Salman, A. L. J. Teo; Dynamic Behaviour of Integrated Multiple Wind Farms during Fault Conditions on the Hosted Distribution Network; 2005 IEEE Russia Power Tech.
 - [29] Wei Qiao, Ronald G. Harley and Ganesh K; Effects of FACTS Devices on a Power System Which Includes a Large Wind Farm, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2006, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Jan 2006.
 - [30] V.Salehi, S. Afsharnia, S. Kahrobaee, "Improvement of Voltage Stability in Wind Farm Connection to distribution Network Using FACTS Devices", IECON 2006. Annual Conference on IEEE Industrial Electronics, Paris, France, 2006.
 - [31] Kevin Zibran Heetun, Shady H. E. Abdel Aleem & Ahmed F. Zobaa, "Voltage stability analysis of grid-connected wind farms with FACTS: Static and dynamic analysis", Journal Of Energy and Policy Research, vol. 3, no. 1, pp. 1–12, 2016.
 - [32] M. A. Kamarposhti , "A comparative study of the implementation wind farms integration based on maximization of voltage stability and system loadability", Trakia Journal of Sciences, Vol. 14 Issue 3, p294-304, 2016.
 - [33] R. Fadaeinedjad , G. Moschopoulos , A. Ghareveisi, "Utilizing a STATCOM to prevent the flicker propagation in a wind power system", IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Atlanta, GA, USA, November 2010.
 - [34] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby, Power System Dynamics: Stability and Control, 2nd edition, John Wiley & Sons, Press, 2008.
 - [35] Asif. hamoud, "étude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de dustibution", Thèse de doctorat, Université tichreen Syrie, 2010.
 - [36] KETFI Nadhir, "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée", Thèse de doctorat, Université de Batna, 2014.
 - [37] Wendy Carolina Briceno Vicente, " Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes ", Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, septembre 2012
-

- [38] B. Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur", Thèse de doctorat INPG, 2010.
 - [39] Das, D., Electrical Power Systems, New Delhi, Press, 2006.
 - [40] Thi thu hà Pham, "influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance", Thèse de doctorat INPG, 2006.
 - [41] M. Fontela, "Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée", Thèse de doctorat INPG, 2008.
 - [42] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, « Definition and Classification of Power System Stability », IEEE Trans. On Power Systems, vol. 19, n°. 2, pp. 1387-1401, May 2004.
 - [43] H. Alkhatib " Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique ", Thèse de doctorat, université Paul Cezanne, Marseille, 2008.
 - [44] L. L. Grigsby, Power System Stability and Control, 3rd Edition, Taylor & Francis, Press, 2012.
 - [45] E. Gholipour Shahraki, " Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ", thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
 - [46] Goran Andersson, Modelling and Analysis of Electric Power Systems, EEH - Power Systems Laboratory, Press, 2008.
 - [47] Federico Milano, « Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT» version 2.1.8, 2013.
 - [48] J. H. CHOW, G. J. SANCHEZ, H. J. Ren, and S. WANG, "Power System Damping Controller Design Using Multiple Input Signals," IEEE Control Systems Magazine, pp. 82-90, Aug. 2000.
 - [49] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw Hill, 1994.
 - [50] H. Saadat, Power System Analysis. New York: McGraw-Hill, 1998.
 - [51] H. D Chiang, Direct Methods for Stability Analysis of Electric Power Systems Theoretical Foundation, BCU Methodologies and Applications, octobre 2010.
 - [52] Y. Xue, T. Cutsem, and M. Ribbens, "Extended equal area criterion justification, generalization, applications," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, no. 1, pp. 44-52, Feb. 1989.
 - [53] A. Luders, "Transient stability of multi-machine power systems via the direct method of Lyapunov," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, , vol. PAS-90, no. 1, pp. 23-36, Jan. 1971.
 - [54] A. Bose, "Application of direct methodes to transient stability," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, no. 7, pp. 1629-1636, Jul. 1984.
 - [55] M. Crappe, Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques. PARIS: Hermès Science, 2003.
 - [56] S. Missalti, S. Saadate, A. Gherbi, and D. Flie, "Neural Network for Assessment Power System Transient Stability," International Review on Modeling and simulation, vol. 3, no. 3, pp. 381-387. 2010.
 - [57] K. Olulope, A. Folly, S. Chowdhury, and P. Chowdhury, "Transient stability Assessment using Artificial Neural Network Considering Fault Location," 1st International Conference on Energy, Power and Control, University of Basrah Iraq, Nov.2010.
 - [58] N. Shubhanga and M. Kulkarni, "Application of Structure Preserving Energy Margin Sensitivity to Determine the Effectiveness of Shunt and Series FACTS Devices," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 3, pp. 730-738, Aug. 2002.
 - [59] G. Bahbah and A. Girgis, "Input Feature Selection for Real-Time Transient Stability Assessment for Artificial Neural Network (ANN) Using ANN Sensitivity Analysis," in Power Industry Computer Applications, 1999. PICA '99, 1999, p. 295300.
 - [60] N. ABU-TABAK, "Stabilité dynamique des systèmes électriques multi-machines: modélisation,
-

- commande, observation et simulation," Thèse de doctorat, Université de Lyon, 2008.
- [61] T. Wildi, G. Sybille, Électrotechnique, 4^{ème} édition, de boeck, Bruxelles, 2005.
- [62] R. Abdessemed , M. Kadjoudj, Modélisation des machines électrique , Presses de l'université de Batna, 1997.
- [63] J. PRADHAN, Stability improvement of power system using UPFC, Master of Technology in Power Control and Drives, Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Rourkela 2007.
- [64] P.M. Anderson, A.A Fouad., Power System Control and Stability, IEEE. Press. 2003.
- [65] C. Concordia, S. Ihara, Load representation in power system stability studies. IEEE Trans. Power Apparatus Syst. 101, pp. 969–977, 1982
- [66] J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby, Power System Dynamics and Stability (John Wiley and Sons, Inc., Chichester, 1997)
- [67] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, Power System Analysis, New York, McGraw-Hill, 1994.
- [68] A. Zebar and K. Zehar, "Amélioration de la stabilité transitoire d'un système électroénergétique multimachine par l'utilisation des dispositifs FACTS (UPFC) ", International Conference on Modelling and Simulation (AMSE'2007) Algeria, 02-04 July.
- [69] 46.A. Zebar and K. Zehar, " Coordinated Control of SFCL and SVC for Power System Transient Stability Improvement", TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering, Vol. 13, No. 3, March 2015, pp. 431 -440.
- [70] A. Zebar, " Etude de la stabilité d'un système de puissance : cas d'un système multimachines " , Mémoire de magister, Université de Sétif, 2006.
- [71] K. Ravi, M. Rajaram, Optimal location of facts devices for solving multiobjective optimal power flow (OPF) using improved shuffled leaping frog algorithm, Scientific Research and Essays, Vol. 7(40), pp. 3421-3427, 23 October 2012.
- [72] J.S. Huang, Z.H. Jiang , M. Negnevitsky, "Loadability of power systems and optimal SVC placement " , Electrical Power and Energy Systems, vol. 45, pp. 167–174, 2013.
- [73] D. Labeled," production decentralisee et couplage au reseau", Thèse de doctorat, Université Mentouri constantine, 2008.
- [74] M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid, "Distributed Generation as a means to increase system robustness". Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP.
- [75] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder. Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research, 57(3):195-204, 2001.
- [76] N. Jenkins, "Embedded generation", Power Engineering Journal, 9(3):145-150, 1995.
- [77] R.C. Dugan and T.E. McDermott, "Distributed generation. IEEE Industry Applications", Magazine, 8(2):19-25, 2002.
- [78] R. Abhari. M. El-Hawary. O. P. Malik. J. Anderson, Integration of distributed generation in the power system, IEEE. Press, June 2011.
- [79] Olivier RICHARDOT « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [80] <http://www.connaissancedesenergies.org>
- [81] 56.A. Mirecki," Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance", Thèse de doctorat en Génie Electrique, Toulouse, 2005.
-

- [82] M. F. Farias, M. G. Cendoya, P. E. Battaiotto, Wind Farms in Weak Grids Enhancement of Ride-Through Capability Using Custom Power Systems, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, pp. 1–5, 2008.
 - [83] L. BELHADJI, "Optimisation du contrôle commande d'un système hydraulique réversible à vitesse variable", Thèse de doctorat INPG, 2013.
 - [84] M. R. Patel, Wind and Solar Power Systems, CRC Press LLC, 1999.
 - [85] N. Sriram and M. Shahidehpour, Renewable biomass energy, IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1910–1915, 12-16 June 2005,
 - [86] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, État de l'art des aérogénérateurs, L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, pp.97-154, 2002.
 - [87] S. El Aimani, "Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans le réseau de moyenne tension", Thèse de doctorat en Génie Electrique, Lille, 2004.
 - [88] A. Tenenge, "Participation aux services systèmes de parcs éoliennes mixtes: Application en milieu insulaire," Thèse de doctorat INPG, 2009.
 - [89] V. Roger, "Modélisation simplifiée de source de production décentralisée pour les études dynamiques des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire," Thèse de doctorat, Université D'Artois, 2004.
 - [90] N. Mekkaoui, "contribution à la modélisation et à la commande d'une mini- centrale éolienne à base de machines à induction simple et double alimentée", thèse de doctorat, Université de Batna, Algérie, 2004.
 - [91] Duc-Hoan TRAN, "Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne « passive » :Analyse de robustesse, validation expérimentale", thèse de doctorat en Génie Electrique, Université de Toulouse, 2010.
 - [92] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique," Thèse de doctorat, Ecole nationale supérieure d'Arts et Métiers, 20 novembre 2008.
 - [93] R. Cariveau, Fundamental and advanced topics in wind power, InTech, 2011.
 - [94] B. Robyns, A. Davigny, Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie, Journal sur l'enseignement des sciences et technologies de l'information et des systèmes, Vol 5, 2006.
 - [95] T. GHENNAM, "Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation", thèse de doctorat en génie électrique, école centrale de Lille et école militaire polytechnique Alger, 2011.
 - [96] B. Francois, B. Robyns, E. De Jaeger, F. Minne, « Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension », Revue REE, no. 5, pp 65-74, Mai 2005.
 - [97] G. Mohlenkamp, "5 MW Permanent Magnet Offshore Wind Energy Converter", IEEE IAS/PELS/IES/PES Region 8 Inter-Society Workshop in Berlin, May 2004.
 - [98] H. Arnaldo, "wind farm model for power system stability analysis," Thèse de doctorat, Université de l'Illinois à Urbana-Champaign, 2010.
 - [99] M. Reza, P.H. Schavemaker, J.G. Slootweg, W.L. Kling, L. Van Der Sluis, Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.
 - [100] K. R. Padiyar, FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution, New Age International, 2009.
 - [101] X. P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
 - [102] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho, "FACTS Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley & Sons Ltd, 2004.
-

- [103] K.R. Padiyar, "Investigation on strong resonance in multimachine power systems with STATCOM supplementary modulation controller ", IEEE, transaction on power systems, vol.21, N°2, May 2006.
 - [104] M. Baby, R.Thilepa, Power flow control in a transmission line using D-FACTS devices, International Journal of Power Control Signal and Computation (IJCSC) Vol. 2, 2005.
 - [105] M.J. Basler, R.C. Schaefer, Understanding power system stability , Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 46-67, April 2005.
 - [106] E.Larsen, J.Sanchez-Gasca and J. Chow, Concepts for design of FACTS controllers to damp power swings, IEEE Transactions on Power Systems, pp. 948–956, May 1995.
 - [107] S. Gerbex, " Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique ", thèse de doctorat, Université de Lausanne, EPLF, 2003.
 - [108] FACTS Working Group, "Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS)", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, pp. 1848-1853, October 1997.
 - [109] E.Lerch, D.Povh, "Advanced SVC control for damping power system oscillations", IEEE transactions on power systems, VOL. 6, pp. 524-535, 1991.
 - [110] C. Finotti. E. Gaio, Continuous model in dq frame of Thyristor Controlled Reactors for stability analysis of high power electrical systems, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 63, Pages 836-845, December 2014.
 - [111] M.H. Haque, "Best location of SVC to improve first swing stability limit of a power system", Electric Power Systems Research, pp. 1402–1409, 2007.
 - [112] Y. H. Song and A.T. Johns, Flexible AC Transmission Systems (FACTS), IEE Press, 1999.
 - [113] F. Milano, Power System Modelling and Scripting. London: Springer, 2010.
 - [114] J.J. Paserba, Secondary voltage-var controls applied to static compensators (STATCOMs) for fast voltage control and long term var management, Proceedings of the IEEE PES Summer Power Meeting, Chicago, IL, July 2002.
 - [115] K.K. Karampudi ,reduction of torsional oscillations in large turbine-generator set using thyristor controlled braking resistors (TCBR), International Journal Of Electrical Engineering & Technology (IJEET), Volume 6, Issue 4, pp. 30-38, April (2015).
 - [116] M. Vadlamudi, M. Balasubbareddy, a fuzzy controlled TCR for compensation of oscillations in power system network, International Journal Of Electrical Engineering & Technology Research, Vol.04, Issue.43, pp. 9438-9442, October-2015.
 - [117] C. Guo, X. Xiao, "Transient stability control of TCSC ", ICIEA 2009. 4th IEEE Conference on, pp.1399-1402, 2009.
 - [118] N. K. Sharma, P. P. Jagtap, "Modelling and Application of Unified Power Flow Controller (UPFC)," 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET 2010), pp. 350-355, November 2010.
 - [119] Su C-T, Lin C-T. A new fuzzy control approach to voltage profile enhancement for power systems. IEEE Tr. on PS 1996;11(3):1654–1659.
 - [120] B. Bhattacharya and K. Goswami, "Optimal Placement of FACTS Devices by Genetic Algorithm for the Increased Load-Ability of a Power System", Academy of Science, Engineering and Technology, 2011.
 - [121] Ghosh S, Chowdhury BH. Design of an artificial neural network for fast line flow contingency ranking. Electrical Power and Energy, V18(5), PP. 271–277, 1996.
 - [122] Rafael J. Avalos, Equivalency of Continuation and Optimization Methods to Determine Saddle-Node and Limit-Induced Bifurcations in Power Systems, IEEE transactions on circuits and systems, VOL. 56, NO. 1, JANUARY 2009.
-

- [123] C. A. Cañizares and F. L. Alvarado, "Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 8, no. 1, pp. 1–8, Feb. 1993.
 - [124] A. Zehar and K. Zehar, "Best location of Static Compensator (STATCOM) Device to improve Static Voltage Stability of a multi-machine system", 3rd International Conference on Information Processing and Electrical Engineering, (ICIPEE'14) Tebessa, Algeria 24-25 November, 2014.
 - [125] M. H. Haque, "Improvement of First swing stability limit by utilizing full benefit of shunt FACTS devices ", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 1894-1902, 2004.
 - [126] A. Alam , M.A. Abido, " Parameter optimization of shunt FACTS controllers for power system transient stability improvement" , Power Tech, IEEE Lausanne, pp.2012-2017, 2007.
 - [127] Z. Lin, Y. Bin, J. Quanyuan, C. Yijia, " Coordinated design of FACTS controllers for transient stability improvement based on multi-objective evolutionary programming ", Computational Intelligence and Security, Conf on, vol. 2, pp. 1000-1003, 2006.
 - [128] A. Zehar and K. Zehar, "Best location of Static Compensator (STATCOM) Device to improve Static Voltage Stability of a multi-machine system", 3rd International Conference on Information Processing and Electrical Engineering, (ICIPEE'14) Tebessa, Algeria 24-25 November, 2014.
 - [129] C. Dermentzoglou and P. Papadopoulos, "Dynamic stability enhancement of a planned wind farm with a static var compensator", Journal of Electrical Engineering, vol. 57, no. 3, p. 121 129,2006.
 - [130] R. Grünbaum, " FACTS for Grid Integration of Wind Power ", in Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenburg, 2010.
-

ملخص:

في الوقت الحاضر، تواجه الشبكات الكهربائية تحديات جديدة مثل الانتشار المتزايد في مصادر الطاقة المتجددة واللامركزية، زيادة الطلب على الطاقة الكهربائية بسرعة كبيرة، محدودية الموارد المالية والالتزامات البيئية والتنافس الموجود في أسواق الطاقة الكهربائية. هذا سبب مشاكل حقيقية من ناحية التحكم في تسيير الشبكات الكهربائية. بالإضافة إلى ذلك في العالم لا تشارك المولدات اللامركزية، خاصة التي تعتمد على طاقة الرياح في خدمات النظم. هذا هو السبب في أن تدفق هذا النوع من الطاقة محدود ومشروط بمشاركة هذه الأخيرة في خدمات النظم مثل تنظيم الجهد، التحكم في تدفق الطاقة، إخماد اضطرابات القدرة، تعويض القدرة غير الفعالة، موازنة الأحمال وتحسين الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية. إذا يمكن أن تكون الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتردد حلاً لهذه المشاكل.

الهدف من هذه الأطروحة هو دراسة إسهام الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتردد في تحسين الاستقرار العابر لشبكات كهربائية تحتوي على مولدات لامركزية هوائية.

كلمات مفتاحية: الشبكات الكهربائية، مولدات لامركزية هوائية، الاستقرار العابر، الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتردد، المنطق الضبابي.

Résumé :

De nos jours, les réseaux électriques sont confrontés à de nouveaux défis, tels que la pénétration croissante des sources d'énergie renouvelable et la production décentralisée, l'augmentation de la demande, les ressources limitées, les conditions environnementales et les marchés concurrentiels de l'électricité. Cela pose de vrais problèmes de gestion des réseaux électriques. En outre, les productions décentralisées, en particulier l'éolien installées dans le monde ne participent pas aux services systèmes. c'est pourquoi le taux de pénétration de ces dernières est limité et conditionnée à la participation aux services systèmes tels que la régulation de tension, le contrôle de flux de puissance, l'amortissement des oscillations de puissance, la compensation de l'énergie réactive, la répartition de charge et la stabilité transitoire. Les dispositifs FACTS peuvent être une solution à ces problèmes.

L'objectif de cette thèse est d'améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques par les dispositifs FACTS en présence de production décentralisée à base d'éoliennes.

Mots Clés : réseaux électriques, production décentralisée à base des éoliennes, stabilité transitoire, système de transmission flexible en courant alternatif (FACTS).

Abstract:

Currently, power systems are facing new challenges, such as the increasing penetration of renewable energy sources and distributed generation, increased demand, limited resources, environmental conditions and competitive electricity markets. This poses real problems to power systems from the perspective of management. In addition, decentralized production, in particular wind generation installed worldwide does not attend systems services. That is why the recent penetration of these is limited and conditioned on participation in systems services such as voltage regulation, control of power flow, damping of power oscillations, reactive power compensation, load balancing and transient stability. FACTS devices can be a solution to these problems.

The objective of this thesis is to improve transient stability of power systems with FACTS devices in the presence of distributed wind generation.

Key Words: Power systems, distributed wind generation, transient stability, flexible alternating current transmission system (FACTS).