

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة سطيف 1 - فرحات عباس
UNIVERSITE SETIF1 - FERHAT ABBAS
FACULTE DE TECHNOLOGIE



THESE

Présentée au Département d'Electrotechnique pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Par

M. GUESSABI Anwar

THEME

**Contribution à l'étude et l'amélioration de la stabilité d'un
réseau électrique hybride AC/DC en présence des sources
dispersées**

Soutenue le : 26/11/2025 devant un jury composé de :

M. NOURI Hamou	Professeur à l'Université Sétif1- Ferhat ABBAS	Président
M. GHERBI Ahmed	Professeur à l'Université Sétif1- Ferhat ABBAS	Directeur de thèse
M. SAYAH Samir	Professeur à l'Université Sétif1- Ferhat ABBAS	Examineur
M. BOUAFIA Abdelouahab	Professeur à l'Université Sétif1- Ferhat ABBAS	Examineur
M. BELKAID Abdelhakim	Professeur à l'Université A. Mira Bejaïa	Examineur
M. MESSALTI Sabir	Professeur à l'Université M. Boudiaf M'sila	Examineur
M. CHEBABHI Ali	Professeur à l'Université M. Boudiaf M'sila	Invité

Dédicaces

Je dédie ce travail :

- A mes très chers parents,
- Et à mes amis.

تصريح

أنا الموقع أدناه، **قصابي أنور**، أصرح بأن هذه الأطروحة تمثل عملاً أصيلاً من إنجازي وتحت إشرافي الحصري. وأؤكد أن جميع المصادر المستخدمة قد تم الاستشهاد بها وفقاً للمعايير الأكاديمية، كما أن جميع الاقتباسات والمواد المستعارة قد تم تحديدها بوضوح وفقاً للأعراف العلمية. وأشهد كذلك بأن هذا البحث لم يُقدّم من قبل إلى أي مؤسسة أخرى."

Declaration of Authorship

I, **Guessabi Anwar**, hereby declare that this thesis is an original work of my own creation, independently conducted under my sole supervision. I certify that all sources used have been properly referenced in accordance with academic standards, that all quotations and borrowed material have been clearly identified following scientific conventions, and that this document has never been submitted to any other institution.

Déclaration d'auteur

Je soussigné, **Guessabi Anwar**, déclare par la présente que cette thèse constitue un travail original de ma propre création, réalisé de manière autonome sous ma supervision exclusive. Je certifie que toutes les sources utilisées ont été dûment référencées selon les normes académiques, que les citations et emprunts ont été clairement identifiés selon les conventions scientifiques, et que ce document n'a jamais été soumis à aucune autre institution.

GUESSABI Anwar

Liste des publications

Les algorithmes et les modèles décrits dans cette thèse ont été développés et présentés aussi dans les articles et publications suivants :

Publications dans des Revues avec Comité de Lecture International

1. **GUESSABI. Anwar**, GHERBI. Ahmed, and CHEBABHI. Ali, " Stability analysis of VSC-HVDC system based on new phase-locked-loop less voltage oriented control method," Engineering Review, 2023.

Communications dans des Congrès Internationaux avec Comité de Lecture

1. **G. Anwar**, G. Ahmed and C. Ali, "Stability Analysis of Voltage Source Converter Control Based HVDC System," 2022 International Conference of Advanced Technology in Electronic and Electrical Engineering (ICATEEE), M'sila, Algeria, 2022, pp. 1-6, DOI: 10.1109/ICATEEE57445.2022.10093736.
2. **G. Anwar**, G. Ahmed, C. Ali and M. Ghada, "Virtual Inertia and Droop Control Implementation in DFIG-Based Wind Turbines for Frequency Stability Enhancement in Distribution Grids," 2024 1st International Conference on Mechanical and Electrical Engineering for Green Energy Technologies (MEEGET), Algiers, Algeria, 2025.

Remerciements

Je tiens à remercier Dieu le Tout-Puissant de m'avoir permis d'atteindre cette étape importante de mon parcours académique. Les travaux de recherche présentés dans cette thèse ont été menés au Laboratoire d'Automatique de Sétif (LAS) de l'université Setif1 - Ferhat ABBAS (Algérie).

Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur Ahmed GHERBI, Professeur au département d'électrotechnique de l'Université Sétif 1 Ferhat ABBAS, pour avoir accepté de diriger cette thèse. Sa disponibilité, son accompagnement rigoureux et la qualité de ses orientations scientifiques ont été essentiels à la réalisation de ce travail.

Je suis également très honoré que Monsieur NOURI Hamou, Professeur à l'Université Sétif 1 Ferhat ABBAS, accepté de présider le jury de soutenance. Je le remercie sincèrement pour l'honneur qu'il me fait en assurant cette présidence. Je souhaite adresser mes remerciements les plus respectueux à l'ensemble des membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail :

- Monsieur SAYAH Samir, Professeur à l'Université Sétif 1 Ferhat ABBAS,
- Monsieur BOUAFIA Abdelouahab, Professeur à l'Université Sétif 1 Ferhat ABBAS, Sétif.
- Monsieur BELKAID Abdelhakim, Professeur à l'Université Abderrahmene MIRA Béjaïa,
- Monsieur MESSALTI Sabir, Professeur à l'Université Mohamed BOUDIAF M'Sila,

Je remercie également Monsieur CHEBABHI Ali, Professeur à l'Université M. Boudiaf M'sila, pour l'honneur qu'il me fait en participant à ce jury en qualité d'invité.

Je remercie particulièrement mes collègues doctorants pour les échanges enrichissants et l'atmosphère de travail conviviale qu'ils ont su créer. Je ne peux pas oublier ma famille, qui a toujours cru en moi et m'a soutenu inconditionnellement. Mes parents, mes frères et sœurs ont été une source constante d'encouragement et de motivation. Leurs sacrifices et leur patience ont été essentiels à la réalisation de ce projet.

Finalement, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce travail, par leurs conseils, leur aide technique, ou simplement par leur présence bienveillante.

Sétif, le 26 /11/2025

M Anwar GUESSABI

Chapitre 01	1
Introduction Générale	1
1.1. Contexte Général	1
1.2. Problématique	2
1.3. Objectifs	2
1.4. Structure de la thèse	3
Chapitre 02	5
Fondements et classification de la stabilité des réseaux électriques hybrides AC/DC	5
2.1. Introduction :	5
2.2. Nécessité d'une classification actualisée	7
2.3. Aperçu sur la stabilité des systèmes électriques	8
2.3.1. Stabilité de l'angle du rotor : Principes fondamentaux	8
2.3.2. Stabilité de la tension	10
2.3.3. Stabilité de la fréquence	12
2.3.4. Stabilité de résonance	14
2.3.5. Instabilité induite par le convertisseur	16
2.4. Conclusion	19
Chapitre 03	21
Analyse et Amélioration de la Stabilité des Convertisseurs VSC-HVDC : Vers une Architecture de Commande Sans PLL	21
3.1. Introduction :	21
3.2. Justification technico-économique et enjeux stratégiques des systèmes HVDC	22
3.2.1. Avantages techniques fondamentaux	23
3.2.2. Rentabilité et avantages économiques	23
3.2.3. Enjeux stratégiques et moteurs de développement	24
3.2.4. Défis persistants et limites	24
3.3. Domaines d'application des systèmes HVDC	24
3.3.1. Transmission en environnement contraint (souterrain/sous-marin)	24
3.3.2. Intégration des énergies renouvelables éloignées	25
3.3.3. Interconnexion de réseaux asynchrones	25
3.3.4. Modernisation et augmentation de capacité des réseaux existants	25
3.3.5. Alimentation des plateformes offshore	25
3.3.6. Vers les super-réseaux : architectures multi-terminaux (MTDC)	25
3.4. Configurations des liaisons de transmission HVDC	26
3.4.1. Liaison monopolaire	26
3.4.2. Liaison bipolaire	26
3.4.3. Liaison « dos-à-dos » (Back-to-Back)	26
3.4.4. Réseaux Multi-Terminaux DC (MTDC)	26

3.5. Technologies des convertisseurs du HVDC.....	27
3.5.1. Convertisseurs à commutation de ligne (LCC-HVDC)	28
3.5.2. Convertisseurs à Source de Tension (VSC-HVDC)	29
3.5.3. Comparaison et critères de sélection des convertisseurs	30
3.6. Modélisation et commande des systèmes VSC-HVDC.....	31
3.6.1. Commande Vectorielle Orientée (VOC) : principe et limites	31
3.6.2. Vers un contrôle sans PLL : motivations et approches	32
3.6.3. Convertisseurs à source de tension (VSC-HVDC).....	32
3.6.4. Approches de commande des systèmes VSC-HVDC.....	33
3.6.5. Régulation des courants et de la tension continue.....	37
3.6.6. Avantages de l'approche VOC sans PLL.....	38
3.7. Résultats et discussion.....	39
3.7.1. Méthodologie de validation.....	39
3.7.2. Test 1 : Impact de la PLL sur la stabilité du système	42
3.7.3. Test 2 : Performance dynamique du système sous différentes conditions de réseau	43
3.7.4. Test 3 : Performance dynamique du système sous défauts triphasés.....	46
3.8. Conclusion.....	49

Chapitre 04 50

AMELIORATION DE LA STABILITE DE FREQUENCE DES RESEAUX ÉLECTRIQUES PAR DES STRATEGIES DE CONTROLE AVANCE SUR LES ÉOLIENNES À GADA..... 50

4.1. Introduction :	50
4.2. Énergie éolienne et stabilité des systèmes électriques	51
4.2.1. Énergie éolienne en quelques chiffres.....	51
4.2.2. Impact de l'énergie éolienne sur la stabilité des réseaux électriques	52
4.2.3. Systèmes de conversion d'énergie éolienne : synthèse	53
4.2.4. Le GADA : avantages, défis et nécessité de contrôle avancé.....	55
4.3. Modélisation et commande du GADA.....	57
4.3.1. Principe de fonctionnement du GADA.....	58
4.3.2. Architecture et composants	58
4.3.3. Stratégies de contrôle avancées	59
4.3.4. Modèle aérodynamique de la turbine éolienne	59
4.3.5. Système d'entraînement mécanique	62
4.3.6. Maximisation de la puissance (Stratégie MPPT)	64
4.3.7. Modélisation de la GADA.....	66
4.3.8. Système de conversion et contrôle	70
4.3.9. Système de protection pour GADA.....	75
4.4. Méthode de commande proposée pour l'amélioration de la stabilité de la fréquence.....	75
4.4.1. Contexte et problématique	75
4.4.2. Potentiel du GADA pour le support de fréquence	76
4.4.3. Nécessité de réserves de puissance.....	76
4.4.4. Stratégies existantes et proposition	76
4.4.5. Contrôle d'inertie virtuelle	76
4.4.6. Contrôle de statisme.....	77
4.4.7. Contrôle coordonné inertie-statisme.....	78
4.5. Résultats et discussion.....	79
4.5.1. Configuration du système test	80
4.5.2. Scénarios de simulation.....	81
4.6. Conclusion.....	87

<i>Chapitre 05</i>	89
AMELIORATION DE LA STABILITE DE FREQUENCE DES RESEAUX ÉLECTRIQUES PAR INTEGRATION DES SYSTEMES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE.....	89
5.1. Introduction :.....	89
5.2. Avantages et limitations du GADA en matière de stabilité de fréquence.....	90
5.3. Systèmes de stockage d'énergie	90
5.3.1. Types de systèmes de stockage d'énergie	91
5.3.2. Déploiement, innovations et applications des systèmes de stockage d'énergie :.....	93
5.4. Systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) : Technologies et Intégration.....	94
5.4.1. Architecture, composants et fonctionnement d'un BESS.....	94
5.4.2. Principales technologies de batteries	95
5.4.3. Système de Conversion de Puissance (PCS) et contrôle.....	96
5.4.4. Estimation de l'état de charge (SOC) et gestion avancée	96
5.4.5. Topologies d'intégration au réseau : couplage AC vs. DC	97
5.5. Applications du BESS dans les systèmes d'énergie renouvelable.....	98
5.5.1. Lissage de la puissance de sortie avec le BESS.....	99
5.5.2. Atténuation des pics de charge et délestage de pointe avec les BESS	100
5.6. Applications des BESS pour les services réseaux.....	101
5.6.1. Régulation de tension	101
5.6.2. Régulation de fréquence.....	101
5.6.3. Régulation combinée tension/fréquence	102
5.6.4. Dispatchabilité des centrales renouvelables.....	102
5.6.5. Tenue aux creux de tension (Fault Ride Through - FRT).....	102
5.7. Modélisation et simulation de l'intégration GADA-BESS pour le support de fréquence... ..	103
5.7.1. Objectif de l'étude.....	103
5.7.2. Architecture et modélisation du système d'étude	104
5.7.3. Description du réseau test :.....	104
5.7.4. Modèle dynamique de l'éolienne GADA.....	105
5.7.5. Modélisation et contrôle du BESS pour le support de fréquence	106
5.7.6. Conception et implémentation des contrôleurs	108
5.7.7. Scénarios de simulation et analyse des résultats.....	112
5.8. Conclusion.....	125
<i>Chapitre 06</i>	127
Conclusions Générales et Perspectives	127
6.1. Synthèse des Contributions	127
6.2. Perspectives de recherche.....	128
<i>Annexe A Paramètres du système VSC-HVDC</i>	129
A.1 Paramètres du système et de simulation.....	129
<i>Annexe B. Paramètres du système GADA</i>	130
B.1 Paramètres électriques et mécaniques du système GADA	130
B.2 Paramètres des contrôleurs.....	130

Liste des figures

Figure 2.1. Classification IEEE de la stabilité des systèmes électriques	6
Figure 2.2. Réponse de la fréquence du système électrique à la suite d'une perte de production.	13
Figure 3.1. Principales technologies du systèmes HVDC	22
Figure 3.2. Comparaison économique entre le transport en HVAC et HVDC	23
Figure 3.3. Schémas des différentes configurations HVDC.....	27
Figure 3.4. Schéma simplifié de la configuration globale du système HVDC	27
Figure 3.5. Structure simplifiée d'un système VSC-HVDC.....	32
Figure 3.6. Schéma bloc de la commande conventionnelle pour le système VSC-HVDC	34
Figure 3.7. Schéma bloc de la commande VOC sans PLL proposée pour le système VSC-HVDC.....	36
Figure 3.8. Structure du système VSC-HVDC utilisant un microcontrôleur STM32F407G	41
Figure 3.9. Impact de la bande passante (ω_{n_v1}) de PLL sur la tension continue du VSC-HVDC	42
Figure 3.10. Impact de la bande passante de PLL sur les déviations de puissance du VSC-HVDC.....	43
Figure 3.11. Réponse de la tension continue durant le second test	44
Figure 3.12. Puissances P et Q transmises dans les deux réseaux durant le second test.....	45
Figure 3.13. Réponses des tensions et courants des deux réseaux utilisant les deux stratégies de commande durant le second test	45
Figure 3.14. Réponses de la tension continue durant le troisième test.....	46
Figure 3.15. Réponses des puissances active et réactive transmises dans les deux réseaux durant le troisième test	47
Figure 3.16. Réponses des tensions et courants des réseaux en utilisant les deux stratégies de commande durant le troisième test	48
Figure 4.1. Capacité mondiale installée d'énergie renouvelable par technologie [76]	52
Figure 4.2. Génération d'électricité par l'énergie éolienne dans le monde, 2023 [78]	52
Figure 4.3. Architecture du système de conversion d'énergie éolienne raccordé au réseau	54
Figure 4.4. Schéma des deux principaux types d'éoliennes	54
Figure 4.5. Architecture détaillée de l'éolienne à axe horizontal.....	55
Figure 4.6. Éolienne à vitesse fixe de type 1	56
Figure 4.7. Éolienne à glissement variable avec générateur asynchrone de type 2	56
Figure 4.8. Éolienne à vitesse variable avec un GADA de type 3	56
Figure 4.9. Éolienne à vitesse variable avec un générateur synchrone (SG) de type 4.....	56
Figure 4.10. Composants de GADA basé sur SCEE	59
Figure 4.11. Courbe du coefficient de puissance (C_p) en fonction du TSR (λ) pour différentes valeurs de l'angle de calage (β)	61
Figure 4.12. Modèle à deux masses du système d'entraînement d'une éolienne à GADA.....	63
Figure 4.13. Schéma bloc de la stratégie MPPT.....	64
Figure 4.14 Schéma global de contrôle vectoriel du RSC.....	72
Figure 4.15. Schéma global de contrôle vectoriel du GSC.....	74
Figure 4.16. Boucle coordonnée de régulation de fréquence du contrôleur RSC.....	79

Figure 4.17. Le réseau de distribution test étudiée	80
Figure 4.18. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau ($V_{vent} = 10,5$ m/s) :	82
Figure 4.19. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau ($V_{vent} = 11,5$ m/s) :	83
Figure 4.20. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau ($V_{vent} = 12,5$ m/s) :	84
Figure 4.21. Profil de vent variable	85
Figure 4.22. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau avec profil de vent variable :	86
Figure 5.1. Classification de systèmes de stockage d'énergie	91
Figure 5.2. Topologies de connexion BESS dans les systèmes éoliens	97
Figure 5.3. Schéma du réseau de distribution test avec stockage d'énergie.....	104
Figure 5.4. Architecture de contrôle d'une éolienne GADA.....	106
Figure 5.5. Système de contrôle de l'éolienne GADA	108
Figure 5.6. Contrôle du système de stockage d'énergie.....	109
Figure 5.7. Organigramme du schéma de contrôle BESS pour le support de fréquence	111
Figure 5.8. Dynamique de réponse de la fréquence et activation des réserves	113
Figure 5.9. Réponse du système lors du cas 01 :	116
Figure 5.10. Comportement du BESS lors du cas 01 :	117
Figure 5.11. Réponse du système pendant le cas 02 :	119
Figure 5.12. Comportement du BESS pendant le scénario 02 :	119
Figure 5.13. Réponse du système pendant le cas 03 :	121
Figure 5.14. Comportement du BESS pendant le scénario 03 :	122
Figure 5.15. Réponse du système pendant le cas 04 :	123
Figure 5.16. Comportement du BESS pendant le scénario 04 :	125

Liste des tableaux

Tableau 3.1. Critères de sélection entre les technologies LCC et VSC-HVDC	30
Tableau 4.1. Comparaison des technologies de générateurs éoliens	55
Tableau 5.1. Comparaison synthétique des principales technologies de batteries.	96

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

APCS	Automatic Power Control System
BESS	Battery Energie Storage System
BMS	Battery Management System
CAES	Compressed Air Energy Storage
CIG	Converter Interfaced Generator
DDSSO	Device-Dependent Sub-Synchronous Oscillations
DPC	Direct Power Control
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FRT	Fault Ride Through
GADA	Générateur Asynchrone à Double Alimentation
GSC	Grid Side Converter
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IGE	Induction Generator Effect
LCC	Line Commutated Converter
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion.
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MTDC	Multi-Terminal Direct Current
PCC	Point of Common Coupling
PCS	Power Conversion System
PES	Power and Energy Society
PI	Proportional-Integral
PLL	Phase-Locked Loop
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PSS	Power System Stabilizer
RES	Renewable Energy Sources
RoCoF	Rate of Change of Frequency
RSC	Rotor Side Converter
SCEE	System de Conversion d'Energie Eolienne
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
SCR	Short Circuit Ratio
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State Of Charge
SOH	State Of Health
SSCI	Sub-Synchronous Control Interaction
SSE	Energy Storage System
SSR	Sub-Synchronous Resonance
STATCOM	Static Synchronous Compensator
STEP	Pumped Storage Hydropower
SVC	Static Var Compensator
TSR	Tip Speed Ratio
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
VOC	Voltage Oriented Control
VSC	Voltage Source Converter

Symboles

J	Moment d'inertie
C_e	Couple électromagnétique
C_m	Couple mécanique
δ	Angle du rotor
C_D	Couple d'amortissement
C_S	Couple de synchronisation
ω	Vitesse angulaire
V_{cabcx}	Tensions triphasées du VSC
V_{gabcx}	Tensions triphasées du PCC
i_{abcx}	Courants triphasés du réseau x
L_x	Inductance du filtre de couplage de la station x
R_x	Résistance du filtre de couplage de la station x
C_{dc}	Capacité de filtrage de convertisseur
P_x, Q_x	Puissances active et réactive dans chaque convertisseur
$\alpha - \beta$	Le référentiel stationnaire $\alpha - \beta$
f_x	Fréquence de la tension du réseau x
$v_{gx,max}$	Amplitude de la tension du réseau x
$U_{Px} U_{Qx}$	Nouvelles entrées de commande pour le convertisseur du réseau x
$\omega_{(n-c)}$	Fréquence naturelle des boucles de courant
ξ_c	Facteur d'amortissement des boucles de courant
k_p	Coefficient proportionnelle de régulateur PI
k_i	Coefficient intégrale de régulateur PI
I_{dc}	Courant de référence du coté DC
I_L	Courant mesuré de la ligne DC.
θ_{PLL}	Angle de rotation à la sortie de la PLL
N_{rotor}	Vitesse mécanique du rotor
P_{vent}	Puissance théorique maximale du vent
A	Surface balayée par les pales
λ	Rapport de vitesse spécifique
Ω_t	Vitesse angulaire du rotor
C_t	Couple mécanique capté par la turbine
f	Coefficient de frottement total
H_t	Constante d'inertie de la turbine
H_g	Constante d'inertie du générateur
G	Rapport de multiplication du multiplicateur de vitesse
P_{MPPT}	Puissance de référence de MPPT
P_{Charge}	Pic de puissance consommée par la charge
$P_{Demandée}$	Pic de puissance demandée
P_{BESS}	Pic de puissance fournie par le BESS

Introduction Générale

1.1. Contexte Général

La transition énergétique mondiale représente l'un des défis majeurs, caractérisée par une intégration croissante des sources d'énergie renouvelable dans les infrastructures électriques existantes, motivée par les politiques climatiques internationales visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre [1]. Cette transition transforme fondamentalement les infrastructures électriques, faisant évoluer les réseaux traditionnels centralisés vers des systèmes hybrides AC/DC complexes intégrant des sources dispersées.

Les réseaux électriques évoluent d'une structure centralisée traditionnelle vers des systèmes hybrides AC/DC, où les segments alternatif et continu sont interconnectés via des interfaces électroniques de puissance. Cette architecture, devenue centrale pour les systèmes modernes, présente une complexité accrue (sources diversifiées, flux bidirectionnels, interactions dynamiques) qui soulève d'importants défis pour la stabilité, la fiabilité et le contrôle du réseau.

Les liaisons de transmission HVDC sont privilégiées pour le transport de puissance sur de longues distances, car elles évitent les limites liées à la génération de puissance réactive dans les câbles HVAC. Ceci est dû au coût élevé et à la capacité limitée de transfert de puissance des HVAC au-delà d'une certaine distance. La limitation de la capacité de transfert de puissance dans les câbles provient de la puissance réactive élevée générée par les capacités des câbles tout au long de la transmission [2]. Cependant, cette préférence pour les interconnexions HVDC introduit également de nouveaux défis en matière de stabilité et de contrôle des systèmes hybrides, amplifiant la nécessité des études menées dans cette thèse.

Dans ce contexte, cette recherche s'inscrit dans une perspective globale d'optimisation des infrastructures électriques pour accompagner la transition énergétique, en développant des solutions techniques innovantes qui permettent d'accroître la pénétration des énergies renouvelables sans compromettre la fiabilité et la stabilité des réseaux. Les résultats présentés dans cette thèse visent à contribuer de manière significative aux connaissances scientifiques dans ce domaine en pleine

évolution, tout en proposant des applications pratiques pour les opérateurs de réseaux et les concepteurs de systèmes électriques.

1.2. Problématique

L'intégration des sources d'énergie renouvelables, notamment les éoliennes et les panneaux solaires, dans ces réseaux hybrides se heurte à plusieurs obstacles techniques majeurs. Contrairement aux centrales conventionnelles à combustibles fossiles, ces sources se caractérisent par leur intermittence naturelle, leur faible inertie intrinsèque et leur connexion au réseau via des convertisseurs d'électronique de puissance qui modifient fondamentalement la dynamique du système. Ces caractéristiques influencent de manière significative les trois aspects fondamentaux de la stabilité des réseaux électriques : la stabilité de l'angle du rotor, de la tension et de la fréquence. En particulier, la réduction de l'inertie globale du système, conséquence directe du remplacement des générateurs synchrones conventionnels par des sources interfacées par des convertisseurs, accroît la sensibilité du réseau aux perturbations et compromet sa capacité à maintenir l'équilibre entre production et consommation [3].

Plusieurs difficultés scientifiques majeures ont été identifiées dans le contexte des réseaux hybrides modernes. Les interactions dynamiques entre les segments AC et DC du réseau créent des couplages complexes susceptibles de conduire à de nouvelles instabilités, non observées dans les systèmes conventionnels. Ces interactions sont particulièrement critiques aux interfaces de conversion, où les contrôleurs des convertisseurs HVDC à source de tension (VSC-HVDC) doivent maintenir simultanément la stabilité locale et contribuer à la stabilité globale du réseau.

Dans un système global où plusieurs réseaux synchrones sont connectés par des liaisons HVDC, le partage de réserve de fréquence affectera également la fréquence d'autres zones synchrones, qui peuvent ou non connaître un manque de réserve de fréquence et/ou d'inertie. Par conséquent, il est important de mener une analyse globale qui considère l'ensemble du système électrique hybride AC/DC, incluant à la fois le DC et tous les réseaux asynchrones.

1.3. Objectifs

L'objectif principal de cette thèse consiste à contribuer à l'étude et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques hybrides AC/DC en présence de sources dispersées, en développant des outils innovants de modélisation, d'analyse et de contrôle. Cette approche vise à concilier les impératifs de sécurité électrique et les exigences de la transition énergétique, en proposant des solutions techniques robustes et économiquement viables pour l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables.

Pour atteindre cet objectif, cette recherche se structure en quatre axes complémentaires.

1. **Taxonomie et cadre conceptuel des instabilités** : Développement d'une taxonomie actualisée des phénomènes d'instabilité propres aux réseaux hybrides AC/DC. Elle étend la classification IEEE traditionnelle pour y inclure la stabilité de résonance et la stabilité induite par les convertisseurs, établissant un cadre conceptuel adapté aux systèmes modernes.
2. **Architecture de contrôle simplifiée pour convertisseurs VSC-HVDC** : Conception d'une stratégie de contrôle innovante de type VOC (commande vectorielle orientée) sans boucle de verrouillage de phase (PLL). Cette méthode offre une simplification architecturale majeure, maintient des performances optimales et est particulièrement adaptée aux applications nécessitant une réduction des ressources de calcul.
3. **Contribution active des GADA à la stabilité de fréquence** : Développement de stratégies de contrôle avancées permettant aux générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) de fournir un soutien inertiel. En combinant inertie virtuelle et statisme, ces stratégies permettent aux GADA d'émuler le comportement des générateurs synchrones conventionnels, améliorant ainsi la réponse inertielle des réseaux à forte pénétration d'énergies renouvelables.
4. **Intégration optimisée du stockage batterie (BESS)** : Élaboration de méthodologies pour l'intégration des systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) aux installations renouvelables. Cela aboutit à une solution hybride GADA-BESS avec un contrôle coordonné, maximisant la contribution à la stabilité de fréquence tout en préservant l'état de charge des batteries.

1.4. Structure de la thèse

Les travaux de cette thèse s'articulent autour de la stabilité et du contrôle des systèmes électriques hybrides AC/DC interconnectant plusieurs réseaux synchrones par des liaisons DC. L'étude se focalise sur les dynamiques des systèmes AC, sur une échelle temporelle caractéristique de quelques secondes.

Cette recherche suit une progression structurée en quatre chapitres complémentaires :

Chapitre 2 – Fondements théoriques. Ce chapitre établit un cadre d'analyse en proposant une classification exhaustive de la stabilité pour les systèmes hybrides AC/DC. Il étend les concepts traditionnels pour intégrer des phénomènes propres aux réseaux modernes, tels que la stabilité de résonance et la stabilité induite par les convertisseurs.

Chapitre 3 – Contrôle innovant des convertisseurs. L'étude se concentre sur l'analyse et la commande des convertisseurs VSC-HVDC. Une approche innovante de contrôle, de type VOC (commande vectorielle orientée) et sans PLL, y est développée. Elle offre une simplification architecturale significative tout en garantissant des performances optimales.

Chapitre 4 – Contribution des systèmes éoliens. Ce chapitre explore la modélisation des générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) et développe des stratégies de contrôle avancées. En combinant l'inertie virtuelle et le statisme, ces stratégies permettent d'améliorer la contribution active des parcs éoliens à la stabilité de fréquence du réseau.

Chapitre 5 – Intégration du stockage d'énergie. Enfin, ce chapitre présente des méthodologies pour l'intégration des systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) aux installations éoliennes. Il aboutit à la conception d'une solution hybride GADA-BESS dotée de stratégies de contrôle coordonnées, optimisant ainsi la contribution à la stabilité du réseau tout en assurant la gestion durable du stockage.

D'un point de vue méthodologique, ces travaux combinent l'analyse modale à petits signaux pour les interactions entre zones asynchrones, l'analyse temporelle pour la stabilité de fréquence globale, et des techniques de contrôle décentralisé. Les modèles et stratégies proposés sont implémentés et validés par simulation sous MATLAB/Simulink, dans des conditions de réseau symétriques et équilibrées.

Ainsi, à travers cette structure, cette thèse vise à apporter une contribution opérationnelle et scientifique à la sécurisation des réseaux électriques de demain. Elle propose un ensemble cohérent d'outils et de méthodes pour relever le défi multidimensionnel de l'intégration massive des énergies renouvelables, en adressant simultanément les nouvelles formes d'instabilité, le besoin de contrôleurs robustes et l'optimisation de l'usage du stockage.

Fondements et classification de la stabilité des réseaux électriques hybrides AC/DC

2.1. Introduction :

La stabilité d'un système électrique désigne la capacité d'un réseau électrique, à partir d'une condition initiale de fonctionnement, à retrouver un état d'équilibre opérationnel après avoir été soumis à une perturbation physique [4]. Au fil du temps, la compréhension et la gestion de la stabilité des systèmes électriques ont évolué en réponse à la demande énergétique mondiale croissante, aux innovations technologiques et aux leçons tirées des défaillances historiques des réseaux.

Les premiers efforts en matière de stabilité des systèmes électriques se sont concentrés sur les principes fondamentaux de l'analyse de stabilité et le développement de stratégies de commande rudimentaires pour gérer la dynamique du réseau. L'accent était mis sur la garantie que la production d'électricité puisse s'adapter de manière fiable à la demande fluctuante, en évitant l'instabilité de tension et les écarts de fréquence susceptibles de perturber les opérations du réseau [5].

D'un point de vue théorique, un système est stable s'il retrouve un état d'équilibre après une perturbation, conformément au sens de LYAPUNOV. Toutefois, la complexité des phénomènes en jeu dans un système électrique de puissance a conduit à établir une classification pratique en plusieurs catégories, comme illustré à la Figure 2.1 [6]. Les trois principaux types de stabilité sont :

- **Stabilité de l'angle du rotor** : Capacité des machines synchrones interconnectées à maintenir (ou à retrouver) leur synchronisme après une perturbation importante [7].
- **Stabilité de fréquence** : Capacité du système à maintenir (ou à ramener) la fréquence à une valeur nominale admissible suite à un déséquilibre significatif entre la production et la consommation.
- **Stabilité de tension** : Capacité du système à maintenir des tensions acceptables en tout point du réseau (à tous les jeux de barres) après une perturbation à partir d'un point de fonctionnement donné [8].

Il est important de noter que les catégories de stabilité définies ci-dessus sont typiques d'un système électrique classique, où la pénétration de la production basée sur les convertisseurs est relativement limitée [3]. Au cours des dernières décennies, les réseaux électriques sont de plus en plus sollicités en raison de la demande énergétique croissante [9]. De plus, des sources d'énergie renouvelable variables, interfacées à un convertisseur électronique de puissance, ont été ajoutées aux réseaux électriques dans le monde entier, ce qui a entraîné des défis supplémentaires d'exploitation et de commande pour les opérateurs de réseaux électriques. Les systèmes HVDC compliquent également ces défis car ils transforment les réseaux électriques en réseaux hybrides AC/DC [10]. Parmi les défis clés, la stabilité du système électrique bénéficie d'une attention particulière [11]. Par conséquent, les ingénieurs et chercheurs en systèmes électriques doivent être dotés des connaissances les plus récentes en modélisation, en commande et en simulation des réseaux électriques hybrides AC/DC afin d'évaluer la stabilité [12].

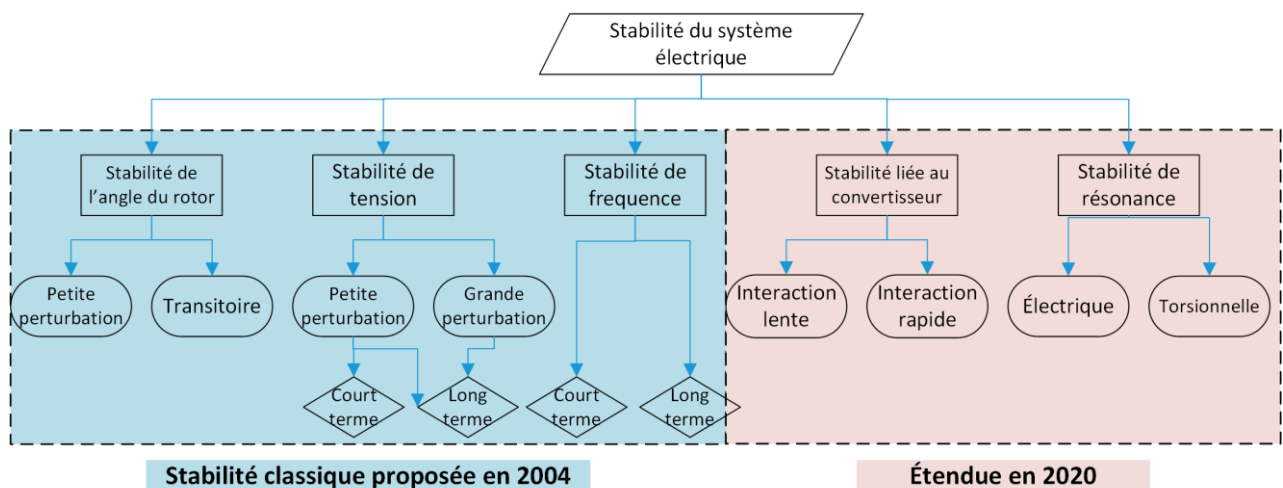


Figure 2.1. Classification IEEE de la stabilité des systèmes électriques

La classification de référence proposée par le groupe de travail du Comité de Performance Dynamique de l'IEEE Power and Energy Society (PES) distingue cinq catégories principales de stabilité, comme le montre la Figure 2.1 [3].

Cependant, cette taxonomie traditionnelle, conçue pour des réseaux dominés par les machines synchrones, ne permet pas de décrire de manière adéquate les phénomènes d'instabilité émergents dans les réseaux hybrides modernes. Avec la pénétration massive des sources d'énergie renouvelable connectées via des convertisseurs électroniques de puissance (tels que les éoliennes et les centrales photovoltaïques), deux nouveaux types d'instabilités sont devenus prédominants [13] :

- 1. Stabilité induite par les convertisseurs (Converter-Driven Stability) :** Cette catégorie a été introduite pour caractériser les problèmes de stabilité directement liés à la dynamique des

contrôleurs et aux interactions des convertisseurs eux-mêmes, notamment avec les générateurs interfacés par convertisseurs (CIG).

- 2. Stabilité de résonance** : Cette catégorie répond aux phénomènes d'instabilité émergents liés aux interactions entre les multiples convertisseurs électroniques de puissance et les impédances du réseau, pouvant entraîner des résonances à haute fréquence et des oscillations non amorties. Il est à noter que la résonance sous-synchrone, phénomène plus ancien, n'était pas incluse dans la classification originale de l'IEEE car elle était considérée en dehors de son échelle de temps d'intérêt principale [14].

2.2. Nécessité d'une classification actualisée

Une classification claire et exhaustive de la stabilité des systèmes électriques est fondamentale pour comprendre, analyser et gérer efficacement les phénomènes complexes qui les affectent. Elle fournit un cadre conceptuel indispensable aux ingénieurs pour identifier la nature précise d'une instabilité, sélectionner les outils d'analyse adéquats et concevoir des stratégies de mitigation ciblées [15].

La Figure 2.1 présente une taxonomie étendue qui intègre, par rapport à la classification originale [4], deux nouvelles classes de stabilité : la stabilité induite par les convertisseurs et la stabilité de résonance, reflétant ainsi l'évolution des réseaux modernes [3]. Cette mise à jour est cruciale car différents phénomènes d'instabilité, se produisant à des échelles de temps et d'amplitude distinctes, exigent des approches radicalement différentes. Par exemple, les méthodes pour traiter une instabilité transitoire (grands signaux) ne sont pas applicables à une instabilité en petit signal, et vice-versa.

Ainsi, une classification appropriée permet :

- 1. Une analyse et un diagnostic ciblés** : D'appliquer les outils mathématiques et les modèles de simulation spécifiques à chaque catégorie de stabilité (analyse modale, simulation temporelle, etc.).
- 2. Une conception et un contrôle robustes** : De considérer, dès la phase de conception des systèmes et de leurs contrôleurs, l'ensemble des menaces potentielles, améliorant ainsi la résilience du réseau face à une large gamme de perturbations [6].
- 3. Une gestion efficace des ressources** : D'optimiser l'allocation des efforts et des solutions techniques en évitant une approche générique et peu efficace.

Dans le contexte actuel de transition énergétique, cette nécessité d'une taxonomie actualisée devient encore plus pressante. L'intégration massive de sources d'énergie renouvelable interfacées par des convertisseurs électroniques de puissance introduit des dynamiques nouvelles (faible inertie, interactions contrôleur-réseau) qui génèrent des formes d'instabilité inédites [16]. Une classification

héritée de l'ère des machines synchrones dominantes ne suffit plus à décrire, et donc à résoudre, ces défis. C'est précisément pour combler cette lacune que ce chapitre propose un cadre de classification renouvelé et adapté aux systèmes hybrides AC/DC.

Du point de vue opérationnel, la classification est un outil indispensable. Elle permet aux opérateurs de réseau, confrontés à des conditions changeantes et imprévisibles, d'élaborer des stratégies de commande et des procédures adaptées pour maintenir la stabilité en temps réel [17]. Une taxonomie claire facilite également la formation du personnel à la reconnaissance et à la réponse appropriée face aux différents types d'instabilité.

Sur les plans académique et industriel, elle fournit un cadre structuré essentiel à la recherche et au développement. En identifiant les lacunes des connaissances, elle oriente efficacement les efforts de R&D vers les technologies et méthodes les plus prometteuses pour renforcer la stabilité. Ce langage commun favorise également la collaboration entre chercheurs et industriels, accélérant ainsi l'innovation et le transfert technologique [18].

Les enjeux économiques sont tout aussi déterminants. Les instabilités peuvent provoquer des pannes coûteuses, endommager les équipements et générer des pertes considérables. Une classification précise permet de concevoir et de prioriser des mesures préventives, évitant ainsi ces coûts et optimisant les investissements dans les infrastructures et les systèmes de contrôle pour un meilleur rapport coût-bénéfice.

Enfin, la classification est un vecteur de communication essentiel. Elle établit un vocabulaire standardisé entre tous les acteurs du secteur (ingénieurs, opérateurs, régulateurs, chercheurs), permettant des discussions efficaces sur les problèmes et leurs solutions. Cette standardisation est cruciale dans un contexte international de pratiques diverses [4].

2.3. Aperçu sur la stabilité des systèmes électriques

L'évolution des réseaux et des technologies a profondément transformé l'analyse et la gestion de la stabilité. Cette section en présente les concepts fondamentaux, en commençant par la stabilité de l'angle du rotor.

2.3.1. Stabilité de l'angle du rotor : Principes fondamentaux

La stabilité de l'angle du rotor (ou stabilité synchronique) désigne la capacité des machines synchrones interconnectées à maintenir, ou à retrouver, un fonctionnement synchrone après une perturbation [6]. En régime permanent, un équilibre entre le couple mécanique d'entrée (C_m) et le couple électromagnétique de sortie (C_e) de chaque générateur maintient une vitesse constante à la fréquence

synchrone. Une perturbation rompt cet équilibre, provoquant l'accélération ou la décélération des rotors selon la loi de la dynamique des corps en rotation, ce qui peut entraîner une perte de synchronisme [19].

La dynamique est décrite par l'équation du mouvement du générateur synchrone :

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (2.1)$$

Où δ , J , et t désignent respectivement l'angle du rotor (en radians mécaniques ou électriques), le moment d'inertie total des masses du rotor (en $kg \cdot m^2$), et le temps (en secondes) [7].

Suite à une perturbation, la variation du couple électrique ΔC_e peut se décomposer en deux composantes critiques pour l'analyse de stabilité :

$$\Delta C_e = C_s \Delta \delta + C_D \Delta \omega \quad (2.2)$$

Où $C_s \Delta \delta$ est la composante du couple de synchronisation (en phase avec la perturbation de l'angle), et $C_D \Delta \omega$ est la composante du couple d'amortissement (en phase avec la déviation de vitesse).

2.3.1.1. Classification : Stabilité transitoire et stabilité en petits signaux

Pour l'analyser, la stabilité de l'angle du rotor se subdivise en deux catégories principales, définies par la nature de la perturbation. Cette distinction est cruciale pour sélectionner les outils mathématiques et les stratégies de contrôle appropriées.

2.3.1.2. Stabilité en petit signal (Small-Signal Stability)

La stabilité en petit signal correspond à la capacité du système à amortir de faibles oscillations suite à de petites perturbations (ex. : variations graduelles de charge). Les équations du système sont alors linéarisées autour du point de fonctionnement. Son analyse utilise des méthodes linéarisées telles que l'analyse modale et l'étude des valeurs propres [21].

- **Mécanismes d'instabilité** : Deux formes sont possibles :
 1. Une augmentation non oscillatoire (apériodique) de l'angle du rotor, due à un manque de couple de synchronisation (C_s).
 2. Des oscillations de l'angle du rotor d'amplitude croissante, dues à un couple d'amortissement insuffisant (C_D). Cette seconde forme est la plus fréquente, la première étant largement atténuée par les régulateurs de tension modernes (AVR).
- **Échelle de temps** : Le phénomène se déroule sur une durée typique de 10 à 20 secondes après la perturbation.

2.3.1.3. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire est la capacité du système à maintenir le synchronisme lors de perturbations sévères et soudaines (ex. : court-circuit, perte brusque de génération, déconnexion de ligne). La réponse du système implique de grandes excursions non-linéaires des angles des rotors, nécessitant le recours à des simulations temporelles non-linéaires.

- **Mécanisme d'instabilité** : L'instabilité apparaît généralement sous la forme d'une séparation angulaire aperiodique entre groupes de machines.
- **Échelle de temps** : Le phénomène est critique dans les 3 à 5 premières secondes après l'événement perturbateur.

2.3.1.4. Impact des convertisseurs et des réseaux hybrides

L'intégration massive de générateurs interfacés par convertisseurs (CIG) modifie profondément ces dynamiques :

1. **Réduction de l'inertie effective** : Les CIG apportent peu ou pas d'inertie naturelle, ce qui accélère les variations de fréquence et d'angle lors des perturbations.
2. **Modification des flux de puissance et des modes** : Ils altèrent la répartition des flux de puissance sur les principales lignes d'interconnexion, influençant ainsi les modes interzones et les marges de stabilité [8].
3. **Interaction avec les contrôleurs existants** : Leurs dynamiques rapides peuvent modifier les caractéristiques du couple d'amortissement des générateurs synchrones voisins, interférant avec les régulateurs de tension (AVR) et les stabilisateurs de puissance (PSS) [20].
4. **Nouvelles interactions en systèmes hybrides AC/DC** : Les couplages dynamiques entre segments AC et DC via les convertisseurs introduisent de nouvelles voies d'interaction qui peuvent exacerber ou créer des instabilités angulaires [20].

2.3.2. Stabilité de la tension

La stabilité de tension désigne la capacité d'un système électrique à maintenir des tensions stables à tous les jeux de barres, dans des limites acceptables, après une perturbation à partir d'un point de fonctionnement initial [8]. Elle dépend fondamentalement de l'équilibre entre la demande de puissance réactive des charges et la capacité combinée des systèmes de production et de transmission à la fournir [4]. Cet équilibre est limité par le transfert maximal de puissance, directement lié à la chute de tension induite par la réactance inductive du réseau. Assurer cette stabilité est essentiel pour

prévenir les effondrements de tension et les défaillances en cascade potentiellement catastrophiques [3].

2.3.2.1. Mécanismes, facteurs et manifestations de l'instabilité

L'instabilité survient lorsque le système ne peut plus maintenir l'équilibre entre la demande de charge et sa capacité d'alimentation. Deux facteurs principaux y contribuent :

1. **Compensation de puissance réactive** : Facteur souvent critique. La puissance réactive ne peut être transmise sur de longues distances dans des réseaux inductifs, nécessitant une gestion locale. Un déficit local en puissance réactive compromet directement la stabilité [8].
2. **Dynamique des charges** : Suite à une perturbation, divers mécanismes (régulateurs, thermostats) tendent à rétablir la consommation, augmentant la demande en puissance réactive et pouvant amorcer une baisse incontrôlée et progressive de la tension.

Elle se manifeste sous deux formes principales :

1. **Effondrement de tension** : Diminution progressive et incontrôlée des tensions, pouvant conduire à une panne généralisée en cascade [22].
2. **Instabilité de surtension** : Augmentation excessive des tensions, résultant du comportement capacitif des réseaux faiblement chargés, de la présence de condensateurs ou des limitations des générateurs à absorber l'excès de puissance réactive.

2.3.2.2. Classification selon l'ampleur de la perturbation

a. Stabilité de tension aux petites perturbations :

Capacité à maintenir des tensions stables face à de faibles variations incrémentales (ex. : augmentation graduelle de la charge).

b. Stabilité de tension aux grandes perturbations :

Capacité à maintenir des tensions stables suite à des événements majeurs (défaits, perte de génération ou de ligne critique) [3].

2.3.2.3. Classification et analyse selon le cadre temporel

a. Stabilité de tension à court terme

Elle concerne la réponse dynamique du système sur une période de quelques secondes (généralement 5 à 10 s) suite à des perturbations importantes ou à une approche progressive des limites [23]. Elle

implique des composants à action rapide : charges électroniques, liaisons HVDC et générateurs à onduleurs. Les manifestations incluent le calage de moteurs, des oscillations de tension ou des effondrements locaux, notamment dans les réseaux AC faibles ou aux bornes des liaisons HVDC-LCC.

Dans le contexte des réseaux hybrides AC/DC, la stabilité de la tension DC est tout aussi cruciale. Une instabilité en petits signaux peut survenir suite à de petites perturbations des stations HVDC [10]. Par exemple, dans les systèmes LCC opérant près de leur point de puissance maximale (MPP), une augmentation de courant peut entraîner un effondrement de la tension DC sans contrôle approprié (mode à courant constant).

b. Stabilité de tension à long terme

Elle est influencée par des composants à réponse lente : transformateurs à changement de prise, charges thermostatiques, limiteurs de surexcitation [24]. Elle concerne l'évolution progressive des tensions sur plusieurs minutes. L'instabilité ne survient pas immédiatement mais découle d'événements secondaires (mise hors service différée d'équipements, augmentation progressive de la charge) ou d'actions correctives tardives ou excessives. Dans les réseaux AC, de grandes perturbations (courts-circuits, pertes) peuvent initier des conditions favorables à cette instabilité différée. Dans les réseaux DC, une instabilité en grands signaux peut survenir suite à des défauts AC ou DC. Un défaut AC peut provoquer l'échec de commutation d'un VSC, entraînant un effondrement de la tension DC. Une coordination efficace entre les réseaux AC et DC est donc essentielle pour permettre une restauration [20].

2.3.3. Stabilité de la fréquence

La stabilité de fréquence est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir la fréquence du système dans des limites étroites autour de sa valeur nominale après une perturbation. Un écart de fréquence par rapport à sa valeur nominale (50 ou 60 Hz) est le signe direct d'un déséquilibre entre la production et la consommation ; l'amplitude de la déviation est proportionnelle à l'importance de ce déséquilibre [6]. Une déviation excessive peut déclencher automatiquement des protections, entraînant le délestage de charges ou la déconnexion de générateurs, ce qui peut aggraver la situation et conduire à un effondrement complet du système [25].

2.3.3.1. Défis posés par les générateurs interfacés par convertisseurs (CIG)

L'augmentation de la pénétration des CIGs transforme radicalement la réponse en fréquence des réseaux. Contrairement aux générateurs synchrones conventionnels qui fournissent une inertie

naturelle grâce à la rotation de leurs masses, les CIGs n'ont pas d'inertie physique intrinsèque. Cela réduit l'inertie globale du système, rendant les variations de fréquence plus rapides et plus amples après un déséquilibre. Pour contrer cet effet, des algorithmes de commande avancés permettent aux CIGs d'émuler une réponse inertielle, atténuant ainsi les variations rapides de fréquence [26]. Cette évolution souligne la nécessité d'un réglage précis des contrôles de la réponse en fréquence.

2.3.3.2. Réponse temporelle du système et mécanismes de contrôle

La réponse du système à une perte de génération importante suit une chronologie distincte, impliquant différents mécanismes de contrôle, comme illustré à la Figure 2.2.

1. **Réponse inertielle (quelques centaines de millisecondes)** : Réponse immédiate et passive des masses tournantes des générateurs synchrones, qui libèrent leur énergie cinétique pour ralentir le taux de chute de fréquence (RoCoF).
2. **Réponse primaire (10 à 30 secondes)** : Action automatique et décentralisée des gouvernes des turbines (régulateurs de vitesse) et de l'amortissement naturel de certaines charges, qui agit pour stabiliser la fréquence à une nouvelle valeur inférieure à la nominale.
3. **Réglage secondaire et tertiaire (de quelques minutes à plusieurs dizaines de minutes)** : Actions centralisées et coordonnées (régulation automatique de la production, redispatch économique) pour ramener la fréquence à sa valeur nominale et restaurer les réserves de réglage.

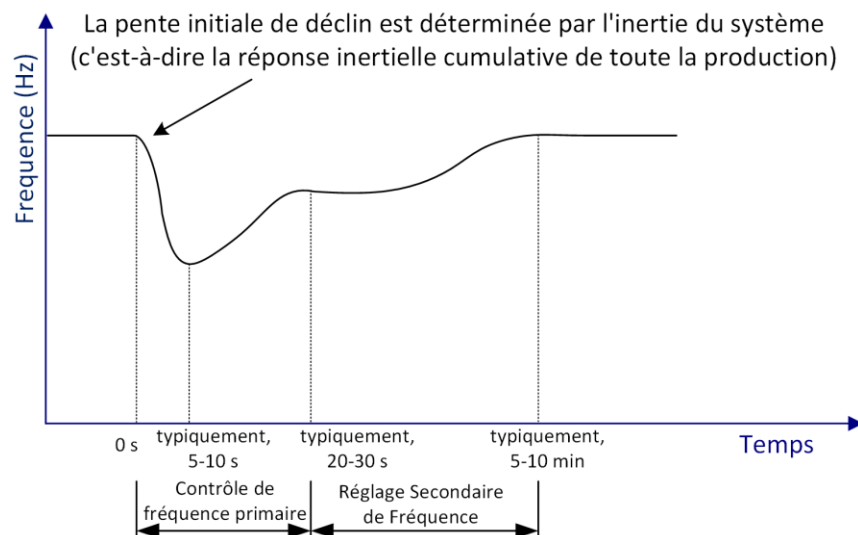


Figure 2.2. Réponse de la fréquence du système électrique à la suite d'une perte de production.

2.3.3.3. Enjeux économiques et perspectives de contrôle avancé

Par ailleurs, comme les CIGs sont généralement associés aux énergies renouvelables, des conséquences économiques importantes peuvent découler du déversement de la ressource primaire

(vent, soleil) afin de maintenir une marge de réserve pour fournir une réponse primaire en fréquence [27]. Dans un système à forte pénétration renouvelable, l'optimisation de la gestion des réserves devient donc essentielle pour concilier stabilité et efficacité économique.

Techniquement, les CIGs offrent des capacités prometteuses pour le contrôle de fréquence :

- Ils peuvent fournir une réponse primaire plus rapide et avec un coefficient de chute plus faible qu'une turbine mécanique, car leur limitation principale est le temps de réponse électronique, bien plus court que l'inertie thermique des chaudières [28].
- Une réponse inertielle rapide est également réalisable, notamment pour les éoliennes, et a été implémentée par de nombreux fabricants.
- Le couplage avec du stockage par batterie (BESS) renforce considérablement cette capacité, rendant leur contribution techniquement robuste.

Cependant, la diminution de l'inertie réseau rend les excursions de fréquence plus rapides et amples, augmentant le risque d'instabilité. Il est donc crucial de concevoir des contrôleurs à réponse ultra-rapide capables d'arrêter la chute de fréquence dès sa détection. Les techniques émergentes (contrôle prédictif, intelligence artificielle) offrent des perspectives prometteuses pour optimiser la stabilité de fréquence en exploitant pleinement les CIGs et les ressources distribuées.

En résumé, la réponse en fréquence des systèmes intégrant des CIGs est un phénomène complexe nécessitant des recherches approfondies [29]. L'interaction entre multiples CIGs et les mécanismes de commande du réseau doit être soigneusement étudiée pour éviter des effets indésirables (oscillations, réponse insuffisante), tout en maximisant leur potentiel de soutien à la stabilité.

2.3.4. Stabilité de résonance

La stabilité de résonance concerne l'échange d'énergie oscillatoire entre l'équipement du réseau et le réseau électrique. Lorsque cet échange d'énergie dépasse les limites physiques de l'équipement du réseau ou du réseau lui-même (par exemple, la tension, le courant ou le couple), l'instabilité survient. Par conséquent, pour rétablir la stabilité, l'énergie associée aux oscillations doit être dissipée de manière adéquate à l'aide de mécanismes de commande appropriés [30].

La stabilité de résonance comprend diverses variantes et types. Le terme stabilité de résonance englobe la résonance sous-synchrone (SSR), qu'elle soit associée à une résonance électromécanique ou entièrement électrique. La SSR, telle que définie dans les publications initiales sur ce phénomène, peut se manifester sous deux formes : (i) une résonance entre la compensation en série et les fréquences mécaniques de torsion de l'arbre de turbine-générateur, et (ii) une résonance entre la compensation en

série et les caractéristiques électriques du générateur. La première forme se produit entre le réseau électrique compensé en série et les modes mécaniques des oscillations torsionnelles de l'arbre turbine-générateur, tandis que la seconde est une résonance purement électrique, appelée effet de générateur à induction (IGE) [31].

2.3.4.1. Résonance de torsion

La SSR due aux interactions de torsion entre les lignes compensées en série et l'arbre mécanique du turbine-générateur est bien documentée dans la littérature, en particulier en ce qui concerne la génération synchrone conventionnelle [32]. Selon le groupe de travail de l'IEEE [3], les oscillations sous-synchrones sont principalement classées en SSR et en oscillations sous-synchrones dépendantes des dispositifs (DDSSO). La SSR implique une condition du système électrique où le réseau échange une énergie significative avec un générateur à turbine, dans un ou plusieurs des modes naturels de torsion sous-synchrones de l'arbre mécanique combiné turbine-générateur. Les oscillations peuvent être mal amorties, non amorties ou même négativement amorties et croissantes, menaçant ainsi l'intégrité mécanique de l'arbre turbine-générateur. Les DDSSO surviennent en raison de l'interaction entre dispositifs de contrôle à action rapide, tels que les lignes HVDC, les compensateurs statiques de réactif (SVC), les compensateurs synchrones statiques (STATCOM) et les stabilisateurs de système de puissance (PSS), et les modes mécaniques de torsion des turbines-générateurs à proximité [12]. Cependant, il convient de noter que les DDSSO ne sont pas toujours nuisibles. Dans certains cas, l'interaction peut être bénéfique et améliorer l'amortissement de la torsion. Pour cette raison, des dispositifs tels que les SVC peuvent être utilisés pour fournir une solution à la SSR en améliorant l'amortissement de la torsion.

2.3.4.2. Résonance électrique et auto-excitation dans les GADA

Dans les systèmes traditionnels à générateurs synchrones, la Résonance Sous-Synchrone (SSR) est principalement un problème d'interaction électromécanique (torsion). Le phénomène d'Induction Generator Effect (IGE) ou auto-excitation purement électrique n'y a jamais été observé. En revanche, les générateurs asynchrones à double alimentation (GADA), de par leur nature, y sont particulièrement sensibles [33].

a. Phénomène physique d'auto-excitation

Un GADA est essentiellement un générateur à induction connecté directement au réseau. En présence d'une compensation en série capacitive, il peut se former un circuit résonant à une fréquence sous-synchrone entre la capacitance et l'inductance effective du générateur. L'instabilité (auto-excitation)

survient lorsque la résistance apparente nette de ce circuit résonant devient négative. Cette résistance négative provient principalement de la résistance négative inhérente au rotor de la machine asynchrone, vue du côté stator.

b. Amplification par les contrôleurs : l'Interaction de Contrôle Sous-Synchrone (SSCI)

L'action des contrôleurs du convertisseur du GADA, qui régissent les échanges entre le stator et le rotor, peut aggraver considérablement ce phénomène en apportant un amortissement négatif supplémentaire. Si la résistance négative totale (machine + contrôleurs) dépasse la résistance positive du circuit à la fréquence de résonance, des oscillations sous-synchrones instables se développent.

Ce couplage critique entre la résonance électrique et la dynamique des contrôleurs a été observé pour la première fois sur le terrain au Texas (ERCOT, 2009) puis dans le Minnesota (Xcel Energy) [34, 35]. Dans la littérature, il est désigné sous le terme spécifique d'Interaction de Contrôle Sous-Synchrone (SSCI) [36], soulignant le rôle central des algorithmes de commande.

c. Conséquences et mitigation

La résonance résultante entraîne de fortes oscillations de courant et de tension, susceptibles d'endommager les équipements électriques (générateurs, système de transmission) et, dans les cas sévères, de provoquer des dommages mécaniques à l'ensemble turbine-générateur. Des études approfondies au cours de la dernière décennie ont établi que la cause première de ces instabilités SSCI est bien l'effet d'auto-excitation (IGE), amplifié par les contrôleurs [31]. Par conséquent, des stratégies d'atténuation efficaces passent par l'ajout de contrôleurs complémentaires dans les commandes du convertisseur, spécifiquement conçus pour amortir ces oscillations résonantes [36].

2.3.5. Instabilité induite par le convertisseur

La stabilité induite par le convertisseur désigne une classe d'instabilités émergentes dont l'origine première réside dans la dynamique des contrôleurs des convertisseurs électroniques de puissance (CIG, HVDC). Ces phénomènes sont particulièrement aigus dans des conditions de réseau faible (faible court-circuit, haute impédance), où l'influence des contrôleurs sur la dynamique globale du système est amplifiée [37].

2.3.5.1. Origine du phénomène

L'instabilité provient des interactions complexes entre les différentes boucles de régulation interne du convertisseur. Les principaux composants mis en cause sont :

- La boucle de verrouillage de phase (PLL), cruciale pour la synchronisation.

- Les régulateurs de courant en boucle interne.
- Les boucles de commande extérieures, telles que le contrôleur de la tension du bus continu ou du transfert de puissance.

En raison des échelles de temps très rapides associées à ces contrôles (de l'ordre de la milliseconde), des couplages croisés inédits peuvent survenir entre ces dynamiques électroniques, les modes électromécaniques lents des machines synchrones et les transitoires électromagnétiques du réseau. Ces interactions peuvent exciter des oscillations instables sur une large gamme de fréquences.

2.3.5.2. Classification par bande de fréquence

Selon la fréquence dominante des oscillations, ces phénomènes sont classés en deux catégories [3] :

- **Instabilité à interaction lente (Slow Interaction)** : Les oscillations se manifestent à des fréquences inférieures à 10 Hz. Elles impliquent typiquement des interactions entre les contrôleurs de convertisseurs et les modes électromécaniques du réseau (ex. : modes inter-zones des générateurs).
- **Instabilité à interaction rapide (Fast Interaction)** : Les oscillations se produisent à des fréquences plus élevées, allant de dizaines à plusieurs centaines de Hz, voire dans la gamme des kHz [38]. Elles sont généralement liées aux dynamiques propres des boucles de contrôle internes (PLL, régulateurs de courant) et à leurs interactions avec les résonances du réseau à haute fréquence.

Cette distinction est fondamentale car les méthodes d'analyse (analyse modale, analyse d'impédance) et les stratégies de mitigation (recalage des contrôleurs, ajout de fonctions d'amortissement) sont radicalement différentes pour chaque régime de fréquence.

2.3.5.3. Instabilité induite par convertisseur à interaction rapide

Les instabilités à interaction rapide sont des problèmes de stabilité à l'échelle du système, causés par des interactions dynamiques rapides entre les systèmes de commande des dispositifs à électronique de puissance (CIG, HVDC, FACTS) et les composants à réponse rapide du réseau (réactances de ligne, capacités parasites, dynamiques du stator des générateurs). Elles se manifestent par des oscillations dans la plage de centaines de Hz à plusieurs kHz [38].

a. Mécanismes et manifestations

Ces instabilités peuvent résulter de plusieurs mécanismes :

- **Instabilité harmonique** : Oscillations de haute fréquence provoquées par l'interaction entre les boucles de courant rapides des convertisseurs et les composants passifs du réseau (filtres LCL, capacités parasites). Cela inclut les phénomènes de résonance et de multi-résonance [39].

- **Interactions multi-convertisseurs** : La présence de plusieurs onduleurs à proximité peut entraîner des interactions mutuelles entre leurs boucles de contrôle, conduisant à des pics de multi-résonance ou à l'excitation de résonances parallèles/série.
- **Interactions contrôleur-résonance** : La résonance d'un filtre d'onduleur peut être déclenchée ou amplifiée par son propre contrôleur ou par des contrôleurs voisins [40].

b. Exemples documentés et défis spécifiques

Ces phénomènes ne sont pas théoriques et ont été observés dans des systèmes réels :

- Dans des parcs éoliens connectés via du VSC-HVDC, des oscillations de 500 Hz à 2 kHz ont été mesurées [41].
- Certains contrôleurs d'inertie synthétique, conçus pour émuler l'équation de balancement, peuvent, sous une forte pénétration de CIG, induire des instabilités super-synchrones dues aux interactions des contrôleurs. Notons que des contrôleurs de machine synchrone virtuelle (VSM) correctement réglés semblent moins sujets à ce problème [42].
- Des oscillations rapides (ex. : 2,5 Hz et 97,5 Hz) impliquant des interactions sous- et super-synchrones entre un STATCOM et des réseaux AC/DC faibles ont été récemment détectées dans le réseau de Chine du Sud [3].

2.3.5.4. Instabilité induite par convertisseur à interaction lente

L'instabilité à interaction lente se rapporte aux instabilités du système causées par des interactions dynamiques lentes (de l'ordre de la seconde) entre les systèmes de commande des convertisseurs et les composants à réponse lente du réseau, tels que les dynamiques électromécaniques des générateurs synchrones [43].

a. Nature et distinction du phénomène

Bien que sa manifestation (oscillations lors d'un transfert de puissance élevé vers un réseau faible) puisse ressembler à une instabilité de tension classique, son origine est fondamentalement différente : elle est pilotée par les dynamiques des contrôleurs des convertisseurs (boucles de puissance/tension, PLL) plutôt que par la dynamique des charges.

b. Conditions d'apparition et mécanismes

Ce phénomène est prédominant dans les réseaux faibles (faible rapport de court-circuit, $SCR < 2$) à forte pénétration de CIGs. Il se manifeste par des oscillations instables à basse fréquence, typiquement dans la plage de 20 à 40 Hz.

Les principaux facteurs influençant cette stabilité sont :

- Les boucles de contrôle externes (régulation de puissance active/réactive, de tension).
- Les performances et paramètres de la PLL, cruciaux pour la synchronisation.
- La capacité de la ligne de connexion des CIGs.
- La stratégie de commande globale du convertisseur.

c. Mécanisme déclencheur typique : la défaillance de la PLL

Dans un réseau faible, la synchronisation de la PLL avec la tension réseau devient difficile, notamment lors de perturbations. Un mauvais alignement du courant injecté par le convertisseur peut en résulter, conduisant à une baisse de tension supplémentaire. Cette rétroaction négative entre la tension affaiblie et la performance de la PLL peut créer une boucle instable, risquant de provoquer la perte de synchronisme du convertisseur et l'effondrement de la tension [44].

2.4. Conclusion

Ce chapitre a présenté une revue complète et structurée de la stabilité des systèmes électriques, en mettant en lumière l'évolution des concepts et l'émergence de défis critiques dans le contexte des réseaux hybrides modernes.

La classification traditionnelle articulée autour de la stabilité de l'angle du rotor, de la tension et de la fréquence a d'abord été rappelée. Toutefois, face à la transformation des réseaux par l'intégration massive de sources d'énergie renouvelable interfacées par des convertisseurs électroniques de puissance, cette taxonomie a révélé ses limites. Pour décrire adéquatement les nouveaux phénomènes d'instabilité observés, il a été nécessaire de l'étendre en y intégrant deux catégories désormais essentielles : la stabilité de résonance et la stabilité induite par les convertisseurs.

Les réseaux hybrides AC/DC, épine dorsale de cette transition, offrent une flexibilité et une efficacité accrues. Cependant, ils introduisent des défis de stabilité multidimensionnels :

- Une réduction de l'inertie globale du système.
- Des interactions dynamiques complexes entre les contrôleurs des convertisseurs et le réseau.
- L'apparition de phénomènes de résonance (sous-synchrone, harmonique).
- La nécessité d'une coordination fine entre les segments AC et DC pour préserver la stabilité de tension et de fréquence.

Les développements théoriques présentés dans ce chapitre établissent le cadre d'analyse fondamental sur lequel s'appuie cette thèse. En définissant précisément les catégories d'instabilité propres aux systèmes hybrides, ce cadre permet notamment :

1. D'identifier et de caractériser les phénomènes instables émergents dans les configurations à forte pénétration de sources renouvelables dispersées.
2. De guider le développement d'outils de modélisation, d'analyse et de contrôle adaptés, qui seront précisément l'objet des chapitres suivants.

Ainsi, ce chapitre ne se contente pas d'une revue de littérature ; il pose les bases conceptuelles nécessaires pour aborder, analyser et résoudre les défis de stabilité qui seront traités dans la suite de ce travail, en se concentrant sur le développement de solutions innovantes pour les convertisseurs VSC-HVDC, les générateurs éoliens (GADA) et les systèmes de stockage (BESS).

Analyse et Amélioration de la Stabilité des Convertisseurs VSC-HVDC : Vers une Architecture de Commande Sans PLL

3.1. Introduction :

Le réseau de transmission électrique constitue la colonne vertébrale du système électrique, chargée de transporter l'énergie des centres de production vers les zones de consommation et d'assurer les échanges interrégionaux [45]. Le choix de la technologie de transmission est donc déterminant pour l'efficacité, la fiabilité et la stabilité globale du réseau. Ce choix revêt une importance critique dans le contexte de la transition énergétique, où il doit permettre l'intégration de sources d'énergie renouvelable souvent éloignées des centres de charge, tout en gérant l'intermittence de la production et les fluctuations de la demande [46].

Historiquement dominante, la transmission à courant alternatif haute tension (HVAC) se heurte à des limitations pratiques pour les liaisons longue distance, notamment à cause des problèmes liés au transfert de puissance réactive et à la stabilité de tension [47]. Pour surmonter ces contraintes, la technologie du courant continu haute tension (HVDC) s'est imposée comme une solution complémentaire essentielle. Son développement a progressivement transformé les réseaux purement AC en systèmes hybrides AC/DC, plus flexibles et performants, mais aussi porteurs de nouveaux défis en matière de stabilité et de contrôle.

Les systèmes HVDC, qui connectent au moins deux stations de conversion via une liaison en courant continu, permettent des transferts de puissance massifs sur de longues distances, l'interconnexion de réseaux asynchrones et l'intégration efficace des énergies renouvelables [48]. Leur capacité à contrôler précisément les flux de puissance, à soutenir la tension et à amortir les oscillations en fait des éléments clés pour l'exploitation robuste des réseaux modernes.

Deux principales technologies de convertisseurs structurent aujourd'hui le paysage HVDC, comme illustré à la Figure 3.1 :

1. Les convertisseurs à commutation de ligne (LCC-HVDC), technologie mature basée sur des thyristors.
2. Les convertisseurs à source de tension (VSC-HVDC), technologie plus récente utilisant des transistors entièrement commandables (IGBT).

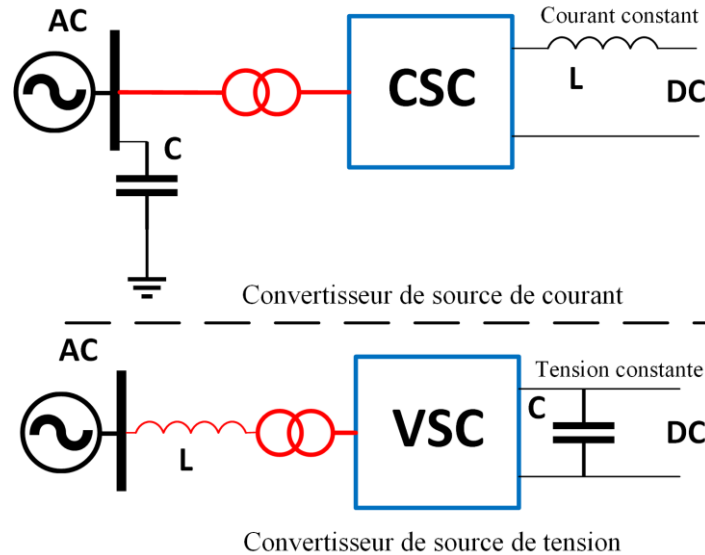


Figure 3.1. Principales technologies du systèmes HVDC

Chacune de ces familles présente des caractéristiques dynamiques distinctes et donc des implications différentes pour la stabilité du réseau. Par exemple, alors que les systèmes LCC peuvent souffrir d'échecs de commutation et nécessitent une compensation réactive importante (pouvant affecter la stabilité de tension), les systèmes VSC offrent un contrôle bidirectionnel indépendant des puissances active et réactive, ouvrant la voie à des stratégies de commande avancées pour renforcer la stabilité du système [49].

L'objectif de ce chapitre est de fournir une analyse approfondie de ces technologies, en mettant l'accent sur leurs principes de fonctionnement, leurs modèles dynamiques et leurs impacts respectifs sur la stabilité des réseaux hybrides. Cette compréhension fondamentale est un prérequis indispensable pour aborder, dans les chapitres suivants, la conception de stratégies de contrôle innovantes adaptées à ces systèmes.

3.2. Justification technico-économique et enjeux stratégiques des systèmes HVDC

Le développement des systèmes HVDC est justifié par des avantages technico-économiques décisifs par rapport à la transmission HVAC classique, dans un contexte de transformation profonde du secteur énergétique.

3.2.1. Avantages techniques fondamentaux

Les atouts techniques des HVDC sont multiples et structurants :

- **Maîtrise de la puissance réactive** : Contrairement aux lignes HVAC qui en consomment ou aux câbles HVAC qui en génèrent en excès, limitant leur capacité, les liaisons HVDC n'échangent pas de puissance réactive, simplifiant ainsi la gestion de la tension.
- **Contrôle précis et pertes réduites** : Ils offrent un contrôle rapide et indépendant des flux de puissance et présentent des pertes de transmission moindres sur longue distance (absence de courant réactif et d'effet de peau).
- **Indépendance à la distance** : Leur capacité de transport n'est pas dégradée par la distance, repoussant les limites de stabilité des réseaux.
- **Interconnexion de réseaux asynchrones** : Ils permettent de connecter des réseaux de fréquences différentes (ex. : 50/60 Hz) ou non synchronisés, comme entre le Paraguay et le Brésil [50].

3.2.2. Rentabilité et avantages économiques

L'argument économique est illustré par la Figure 3.2. Malgré un coût initial élevé des stations de conversion, la transmission HVDC devient plus rentable que l'HVAC au-delà de distances critiques : environ 25-50 km pour les liaisons sous-marines/souterraines et 400-700 km pour les lignes aériennes. Cette rentabilité s'explique par :

- Une **infrastructure simplifiée** (deux conducteurs au lieu de trois pour une puissance équivalente).
- Des **coûts de soutien réduits**.
- Des **pertes de transmission globalement plus faibles**, malgré les pertes dans les convertisseurs.

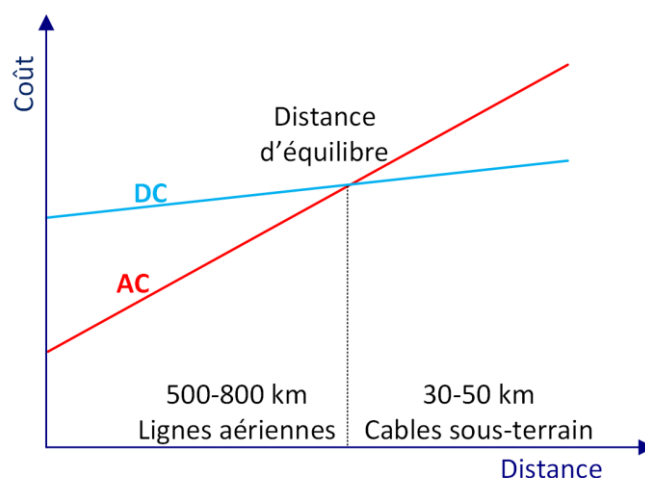


Figure 3.2. Comparaison économique entre le transport en HVAC et HVDC

3.2.3. Enjeux stratégiques et moteurs de développement

L'essor du HVDC répond à des défis stratégiques majeurs :

- **Intégration des énergies renouvelables** : Connexion de parcs éoliens offshore (ex. : projets en mer du Nord à ± 320 kV / 900 MW) et de centrales solaires éloignées [52].
- **Modernisation des réseaux** : Augmentation de la capacité sur des couloirs existants et aide au redémarrage des réseaux (black-start) [54].
- **Approvisionnement des mégapoles** : Alimentation des grandes villes depuis des sites de production lointains (Brésil, Chine, Inde).
- **Vers des super-réseaux** : Développement de réseaux multi-terminaux (MTDC) pour une meilleure sécurité et flexibilité à l'échelle continentale [53].

3.2.4. Défis persistants et limites

Malgré ces atouts, des défis importants subsistent et conditionnent leur déploiement :

1. **Coûts d'investissement initiaux** élevés, constituant une barrière financière.
2. **Complexité technique** des systèmes de contrôle et de protection pour assurer la stabilité.
3. **Enjeux d'interopérabilité** avec les infrastructures HVAC existantes.
4. **Obstacles réglementaires et politiques**, dus au manque de standards internationaux [55].
5. **Limitations techniques intrinsèques**, notamment dans la gestion des défauts sur le réseau DC et l'analyse coût-bénéfice associée [48, 54].

Cette analyse équilibrée justifie pleinement le rôle central du HVDC dans les réseaux du futur, tout en posant le cadre des problématiques de contrôle et de stabilité qui seront au cœur des sections suivantes de ce chapitre.

3.3. Domaines d'application des systèmes HVDC

Grâce à leurs avantages techniques distinctifs, les systèmes HVDC trouvent des applications critiques dans plusieurs domaines stratégiques du secteur électrique moderne.

3.3.1. Transmission en environnement contraint (souterrain/sous-marin)

Les liaisons HVDC sont la solution privilégiée lorsque les lignes aériennes sont impossibles ou indésirables : en milieu urbain dense, dans les zones environnementalement sensibles ou face à l'opposition publique. Les câbles HVDC souterrains ou sous-marins minimisent l'impact visuel et écologique. L'exemple le plus marquant est la connexion des parcs éoliens offshore (ex. : projets BorWin, DolWin en mer du Nord) au réseau terrestre [56].

3.3.2. Intégration des énergies renouvelables éloignées

Les HVDC constituent la technologie de référence pour acheminer l'énergie produite par les grands parcs renouvelables (éoliens, solaires) souvent situés loin des centres de consommation. Ils minimisent les pertes sur longue distance et permettent un contrôle précis des flux, essentiel pour compenser l'intermittence de ces sources et maintenir la stabilité du réseau [57].

3.3.3. Interconnexion de réseaux asynchrones

Les convertisseurs HVDC, notamment en configuration back-to-back, permettent l'interconnexion de réseaux non synchronisés, qu'ils fonctionnent à des fréquences différentes (50/60 Hz) ou soient géographiquement indépendants. Cette application est stratégique pour les échanges transfrontaliers d'électricité, facilitant l'import/export d'énergies renouvelables et renforçant la sécurité d'approvisionnement à l'échelle régionale.

3.3.4. Modernisation et augmentation de capacité des réseaux existants

La conversion de corridors HVAC existants en HVDC (repowering) permet d'augmenter significativement la capacité de transfert sans nécessiter de nouvelles emprises, réduisant ainsi les contraintes environnementales et sociales. Cette approche offre aux gestionnaires de réseau un outil puissant pour décongestionner les nœuds et contrôler activement les flux de puissance, améliorant la stabilité des réseaux sollicités [58].

3.3.5. Alimentation des plateformes offshore

Au-delà des renouvelables, les HVDC sont utilisés pour alimenter les plateformes pétrolières et gazières offshore, assurant une alimentation fiable et de qualité dans des environnements hostiles, comme en témoignent les liaisons connectant les plateformes de la mer du Nord au réseau norvégien.

3.3.6. Vers les super-réseaux : architectures multi-terminaux (MTDC)

L'évolution la plus prospective est le développement de réseaux HVDC multi-terminaux (MTDC) interconnectant plusieurs points d'injection et de soutirage. Ces "super-réseaux" constituent une vision à long terme pour intégrer massivement les renouvelables, optimiser les marchés continentaux et renforcer la résilience des systèmes électriques, en offrant des chemins de puissance flexibles et redondants [59].

3.4. Configurations des liaisons de transmission HVDC

Les systèmes HVDC se déclinent en plusieurs configurations topologiques, chacune adaptée à des besoins spécifiques en termes de puissance, de fiabilité, de redondance et d'application. Comme le résume la Figure 3.3, les principales architectures sont les suivantes.

3.4.1. Liaison monopolaire

Il s'agit de la configuration la plus simple, utilisant un seul conducteur à haute tension. Le retour du courant s'effectue via la terre ou la mer. Cette configuration est particulièrement adaptée aux liaisons sous-marines en raison de son coût d'infrastructure réduit. Sa principale limite est sa capacité de puissance modérée et les problèmes potentiels de corrosion liés au courant de retour terrestre.

3.4.2. Liaison bipolaire

Cette configuration, la plus courante pour les grandes interconnexions, combine deux conducteurs de polarités opposées ($+V$ et $-V$), avec une prise de terre au point neutre. Elle présente plusieurs avantages :

- En régime normal, le courant de terre est quasi nul, limitant la corrosion.
 - Elle offre une haute fiabilité : en cas de défaut sur un pôle, l'autre peut continuer à fonctionner (à puissance réduite) en mode monopolaire avec retour par terre [59].
- Elle est utilisée pour les lignes aériennes à longues distances et les câbles sous-marins de capacité importante.

3.4.3. Liaison « dos-à-dos » (Back-to-Back)

Dans cette configuration, les deux convertisseurs sont situés sur le même site. Il n'y a pas de ligne de transmission DC longue distance. Son objectif principal est l'interconnexion de deux réseaux AC asynchrones (de fréquences différentes ou non synchronisés). Elle permet un contrôle rapide et indépendant des échanges de puissance entre les deux réseaux, contribuant ainsi à leur stabilité [60].

3.4.4. Réseaux Multi-Terminaux DC (MTDC)

Les systèmes MTDC connectent plus de deux stations à un réseau DC commun. Ils représentent l'évolution la plus flexible, permettant des échanges de puissance multipoints, idéale pour intégrer plusieurs sources renouvelables dispersées ou créer des « super-réseaux ». Ils peuvent être organisés en topologie radiale, maillée ou hybride. Bien que prometteurs, leur déploiement est encore limité (quelques projets opérationnels dans le monde) en raison de la complexité du contrôle et de la protection coordonnés [61].

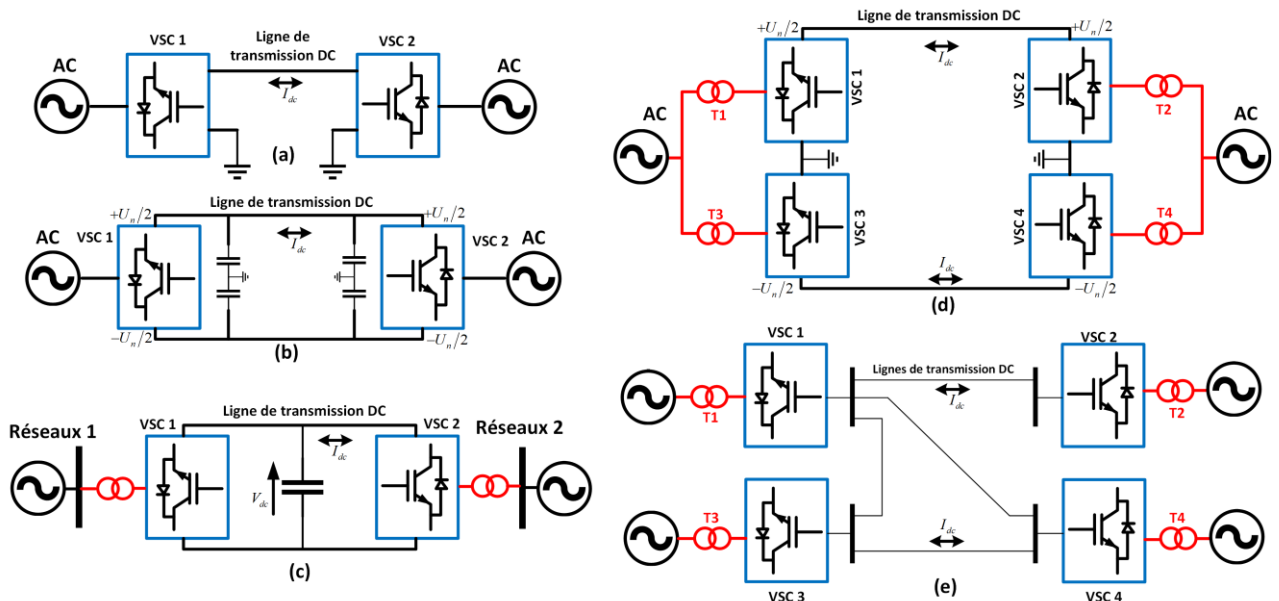


Figure 3.3. Schémas des différentes configurations HVDC
a) et b) Monopolaire c) Bipolaire d) HVDC dos-à-dos e) MTDC

3.5. Technologies des convertisseurs du HVDC

Les convertisseurs sont le cœur technologique de tout système HVDC. Ils assurent la conversion AC/DC bidirectionnelle et déterminent les caractéristiques fondamentales du système en termes de performances, de contrôlabilité et d'interaction avec le réseau. Leur évolution technologique a été marquée par le passage des convertisseurs à commutation de ligne (LCC), technologie historique, aux convertisseurs à source de tension (VSC), plus modernes et flexibles.

Comme le montre la Figure 3.4, une liaison HVDC élémentaire repose sur deux stations de conversion connectées par une ligne de transmission en courant continu. La technologie de convertisseur employée dans ces stations conditionne l'ensemble des propriétés du système [60].

Cette section présente et compare les deux principales technologies de convertisseurs HVDC:

1. Les convertisseurs à commutation de ligne (LCC-HVDC), basés sur des thyristors.
2. Les convertisseurs à source de tension (VSC-HVDC), basés sur des transistors entièrement commandables (IGBT).

L'analyse se concentrera sur leurs principes de fonctionnement, leurs architectures de base, leurs avantages et limites respectifs et leurs impacts distincts sur la stabilité du réseau hybride.



Figure 3.4. Schéma simplifié de la configuration globale du système HVDC

3.5.1. Convertisseurs à commutation de ligne (LCC-HVDC)

Les convertisseurs à commutation de ligne (LCC), également appelés convertisseurs thyristorisés, représentent la technologie historique et éprouvée des transmissions HVDC de très grande puissance.

3.5.1.1. Principe de fonctionnement et architecture

Basés sur des thyristors comme composants de commutation principaux, ces convertisseurs nécessitent une source de tension AC synchrone et stable pour assurer leur commutation naturelle. Leur architecture fondamentale repose sur le pont de Graetz, généralement agencé en configuration à douze impulsions pour minimiser les harmoniques générées [61]. Dans cette configuration, un déphasage de 30° entre deux ponts à six impulsions permet une réduction significative des harmoniques par rapport à un pont simple. Les thyristors sont connectés en série pour former des valves capables de supporter les très hautes tensions requises.

3.5.1.2. Avantages et domaines d'application

Cette technologie mature offre des atouts déterminants pour des applications spécifiques :

- **Très haute puissance** : Capables de transmettre jusqu'à 10 GW.
- **Faibles pertes de conversion** : Environ 0,7% par station de conversion.
- **Fiabilité éprouvée et coûts compétitifs** pour les liaisons point-à-point longue distance.

Elle est donc principalement retenue pour les interconnexions stratégiques de grande capacité entre réseaux stables.

3.5.1.3. Limitations et défis pour les réseaux modernes

Les LCC présentent cependant des limitations inhérentes qui deviennent critiques dans le contexte des réseaux modernes :

1. **Consommation de puissance réactive** : Ils absorbent une quantité significative de puissance réactive, proportionnelle à la puissance active transmise, nécessitant l'installation de compensateurs statiques (STATCOM) ou de batteries de condensateurs.
2. **Exigence de réseau AC robuste** : Ils requièrent un réseau AC fort (rapport de court-circuit élevé) pour un fonctionnement stable.
3. **Génération d'harmoniques** : La commutation par ligne génère des harmoniques importantes, imposant des filtres passifs volumineux et coûteux.
4. **Contrôle limité** : Leur commande repose principalement sur la modulation de l'angle d'amorçage du thyristor, offrant peu de flexibilité pour réguler indépendamment les puissances active et réactive.

- 5. Inversion de la polarité DC :** Le changement du sens de puissance nécessite l'inversion de la polarité de la tension DC, une manœuvre relativement lente.

Ces limitations, particulièrement le besoin de puissance réactive et la sensibilité aux réseaux faibles, rendent les LCC peu adaptés à l'intégration directe de sources renouvelables variables ou à l'interconnexion avec des réseaux non robustes [49]. Ces contraintes ont motivé le développement de la technologie des convertisseurs à source de tension (VSC), plus flexible et adaptée aux défis contemporains.

3.5.2. Convertisseurs à Source de Tension (VSC-HVDC)

Les VSC représentent l'évolution moderne des technologies HVDC. Basés sur des semi-conducteurs à commutation forcée (IGBT), ils offrent une flexibilité de contrôle radicalement supérieure, répondant ainsi aux besoins des réseaux électriques hybrides et décarbonés.

3.5.2.1. Principe de fonctionnement et architecture

Contrairement aux LCC, les VSC utilisent la commutation forcée des IGBT, autorisant une génération de tension AC synthétisée et entièrement contrôlable. L'architecture standard comprend (Figure 3.4) :

- Des convertisseurs à base d'IGBT organisés en ponts.
- Des réactances de couplage sur le côté AC.
- Des filtres harmoniques de taille réduite.
- Un bus DC avec des condensateurs de stabilisation.

Grâce aux techniques de Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM), le VSC génère une tension AC dont l'amplitude, la phase et la fréquence peuvent être commandées indépendamment du réseau connecté. Cela lui confère deux degrés de liberté de contrôle indépendants : la puissance active et la puissance réactive.

3.5.2.2. Avantages décisifs pour les réseaux modernes

Cette flexibilité intrinsèque se traduit par des avantages opérationnels majeurs :

- 1. Contrôle bidirectionnel indépendant** des flux de puissance active et réactive.
- 2. Alimentation de réseaux passifs :** Capacité à créer une tension de référence et à alimenter des réseaux AC faibles, voire inexistantes (fonction *black-start*).
- 3. Inversion rapide du flux de puissance** par simple inversion du courant DC, sans changer la polarité de la tension DC.
- 4. Performance en réseau faible :** Fonctionnement stable sans nécessiter un réseau AC robuste, élargissant considérablement leur domaine d'application [62].

- 5. Faible impact harmonique :** La modulation PWM à haute fréquence génère des harmoniques de rangs élevés, plus faciles à filtrer.

3.5.2.3. Limitations et état de la technologie

Les principales limitations actuelles des VSC concernent :

- **Puissance unitaire maximale :** Limitée à environ 1.5 - 3 GW par lien, inférieure à celle des LCC, bien que ce seuil augmente avec les progrès technologiques.
- **Pertes de conversion légèrement supérieures :** De l'ordre de 0,8% à 1,1% par station, dues aux commutations à haute fréquence.
- **Coûts :** Historiquement plus élevés que les LCC, bien que l'écart se réduise.

3.5.3. Comparaison et critères de sélection des convertisseurs

Le choix entre les technologies LCC et VSC est stratégique et repose sur une analyse technico-économique multifactorielle. Les principaux critères de décision sont résumés dans le Tableau 3.1.

Tableau 3.1. Critères de sélection entre les technologies LCC et VSC-HVDC

Critère de sélection	Recommandation LCC-HVDC	Recommandation VSC-HVDC	Justification / Remarque
Puissance de transmission	> 2-3 GW (Très haute puissance)	≤ 2-3 GW (Haute à moyenne puissance)	Les LCC excellent sur les mégaprojets, les VSC montent en puissance.
Robustesse du réseau AC	Réseau fort et stable (SCR élevé)	Réseau faible, isolé ou passif (faible SCR)	Les VSC peuvent créer leur tension de référence (<i>black-start</i>).
Besoins en contrôle	Contrôle simple du flux actif, compensation réactive externe nécessaire.	Contrôle indépendant et rapide des flux actif et réactif.	VSC idéal pour soutenir la stabilité de tension/fréquence.
Intégration des EnR	Limitée, nécessite un réseau hôte robuste.	Optimale, tolère l'intermittence et stabilise le réseau.	Flexibilité et réponse dynamique des VSC.
Configuration du réseau	Liaisons point-à-point dédiées.	Réseaux Multi-Terminaux (MTDC), topologies complexes.	Contrôle décentralisé et coordination facilitée avec les VSC.
Coût total (CAPEX/OPEX)	CAPEX compétitif pour très longues distances. Coûts de filtrage et compensation élevés.	CAPEX en baisse. OPEX lié aux pertes légèrement supérieures. Équilibre coût-avantages en faveur des VSC pour les réseaux modernes.	L'écart de coût se réduit avec la maturité des VSC.

Dans le contexte actuel de transition énergétique, caractérisé par une pénétration croissante des énergies renouvelables variables et le développement de réseaux hybrides complexes, la technologie VSC-HVDC s'impose comme le choix technologique prioritaire. Ses avantages décisifs

en termes de flexibilité de contrôle, de performance sur les réseaux faibles et d'adéquation avec les architectures MTDC en font la pierre angulaire des infrastructures de transmission modernes.

Par conséquent, les travaux de modélisation, d'analyse et de conception de contrôleurs présentés dans cette thèse se concentreront sur la technologie VSC-HVDC. Cette orientation permet de cibler les défis les plus pertinents pour la stabilité future des réseaux électriques et d'apporter des contributions directement applicables aux projets d'intégration des énergies renouvelables.

L'évolution continue des semi-conducteurs de puissance (e.g., IGBT, SiC) et des topologies de convertisseurs (e.g., MMC) promet d'ailleurs d'amplifier encore les performances des VSC, réduisant leurs pertes et augmentant leur puissance unitaire, consolidant ainsi leur position dominante pour les décennies à venir [49, 62].

3.6. Modélisation et commande des systèmes VSC-HVDC

Les convertisseurs VSC-HVDC occupent une place centrale dans les réseaux hybrides modernes grâce à des capacités fonctionnelles uniques : démarrage autonome (black-start), support dynamique de la puissance réactive et inversion rapide du flux de puissance sans inversion de polarité DC [10]. La réalisation de ces performances repose sur des stratégies de contrôle avancées, dont la Commande Vectorielle Orientée (VOC) est l'architecture standard.

3.6.1. Commande Vectorielle Orientée (VOC) : principe et limites

La VOC est la méthode de référence pour le contrôle des VSC. Elle consiste à transformer les grandeurs triphasées du réseau (courants, tensions) en composantes synchrones d-q dans un référentiel tournant aligné sur la tension du réseau. Cette transformation permet un contrôle découplé et indépendant de la puissance active (via le courant i_d) et de la puissance réactive (via le courant i_q).

L'architecture hiérarchique de la VOC conventionnelle comprend :

1. Une Boucle de Verrouillage de Phase (PLL) pour la synchronisation avec la tension réseau.
2. Des régulateurs de courant internes (généralement des PI) dans le repère d-q, assurant une dynamique rapide.
3. Des boucles de contrôle externes régulant la puissance active/réactive ou la tension DC.

Cependant, dans les réseaux à faible rapport de court-circuit (SCR), typiques des zones à forte pénétration d'énergies renouvelables, la PLL révèle des limitations critiques :

- Réponse transitoire lente aux perturbations rapides.
- Couplage instable avec les régulateurs de courant, pouvant générer des oscillations non amorties ou une perte de synchronisme [63, 64].

- Dégradation des performances harmoniques et réduction de la marge de stabilité du système [20].

3.6.2. Vers un contrôle sans PLL : motivations et approches

Pour surmonter ces limitations, des architectures de contrôle sans PLL ont émergé. Ces méthodes, souvent basées sur la commande directe de puissance dans le référentiel stationnaire ($\alpha\beta$) ou sur l'observation de l'angle réseau, éliminent la dynamique de la PLL comme source d'instabilité. Elles offrent une réponse dynamique améliorée et une robustesse accrue dans les conditions de réseau faible, tout en simplifiant l'architecture de contrôle.

3.6.3. Convertisseurs à source de tension (VSC-HVDC)

Les systèmes VSC-HVDC modernes reposent généralement sur une configuration dos-à-dos (back-to-back) composée de deux convertisseurs à source de tension interconnectés par une liaison à courant continu. Cette architecture, illustrée à la Figure 3.5, présente l'avantage d'une grande flexibilité opérationnelle permettant l'interconnexion de réseaux asynchrones ou fonctionnant à des fréquences différentes.

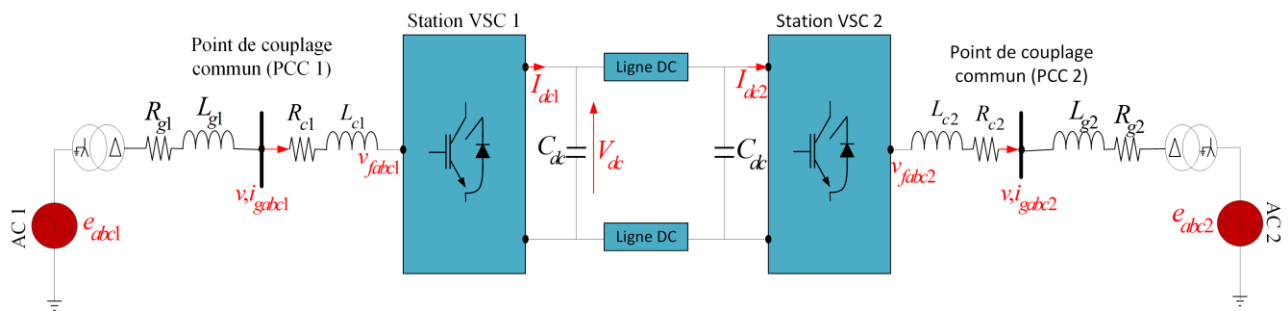


Figure 3.5. Structure simplifiée d'un système VSC-HVDC

Dans cette configuration, chaque convertisseur remplit un rôle spécifique mais complémentaire : le premier convertisseur (côté redresseur) assure principalement la régulation de la tension continue du bus DC, tandis que le second (côté onduleur) contrôle les puissances active et réactive injectées dans le réseau récepteur [65]. Les convertisseurs sont généralement connectés aux réseaux alternatifs par l'intermédiaire de transformateurs de puissance et de réactances de phase qui jouent un rôle essentiel dans le filtrage des harmoniques de haute fréquence et la régulation des courants. L'un des atouts majeurs des systèmes VSC-HVDC réside dans leur capacité à gérer indépendamment les puissances active et réactive, offrant ainsi un outil précieux pour le maintien de la stabilité de la tension. En effet, contrairement aux technologies HVDC conventionnelles à thyristors, les VSC peuvent rapidement ajuster la direction et l'amplitude de la puissance active tout en fournissant un support de puissance réactive dans des délais extrêmement courts (typiquement 50-

100 ms), ce qui constitue une caractéristique particulièrement précieuse lors de perturbations du réseau.

3.6.4. Approches de commande des systèmes VSC-HVDC

Une compréhension approfondie du comportement dynamique des systèmes VSC-HVDC est essentielle pour optimiser leur intégration dans les réseaux modernes. Ces systèmes, à l'interface de l'électronique de puissance et des réseaux électriques, nécessitent une modélisation rigoureuse pour capturer leurs interactions avec l'environnement réseau.

Les stratégies de commande poursuivent deux objectifs principaux : stabiliser les oscillations de puissance lors des changements de consigne et maintenir la tension continue dans une plage admissible. Parmi les différentes approches, la Commande Vectorielle Orientée (VOC) est devenue la référence industrielle.

Cette section présente les fondements théoriques de deux stratégies de commande VOC : l'approche conventionnelle avec PLL et une méthode innovante sans PLL. L'analyse mathématique établit les équations caractéristiques de chaque modèle, constituant une base solide pour la conception et l'évaluation des régulateurs.

3.6.4.1. Modélisation du système VSC-HVDC avec commande VOC conventionnelle

La stratégie de commande vectorielle orientée conventionnelle repose sur l'orientation du vecteur de tension instantanée du réseau selon l'axe d du référentiel tournant synchrone. Cette approche permet un contrôle découplé des courants et, par conséquent, des puissances active et réactive. Ainsi, le modèle moyen triphasé des deux stations, qui décrit les tensions des deux VSC dans le référentiel abc [65], est présenté :

$$V_{cabcx} = V_{gabcx} + L_x \frac{d i_{abcx}}{dt} + R_x i_{abcx} \quad (3.1)$$

Où V_{gabcx} et V_{cabcx} représentent respectivement les tensions triphasées du PCC et du VSC dans la station x ($x = 1,2$), i_{abcx} désigne les courants triphasés du réseau x , et L_x et R_x correspondent respectivement à l'inductance et la résistance du filtre de couplage de la station x .

Le modèle mathématique complet du système dans le référentiel $d-q$ s'exprime par :

$$\begin{cases} \frac{di_{dx}}{dt} = -\frac{R_x}{L_x} i_{dx} + \omega_x i_{qx} + \frac{V_{gdx}}{L_x} - \frac{V_{cdx}}{L_x} \\ \frac{di_{qx}}{dt} = -\frac{R_x}{L_x} i_{qx} - \omega_x i_{dx} - \frac{V_{cqdx}}{L_x} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} (I_{dc} + I_L) = \frac{V_{gdx}}{C_{dc} V_{dc}} i_d + \frac{V_{dc}}{C_{dc} R_L} \end{cases} \quad (3.2)$$

Où i_{dx} et i_{qx} représentent les composantes du courant réseau sur les axes d et q respectivement, V_{cdx} et V_{cdq} sont les tensions de sortie du convertisseur, et V_{gdx} et V_{gdq} correspondent aux tensions du réseau, toutes exprimées dans le référentiel synchrone $d-q$.

Pour l'implémentation de la commande VOC conventionnelle, illustrée à la Figure 3.6, plusieurs éléments essentiels sont nécessaires :

- Un système de verrouillage de phase pour la synchronisation avec le réseau
- Des transformations de Park pour la conversion des grandeurs triphasées en composantes $d-q$
- Des boucles de contrôle internes pour la régulation des courants
- Des boucles de contrôle externes pour la gestion de la tension continue et de la puissance.

Cette architecture hiérarchique, bien qu'efficace dans des conditions nominales, présente des limites significatives en situation de déséquilibre réseau ou dans les réseaux à faible puissance de court-circuit. Ces limitations sont principalement dues aux dynamiques du système PLL qui peuvent induire des instabilités, particulièrement lors de variations rapides des conditions opératoires [44].

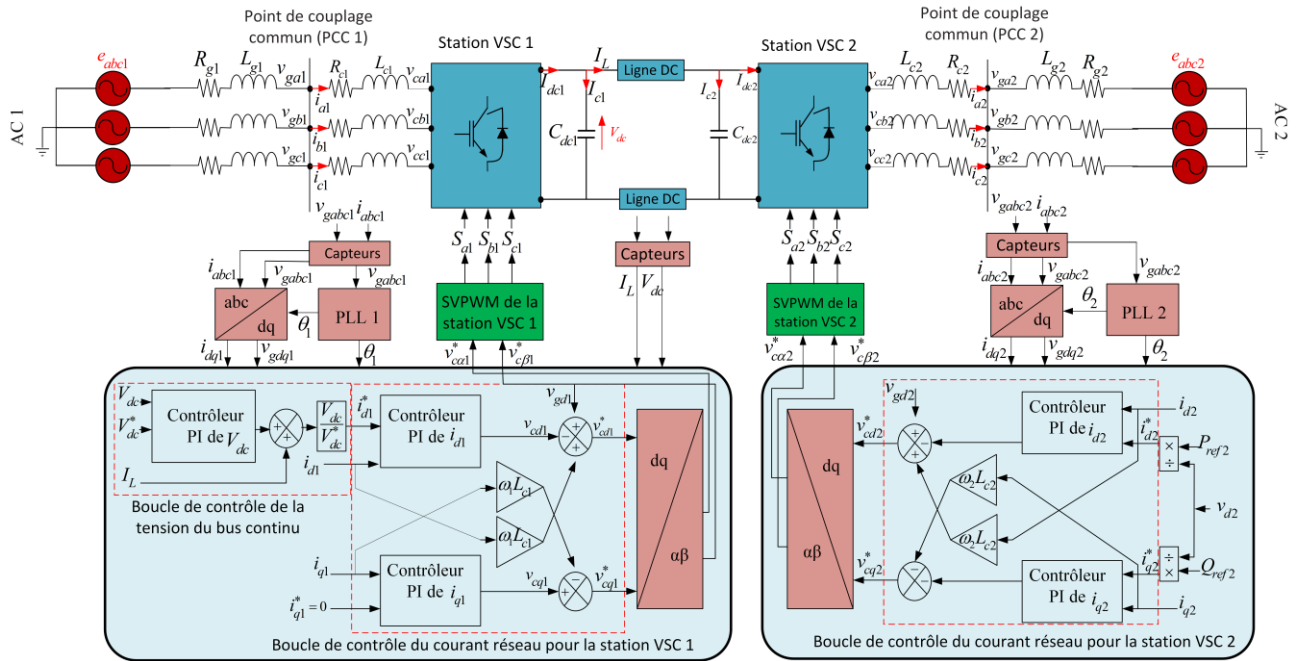


Figure 3.6. Schéma bloc de la commande conventionnelle pour le système VSC-HVDC

3.6.4.2. Approche innovante VOC sans PLL : principes et modélisation

Pour pallier les limites inhérentes à l'approche conventionnelle, nous proposons une stratégie alternative, dénommée commande VOC sans PLL. Cette méthode novatrice conserve les avantages du référentiel $d-q$ tout en s'affranchissant du système PLL et des transformations de Park associées, réduisant ainsi considérablement la charge de calcul et améliorant la stabilité dynamique du système.

La modélisation du système VSC-HVDC selon l'approche VOC sans PLL s'appuie sur la théorie du contrôle direct de puissance instantanée. En partant des expressions des puissances active et réactive dans le référentiel stationnaire $\alpha\beta$:

$$\begin{cases} P_x = \frac{3}{2} (V_{g\alpha x} i_{\alpha x} + V_{g\beta x} i_{\beta x}) \\ Q_x = \frac{3}{2} (V_{g\alpha x} i_{\beta x} - V_{g\beta x} i_{\alpha x}) \end{cases} \quad (3.3)$$

Où $V_{g\alpha x}$ et $V_{g\beta x}$ indiquent les tensions des réseaux, $i_{\alpha x}$ et $i_{\beta x}$ sont les courants de sortie dans le référentiel $\alpha\beta$, et les tensions du réseau x dans le référentiel $\alpha\beta$ peut être obtenue comme suit :

$$\begin{cases} V_{g\alpha x} = V_{gx} \cos(\omega_x t) \\ V_{g\beta x} = V_{gx} \sin(\omega_x t) \end{cases} \quad (3.4)$$

Où $\omega_x = 2\pi f_x$ est la fréquence angulaire de la tension du réseau, et v_{gx} représente l'amplitude de la tension du réseau x , qui est donnée par : $v_{gx,max} = \sqrt{V_{g\alpha x}^2 + V_{g\beta x}^2}$. On obtient, après développement mathématique, le modèle dynamique complet du système dans l'espace d'état :

$$\begin{cases} \frac{dP_x}{dt} = -\frac{R_x}{L_x} P_x - \omega_x Q_x + \frac{3}{2L_x} (V_{g\alpha x} V_{c\alpha x} + V_{g\beta x} V_{c\beta x} - V_{gx,max}^2) \\ \frac{dQ_x}{dt} = \omega_x P_x - \frac{R_x}{L_x} Q_x + \frac{3}{2L_x} (V_{g\beta x} V_{c\alpha x} - V_{g\alpha x} V_{c\beta x}) \end{cases} \quad (3.5)$$

Où i_{dx} et i_{qx} représentent la commande de tension de chaque convertisseur, P_x et Q_x servent de sorties.

$$\begin{cases} U_{Px} = V_{g\alpha x} v_{c\alpha x} + V_{g\beta x} v_{c\beta x} \\ U_{Qx} = V_{g\beta x} V_{c\alpha x} - V_{g\alpha x} V_{c\beta x} \end{cases} \quad (3.6)$$

Où U_{Px} et U_{Qx} sont les nouvelles entrées de commande du convertisseur du réseau x . En utilisant l'équation (3.4), les nouvelles entrées de commande données dans l'équation (3.6) sont transformées dans le référentiel $d-q$ comme suit :

$$\begin{bmatrix} U_{Px} \\ U_{Qx} \end{bmatrix} = V_{gx,max} \begin{bmatrix} \cos(\omega_x t) & \sin(\omega_x t) \\ \sin(\omega_x t) & -\cos(\omega_x t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{c\alpha x} \\ V_{c\beta x} \end{bmatrix} = V_{gx,max} \begin{bmatrix} V_{cdx} \\ V_{cq x} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Où V_{cdx} et $V_{cq x}$ sont les tensions VSC de la station x dans le référentiel $d-q$. Il est important de noter que la PLL n'est pas utilisée, mais les entrées sont tout de même représentées dans le référentiel $d-q$. En substituant (3.6) et (3.7) dans (3.5), nous pouvons réécrire la relation entre les puissances active et réactive comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dP_x}{dt} = -\frac{R_x}{L_x} P_x - \omega_x Q_x + \frac{1}{L_x} (V_{gx,max} V_{cdx} - V_{gx,max}^2) \\ \frac{dQ_x}{dt} = \omega_x P_x - \frac{R_x}{L_x} Q_x + \frac{1}{L_x} (V_{gx,max} V_{cq x}) \end{cases} \quad (3.8)$$

Puisque le référentiel synchrone possède un axe d qui coïncide avec le vecteur de tension instantané $V_{gdx} = V_{gx,max}$ et un axe q qui lui est en quadrature $V_{gqx} = 0$, les expressions suivantes

peuvent être utilisées dans le référentiel dq pour calculer les puissances active et réactive :

$$\begin{cases} P_x = V_{gx,max} i_{dx} \\ Q_x = -V_{gx,max} i_{qx} \end{cases} \quad (3.9)$$

Pour obtenir le nouveau système, nous substituons (3.8) dans (3.9) et multiplions chaque membre par $1/V_{gx,max}$.

$$\begin{cases} \frac{di_{dx}}{dt} = -\frac{R_x}{L_x} i_{dx} - \omega_x i_{qx} + \frac{1}{L_x} (V_{cdx} - V_{gx,max}^2) \\ \frac{di_{qx}}{dt} = \omega_x i_{dx} - \frac{R_x}{L_x} i_{qx} + \frac{1}{L_x} V_{cq} \end{cases} \quad (3.10)$$

Selon le modèle obtenu en (3.10), il existe des termes de couplage entre le courant du réseau sur l'axe d (i_{dx}) et le courant du réseau sur l'axe q (i_{qx}). Ces termes de couplage sont atténués grâce aux régulateurs PI, présentés dans la sous-section suivante.

L'architecture de commande résultante, illustrée à la Figure 3.7, présente une structure simplifiée par rapport à l'approche conventionnelle, tout en préservant des performances équivalentes en régime permanent et supérieures en régime transitoire. Une transformation judicieuse des variables permet ensuite d'exprimer ce modèle dans le référentiel $d-q$ sans recourir à une PLL.

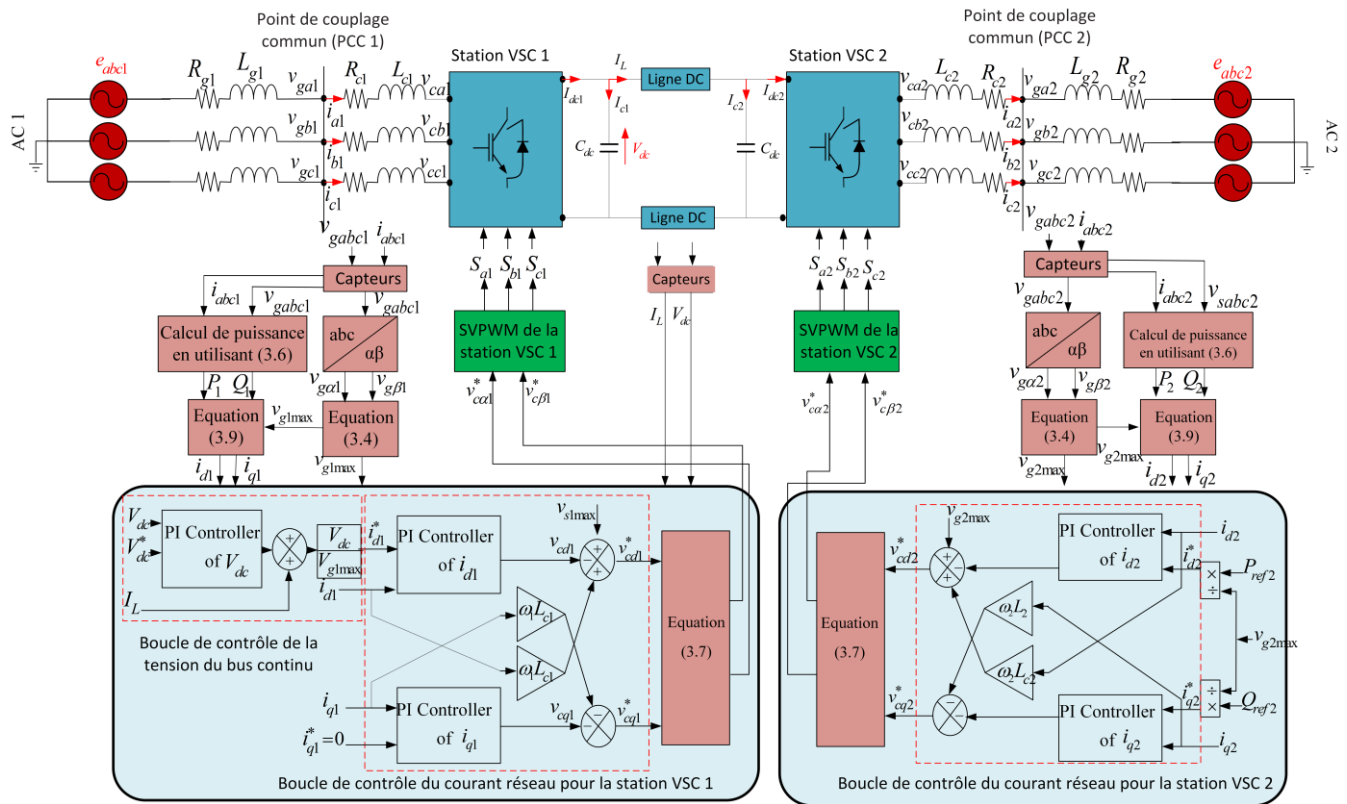


Figure 3.7. Schéma bloc de la commande VOC sans PLL proposée pour le système VSC-HVDC

3.6.5. Régulation des courants et de la tension continue

La mise en œuvre efficace des stratégies de commande VSC-HVDC, qu'il s'agisse de l'approche conventionnelle ou de la méthode sans PLL proposée, repose sur la conception de régulateurs performants pour les boucles de courant et de tension continue.

3.6.5.1. Régulation des courants du réseau

Pour les deux approches de commande, la régulation des courants repose sur l'utilisation de contrôleurs proportionnels-intégraux (PI) qui compensent les termes de couplage entre les axes d et q . Les principaux avantages du régulateur de courant sont les suivants : une meilleure qualité de l'énergie, car le convertisseur commandé en courant est moins affecté par les harmoniques et les perturbations du réseau ; un contrôle découplé des puissances active et réactive ; et un mode de commande facilement extensible pour compenser les harmoniques de ligne ainsi que d'autres problèmes liés à la qualité de l'énergie.

Le système présenté en (3.10) doit être modifié afin d'inclure les composantes de tension des convertisseurs HVDC dans le référentiel d - q , obtenues à partir des réseaux, ainsi que des termes de pré-compensation (feed-forward) permettant d'éliminer les effets de couplage croisé, comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{cases} \underbrace{V_{cdx}^*}_{feedback} = u_{dx} - \underbrace{\omega_x L_x i_{qx} + V_{gxmax}}_{feedforward} \\ \underbrace{V_{cq x}^*}_{feedback} = u_{qx} + \underbrace{\omega_x L_x i_{dx}}_{feedforward} \end{cases} \quad (3.11)$$

Où u_{dx} et u_{qx} représentent les sorties des régulateurs PI :

$$u_{dqx} = (k_{p-c} + \frac{k_{i-c}}{s})(i_{dqx} - i_{dqx}^*) \quad (3.12)$$

Avec les paramètres k_{p-c} et k_{i-c} sont déterminés par la méthode du placement de pôles :

$$\begin{cases} k_{p-c} = 2L_x \xi_c \omega_{n-c} \\ k_{i-c} = L_x \omega_{n-c}^2 \end{cases} \quad (3.13)$$

Avec ω_{n-c} et ξ_c représente respectivement la fréquence naturelle et le facteur d'amortissement des boucles de courant. En pratique, un facteur d'amortissement $\xi_c = 1$ assure un comportement transitoire optimal, tandis qu'une fréquence naturelle $\omega_{n-c} = 500 \text{ rad/s}$ établit un compromis satisfaisant entre rapidité de réponse et immunité aux perturbations du réseau.

3.6.5.2. Régulation de la tension continue

Les principaux objectifs de la régulation de la tension du bus DC est de s'assurer qu'elle suit sa référence sans erreur, de contrôler l'échange de puissance équilibré entre le côté DC et les deux côtés AC, et de fournir la première référence de courant actif du réseau i_{d1}^* , ce qui est réalisé par une boucle de contrôle externe, comme illustré dans les Figures 3.6 et 3.7.

La stabilisation de la tension du bus DC, assurée par le convertisseur côté redresseur, repose également sur un régulateur PI dont les paramètres sont déterminés par placement de pôles :

$$I_c^* = (V_{dc}^* - V_{dc})(k_{p_v} + \frac{k_{i_v}}{s}) \quad (3.14)$$

Avec les paramètres k_{p_v} et k_{i_v} sont déterminés par la méthode du placement de pôles :

$$\begin{cases} k_{p_v} = 2C_{dc}\xi_v\omega_{n_v} \\ k_{i_v} = C_{dc}\omega_{n_v}^2 \end{cases} \quad (3.15)$$

Où k_{p_v} et k_{i_v} sont les paramètres proportionnel et intégral du régulateur PI en boucle fermée de la tension du bus DC de la première station VSC, ω_{n_v} et ξ_v représentent respectivement la fréquence de coupure et le facteur d'amortissement du régulateur PI de la tension du bus DC pour le réseau x .

La référence du courant côté DC est donnée par :

$$I_{dc}^* = I_c^* + I_L \quad (3.16)$$

Où I_L est le courant mesuré de la ligne DC. La référence de courant actif pour le réseau côté redresseur est ensuite déterminée à partir du principe de conservation de la puissance entre les côtés AC et DC ($P_{dc}^* = P_x^*$), où $P_{dc}^* = I_{dc}^* V_{dc}$, $P_x^* = i_{dx}^* V_{gx,max}$:

$$i_{d1}^* = \frac{V_{dc}}{V_{g1,max}} I_{dc}^* \quad (3.17)$$

Cette architecture de commande assure un équilibre précis des flux de puissance dans l'ensemble du système VSC-HVDC, garantissant ainsi sa stabilité globale dans diverses conditions opératoires.

3.6.6. Avantages de l'approche VOC sans PLL

L'approche VOC sans PLL proposée présente plusieurs avantages décisifs par rapport à la stratégie conventionnelle, la rendant particulièrement adaptée aux réseaux hybrides modernes :

1. **Réduction de la complexité computationnelle** : L'élimination de la PLL et des transformations de Park associées réduit significativement la charge de calcul. Cela permet l'utilisation de microcontrôleurs moins sophistiqués et plus économiques, un atout pour le déploiement à grande échelle.

- 2. Amélioration de la stabilité dynamique :** En supprimant les dynamiques propres de la PLL (une source connue d'instabilité en réseau faible), l'approche propose une robustesse accrue face aux perturbations, notamment dans les réseaux à faible rapport de court-circuit (SCR).
- 3. Performances transitoires supérieures :** La réponse aux variations brusques de consigne ou aux perturbations réseau est plus rapide et mieux amortie, réduisant les oscillations et accélérant le retour à l'équilibre.
- 4. Synchronisation intrinsèque et simplifiée :** Les convertisseurs se synchronisent directement avec leurs réseaux respectifs via le modèle de puissance, sans mécanisme externe dédié, éliminant ainsi une source potentielle de défaillance.
- 5. Solution hybride optimisée :** Elle combine les avantages de la régulation précise des courants (de la VOC) et de la robustesse du contrôle direct de puissance (DPC), offrant une solution performante et élégante pour les applications VSC-HVDC modernes.

Ces avantages font de l'approche VOC sans PLL une solution de choix pour l'intégration des énergies renouvelables et l'interconnexion de réseaux hétérogènes ou faiblement maillés.

3.7. Résultats et discussion

Pour valider les développements théoriques et évaluer les performances des stratégies de commande (conventionnelle et proposée), le système VSC-HVDC et ses contrôleurs dont les architectures sont représentées aux Figures 3.5, 3.6 et 3.7, ont été implémentés et simulés dans l'environnement **MATLAB/Simulink**.

3.7.1. Méthodologie de validation

Les simulations visent à étudier le comportement dynamique du système et à comparer la réactivité des commandes sous différents régimes transitoires (changements de puissance, défauts réseau). Une validation matérielle accrue est obtenue via une méthodologie PIL (Processor-in-the-Loop). Les algorithmes de contrôle sont exécutés sur une carte de développement STM32F407G (voir Figure 3.8), qui échange des signaux en temps réel avec le modèle de réseau simulé dans Simulink. Cette approche valide la faisabilité d'implémentation sur cible microcontrôleur. Les paramètres détaillés du système VSC-HVDC utilisé pour toutes les simulations sont fournis en **Annexe A**.

La carte STM32F407 Discovery représente une plateforme de développement polyvalente basée sur le microcontrôleur haute performance STM32F407VGT6 intégrant un processeur ARM®-Cortex®-M4F 32 bits, offrant 1 Mo de mémoire Flash et 192 Ko de RAM. Conçue pour faciliter le prototypage rapide d'algorithmes de commande, cette carte se distingue par son interface complète comprenant un accéléromètre MEMS à 3 axes, un microphone digital omnidirectionnel, un DAC

audio avec haut-parleur intégré, huit LEDs indicatrices (dont quatre programmables par l'utilisateur), deux boutons poussoirs et une interface USB OTG avec connecteur micro-AB. Alimentée soit par USB soit par une source externe (3V ou 5V), elle intègre un programmeur/débogueur ST-LINK/V2 facilitant le développement d'applications, tout en offrant des en-têtes d'extension pour connecter facilement des périphériques supplémentaires ou d'autres cartes, la rendant adaptée tant aux débutants qu'aux développeurs expérimentés pour une mise en œuvre rapide de projets embarqués complexes [66].

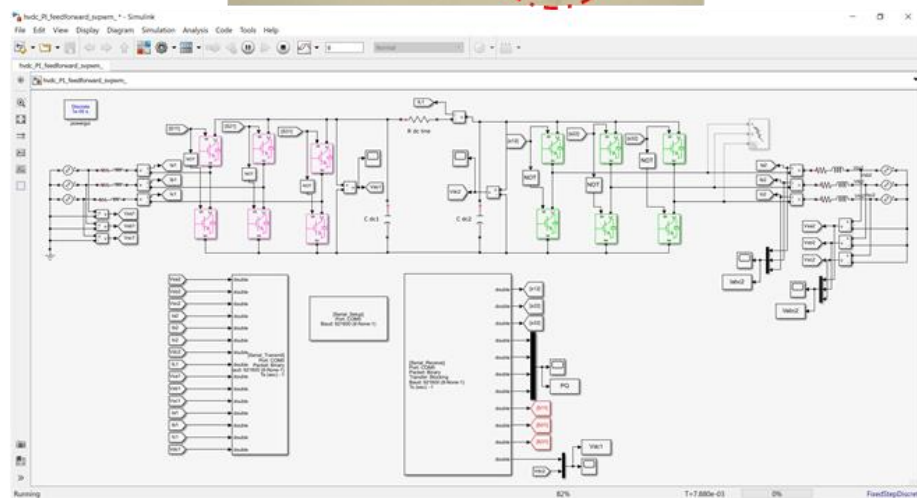
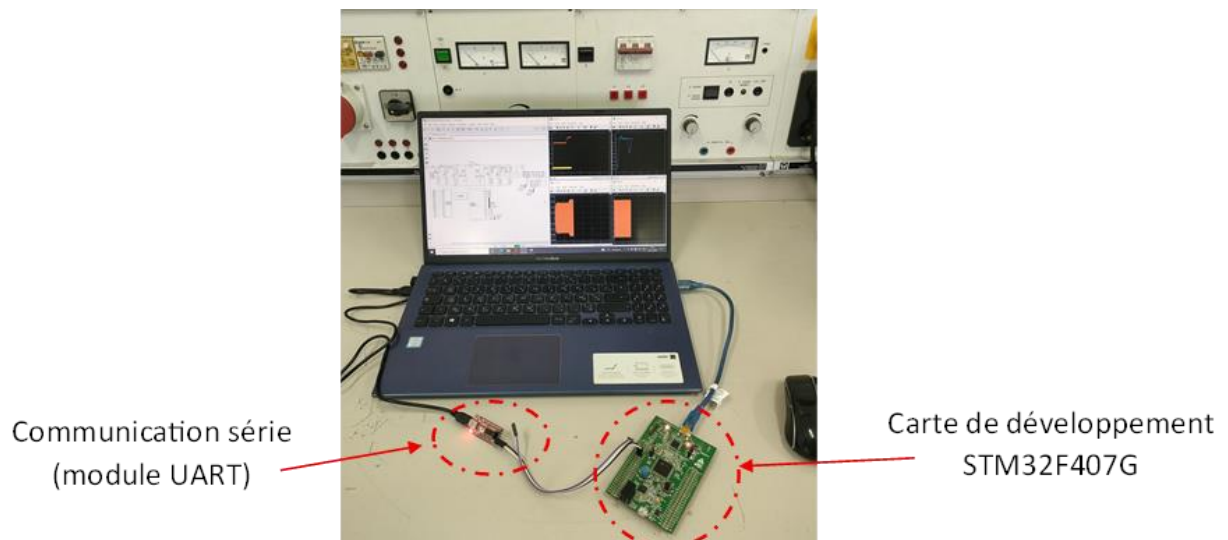
L'approche de commande sans PLL proposée pour les systèmes VSC-HVDC est réalisée en intégrant tous les algorithmes de commande dans un nouveau circuit de commande unique et en spécifiant le microcontrôleur requis et les entrées/sorties de la stratégie VOC sans PLL proposée dans MATLAB/Simulink. Les algorithmes du circuit de commande proposé sont transformés en code C à partir du modèle de simulation en utilisant Simulink Blockset (Waijung). Comme illustré dans la Figure 3.8, nous combinons le code C créé dans le bloc PIL dans un nouveau modèle Simulink pour exécuter la stratégie de commande proposée sur la carte de développement STM32F407G via une interface de connexion série (module UART).

Pour évaluer rigoureusement les performances et la robustesse de l'approche VOC sans PLL proposée, trois tests complémentaires ont été conçus, chacun ciblant un aspect critique de la stabilité des systèmes VSC-HVDC. Le premier test vise à analyser spécifiquement l'influence des paramètres de la PLL sur la stabilité globale du système, démontrant les problèmes inhérents à cette composante et justifiant son élimination. Le deuxième test évalue le comportement dynamique du système sous différentes conditions opérationnelles (variations de puissance active, réactive et de tension continue), confirmant que la méthode proposée maintient des performances équivalentes tout en simplifiant considérablement l'architecture de commande. Enfin, le troisième test soumet le système à un défaut triphasé sévère, révélant ainsi la robustesse et la résilience des stratégies de commande face aux perturbations majeures du réseau. Cette méthodologie permet de démontrer que l'élimination de la PLL et des transformations de Park n'affecte pas les performances du système tout en offrant des avantages significatifs en termes de simplification computationnelle et d'implémentation matérielle.

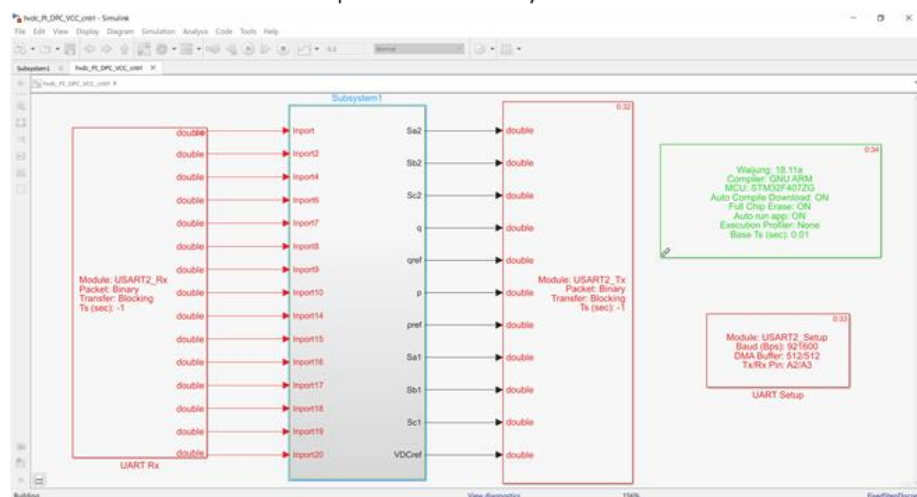
Les scénarios de simulation suivants sont utilisés pour tester le modèle :

- **Test 1 (Impact du PLL sur la stabilité du système)** : Ce scénario étudie l'effet du changement de ω_{n_v1} tout en maintenant la valeur nominale de ξ_{v1} sur la dynamique du système
- **Test 2 (comportement dynamique du système sous différentes conditions de réseau)** : L'adaptabilité de la commande suggérée est testée face aux variations des références de puissance active et réactive et aux variations de la référence de tension continue ;

- **Test 3 (comportement dynamique du système sous défaut triphasé)** : Dans ce test, l'adaptabilité de la commande suggérée est testée face aux défauts triphasés.



Le circuit de puissance du système VSC-HVDC



Bloc PIL (commande système)

Figure 3.8. Structure du système VSC-HVDC utilisant un microcontrôleur STM32F407G

3.7.2. Test 1 : Impact de la PLL sur la stabilité du système

Dans cette partie, nous illustrons comment la PLL et ses paramètres de commande affectent la stabilité des systèmes VSC HVDC. La PLL est un système de commande de suivi de phase qui fonctionne en temps réel. Son objectif est de garantir la stabilité du système en s'assurant que l'angle de rotation à la sortie de la PLL θ_{PLLx} est en phase idéale avec le signal au point de couplage commun, θ_{PCCx} . Dans cette étude, nous ne couvrons que les concepts les plus fondamentaux concernant l'impact de la dynamique de la PLL sur la régulation de la tension du bus continu et comment la PLL peut améliorer la stabilité de cette tension.

La Figure 3.9 montre la réponse de la tension du bus continu du VSC HVDC avec différentes valeurs de $\omega_{n_{v1}}$ en considérant ξ_{v1} dans des conditions nominales.

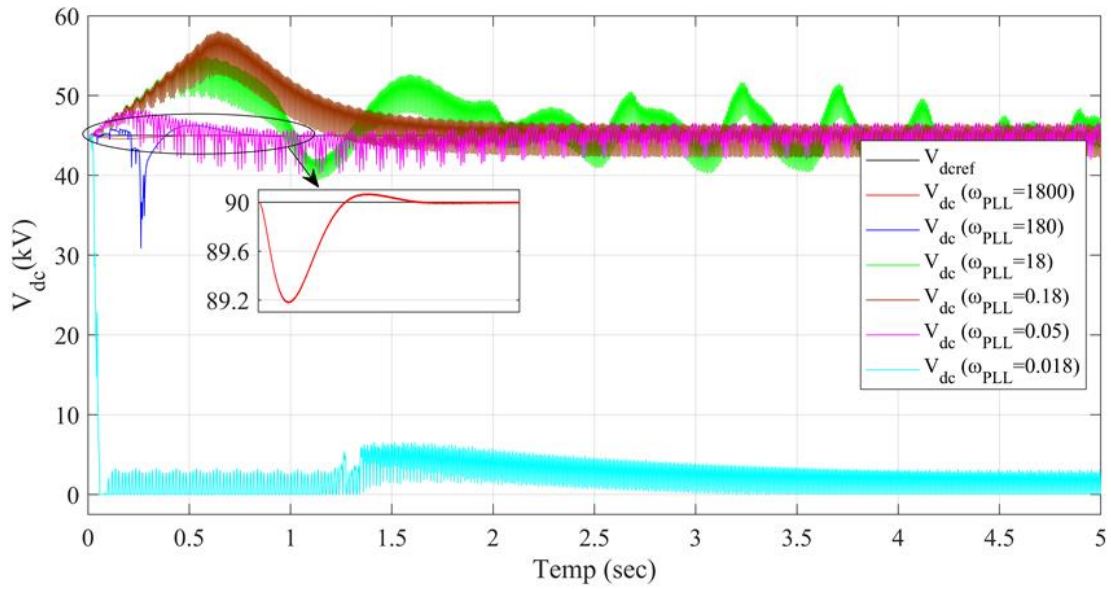


Figure 3.9. Impact de la bande passante ($\omega_{n_{v1}}$) de PLL sur la tension continue du VSC-HVDC

Les résultats de la Figure 3.9 montrent que, particulièrement pour une valeur élevée de $\omega_{n_{v1}}$ (par exemple, pour le cas de $\omega_{n_{v1}} = 1800$ rad/s), le système VSC fonctionne bien et l'erreur de suivi converge presque vers zéro. On peut noter que l'augmentation de la bande passante améliore la stabilité de la tension du bus continu. Pour des valeurs plus faibles de $\omega_{n_{v1}}$ (0,018, 0,05, 0,18, 18, 180 rad/s), cela affecte considérablement le fonctionnement du convertisseur VSC-HVDC, ce qui provoque une instabilité de la tension du bus continu ; il y a une défaillance importante de suivi.

Il est donc clair qu'une variation de $\omega_{n_{v1}}$ a un effet négatif sur la stabilité du système VSC HVDC, puisqu'une instabilité de tension se produit dans les convertisseurs DC, ce qui réduit la capacité maximale de transfert de puissance des convertisseurs VSC. En considérant ξ_{v1} à l'état nominal, la Figure 3.10 montre les variations de puissance dans les lignes de transmission VSC HVDC

pour différentes valeurs de ω_{n_v1} . Il est évident que le système devient instable lorsque ω_{n_v1} diminue et que davantage d'oscillations apparaissent.

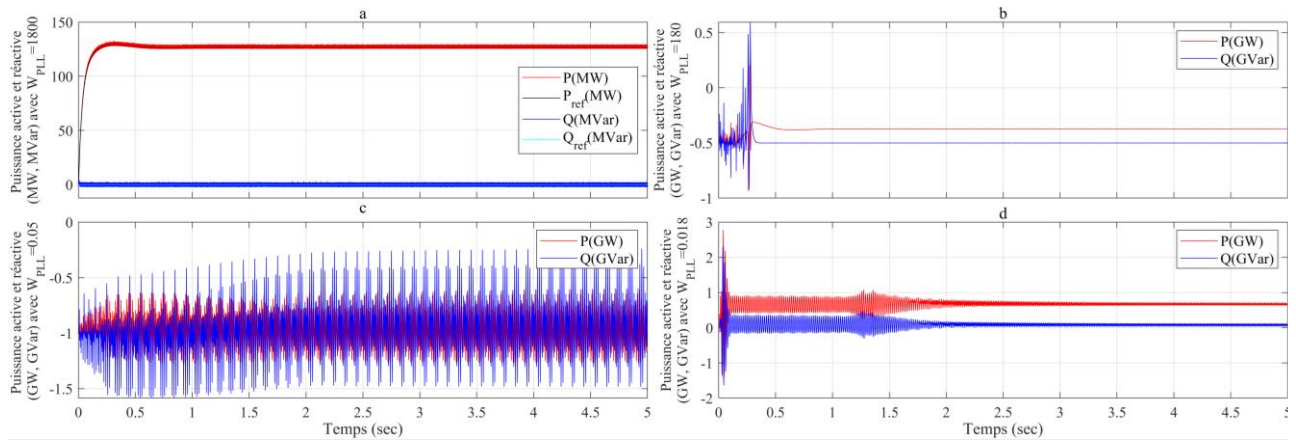


Figure 3.10. Impact de la bande passante de PLL sur les déviations de puissance du VSC-HVDC

Ce test met clairement en évidence les complications introduites par la PLL dans les systèmes VSC-HVDC. Nous observons que la sensibilité aux paramètres de la PLL peut compromettre la stabilité du système entier, avec des instabilités prononcées pour certaines valeurs de ω_{n_v1} . Ces résultats soulignent un inconvénient fondamental des méthodes conventionnelles basées sur la PLL : leur performance dépend fortement d'un réglage précis des paramètres, ce qui introduit une complexité supplémentaire lors de la conception et de la mise en œuvre. L'approche VOC sans PLL proposée élimine entièrement cette dépendance, offrant une solution intrinsèquement plus robuste qui ne nécessite pas ce réglage délicat de paramètres supplémentaires, tout en réduisant significativement la charge computationnelle du système de commande.

3.7.3. Test 2 : Performance dynamique du système sous différentes conditions de réseau

Afin d'étudier la stabilité dynamique de la technique de commande proposée, une étude comparative entre le VOC conventionnelle et la stratégie VOC sans PLL proposée a été réalisée, lors de changements soudains de la référence de puissance active de 250 à 300 MW à 1,5 sec et de puissance réactive de 0 à 50 MVAR à 2,5 secs, respectivement, ainsi qu'une variation de la référence de tension du bus continu de 90 à 92 kV à 3,5 secs. Les valeurs d'amplitude des oscillations pour chaque réponse dynamique (V_{dc} , P et Q) sont analysées et illustrées dans les Figures 3.11 et 3.12.

La Figure 3.11 illustre les réponses de la tension du bus continu lors du second test. Au début de la simulation, une petite chute d'environ 0,8 kV inférieurs à la référence de 90 kV peut être observée dans la sortie du système pour les deux contrôleurs, avec une légère réduction de leurs oscillations en utilisant la commande sans PLL. Ceci est dû au fait que le système démarre tout juste et que le contrôleur part de 0V, puis le système se stabilise après environ 1,15 sec. La tension du bus continue

à chuter également et se stabilise après 0,5 sec lorsque la référence de puissance active est modifiée en utilisant les deux contrôleurs. La tension du bus continu varie aussi légèrement avec le changement de la référence de puissance réactive, mais les deux contrôleurs tentent d'ajuster la tension continue V_{dc} pour suivre la référence. Ceci est évident dans la portion agrandie montrée dans la Figure 3.11. De plus, à 3,5 secs, la référence de tension du bus continu est modifiée de 90 à 92 kV, et la tension continue suit sa référence avec un dépassement de 0,5 kV avant de se stabiliser après 1 seconde pour les deux stratégies de commande. En conclusion, la technique de commande proposée est identique à la technique de commande traditionnelle.

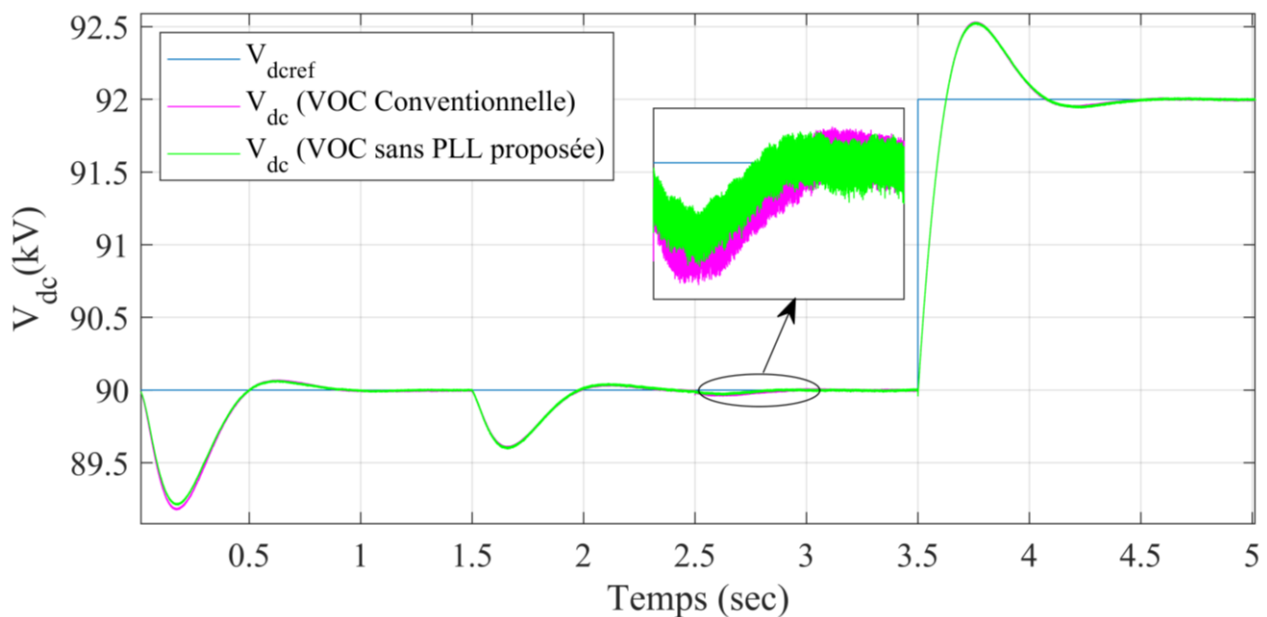


Figure 3.11. Réponse de la tension continue durant le second test

La référence de puissance active de la deuxième station du VSC-HVDC est instantanément modifiée, à 1,5 sec, de 200 à 250 MW. Nous observons que la puissance active de la deuxième station suit correctement la référence et se stabilise à la nouvelle valeur de référence en utilisant les deux contrôleurs, la puissance réactive n'étant pas affectée. De plus, à 2,5 secs, la référence de puissance réactive dans la deuxième station est soudainement modifiée de 0 à 50 MVAR, la puissance réactive Q du système suit la puissance réactive désirée Q_{ref} . En outre, les puissances active et réactive ne sont pas affectées à 3,5 sec lors du changement de la référence de tension continue, comme le montre la Figure 3.12 (a). La Figure 3.12 (b) montre que la référence de puissance active dans la première station est augmentée de 250 à 300 MW lorsque la référence de puissance active dans la deuxième station est instantanément modifiée à 1,5 sec de 200 à 250 MW, mais à 3,5 secs avec le changement de référence de tension continue, un dépassement de 0,38 kV de puissance active se produit et retourne à la plage contrôlée après 0,55 sec.

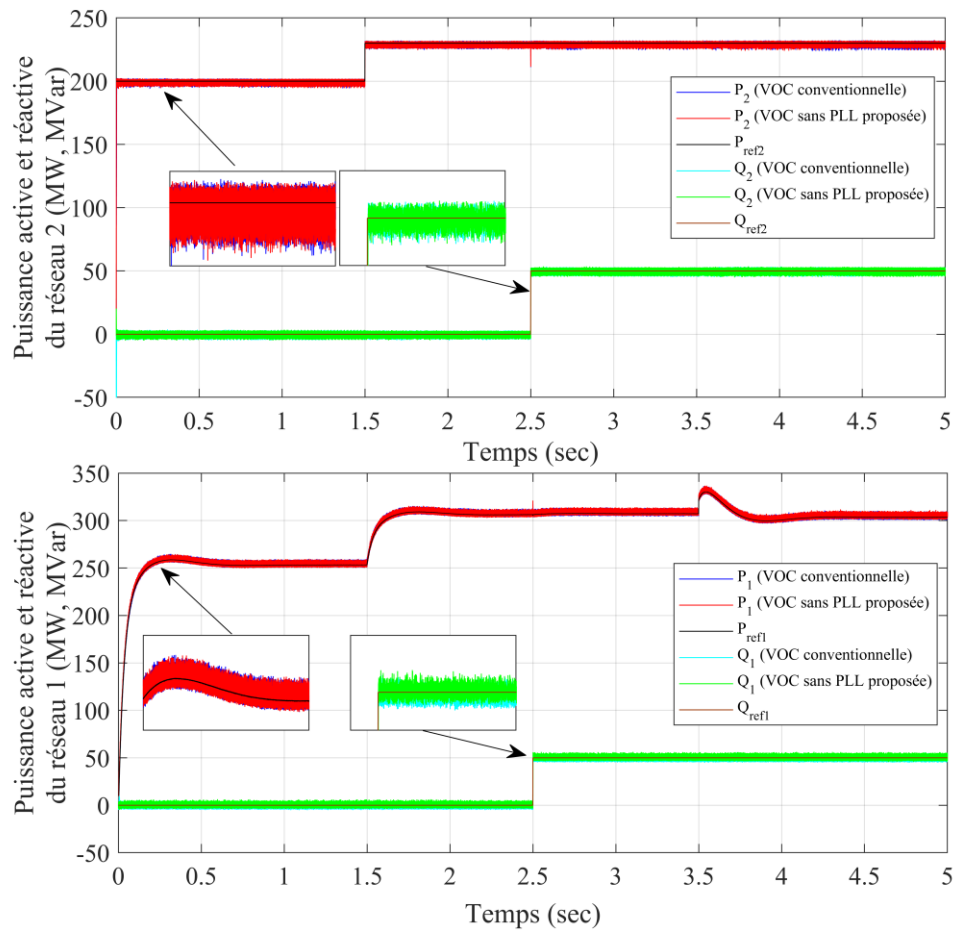


Figure 3.12. Puissances P et Q transmises dans les deux réseaux durant le second test

La puissance réactive n'est pas affectée, jusqu'à la variation de la référence de puissance réactive à 2,5 sec. Après ce changement, la puissance réactive suit sa référence. Ce suivi peut être perçu comme très rapide, avec un dépassement presque nul. Cela est dû au fait que le signal de commande de puissance réactive dépend de moins de variables.

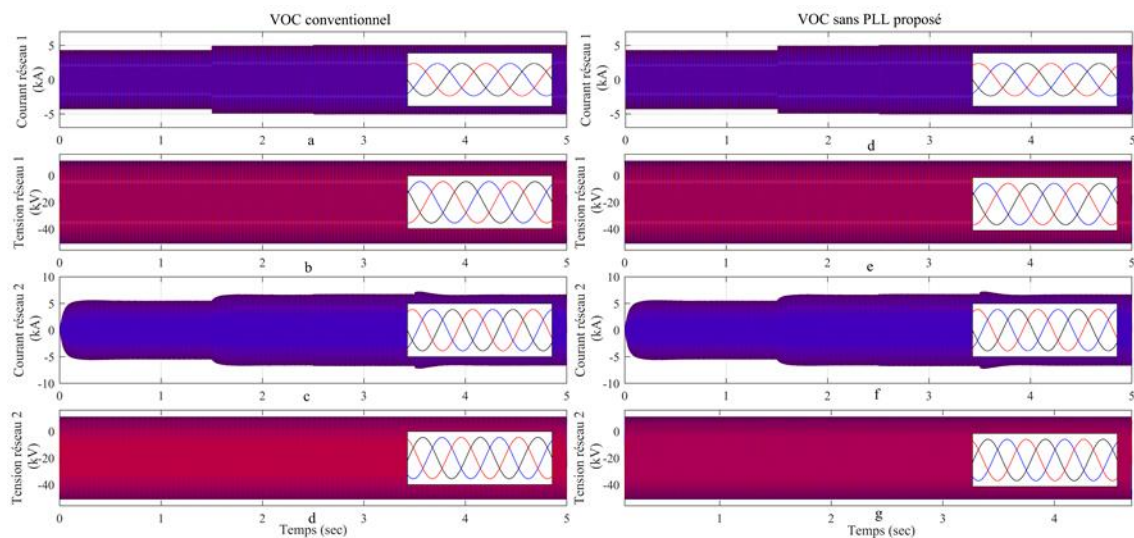


Figure 3.13. Réponses des tensions et courants des deux réseaux utilisant les deux stratégies de commande durant le second test

La Figure 3.13 montre le courant et la tension dans les deux réseaux lors du second test. Les tensions dans les réseaux 1 et 2 ne sont pas affectées par les échelons de puissance active et réactive, ni par la tension DC, pour les deux contrôleurs. D'autre part, le courant présente un transitoire pour compenser les variations d'échelon qui provoquent des variations de l'angle de phase. Les tensions et les courants du réseau pour les deux contrôleurs sont sinusoïdaux. Ceci est clairement visible dans la portion zoomée de la Figure 3.13.

En conclusion, les résultats du second test confirment que la stratégie VOC sans PLL maintient des performances dynamiques équivalentes à celles de l'approche conventionnelle lors des variations de puissance active et réactive, ainsi que de la tension continue. Cette équivalence fonctionnelle est remarquable puisqu'elle est obtenue avec une architecture de contrôle considérablement simplifiée. L'élimination de la PLL et des transformations de Park réduit significativement le nombre d'opérations mathématiques nécessaires à chaque cycle de contrôle, ce qui permet une implémentation sur des processeurs moins puissants ou libère des ressources computationnelles pour d'autres fonctionnalités. Cette simplification se traduit également par une réduction du temps d'exécution des algorithmes de commande, un aspect crucial pour les applications en temps réel où chaque milliseconde compte.

3.7.4. Test 3 : Performance dynamique du système sous défauts triphasés

Afin de démontrer la supériorité de la stratégie sans PLL proposée par rapport au commande basé sur PLL standard (stratégie VOC standard), un défaut triphasé de 150 msec est imposé au réseau 1 à $t = 1,4$ sec, les réponses des tensions et puissances du système VSC-HVDC sont obtenues pour les deux types de topologies comme montré dans la Figure 3.14.

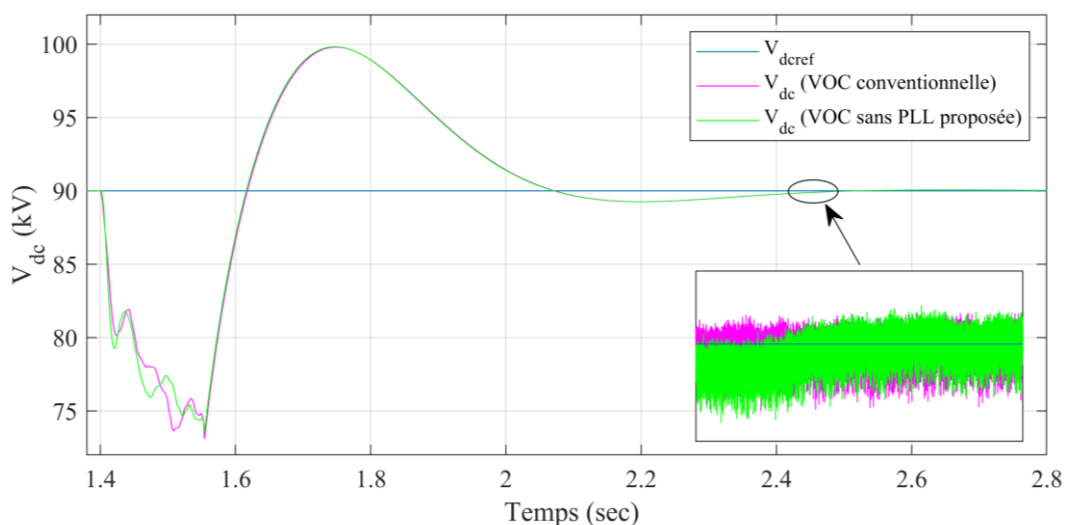


Figure 3.14. Réponses de la tension continue durant le troisième test

Le comportement de la tension continue suit une tendance identique pour les deux contrôleurs, comme l'observe la Figure 3.14. On peut noter que la tension continue diminue à 74 kV lors de l'apparition du défaut, puis se stabilise à la valeur de référence en 1 sec, une fois le défaut éliminé, tout en présentant une réponse oscillatoire pratiquement identique pour les deux contrôleurs, comme le montre la portion zoomée.

Le comportement des puissances active et réactive des deux contrôleurs suit la même tendance, comme l'illustre la Figure 3.15. Nous observons que les puissances réelles du premier réseau (P_1) convergent rapidement vers zéro lors de l'apparition du défaut, puis retournent à leurs valeurs initiales après un transitoire de 230 MW avec un délai de 0,9 sec, lorsque le défaut est éliminé, pour les deux contrôleurs. D'autre part, la puissance réactive du premier réseau (Q_1), et les puissances active et réactive du deuxième réseau (P_2 , Q_2) ne sont pas affectées par les deux stratégies de commande.

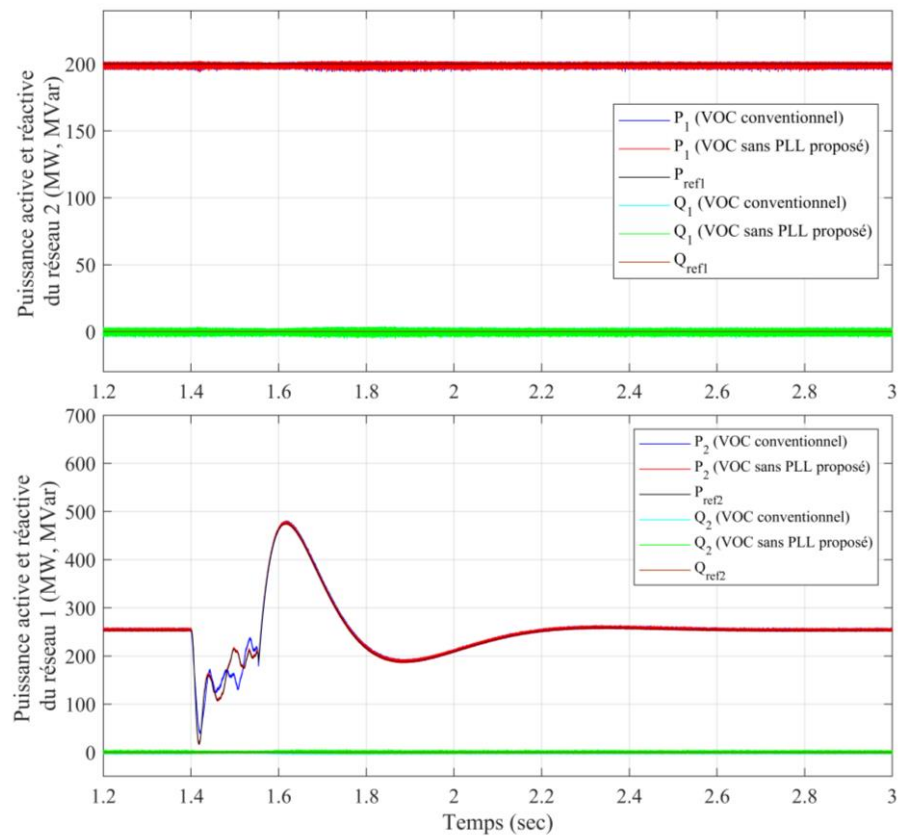


Figure 3.15. Réponses des puissances active et réactive transmises dans les deux réseaux durant le troisième test

Ces résultats montrent des performances similaires en tension continue, ainsi que pour les puissances active et réactive de sortie du VSC, pour les deux contrôleurs. Ceci est une conséquence de la capacité du PLL à assurer une synchronisation précise entre le réseau et le VSC pendant le défaut en raison de l'utilisation des conditions nominales des paramètres du PLL ($\omega_{n_{v1}}$ et ξ_{v1}).

La Figure 3.16 montre les réponses de la tension et du courant du réseau pendant un défaut triphasé de 150 msec imposé au premier réseau à $t = 1,4$ sec. Le courant sur le premier réseau converge rapidement vers zéro, il y a une oscillation à réduction rapide du courant, et non une convergence exponentielle directe. Dans le même cadre, lorsque le défaut est éliminé, le courant se stabilise à sa valeur d'origine après un petit transitoire de 0,75 sec pour les deux contrôleurs comme montré dans la Figure 3.16 (c et g). Le courant sur le deuxième réseau est affecté par l'apparition du défaut et se stabilise après l'élimination du défaut pour les deux contrôleurs comme montré dans la Figure 3.16 (a et e).

Les tensions AC des deux réseaux ne sont pas affectées par l'apparition du défaut pour les deux contrôleurs comme montré dans la Figure 3.16 (b, d, f et h).

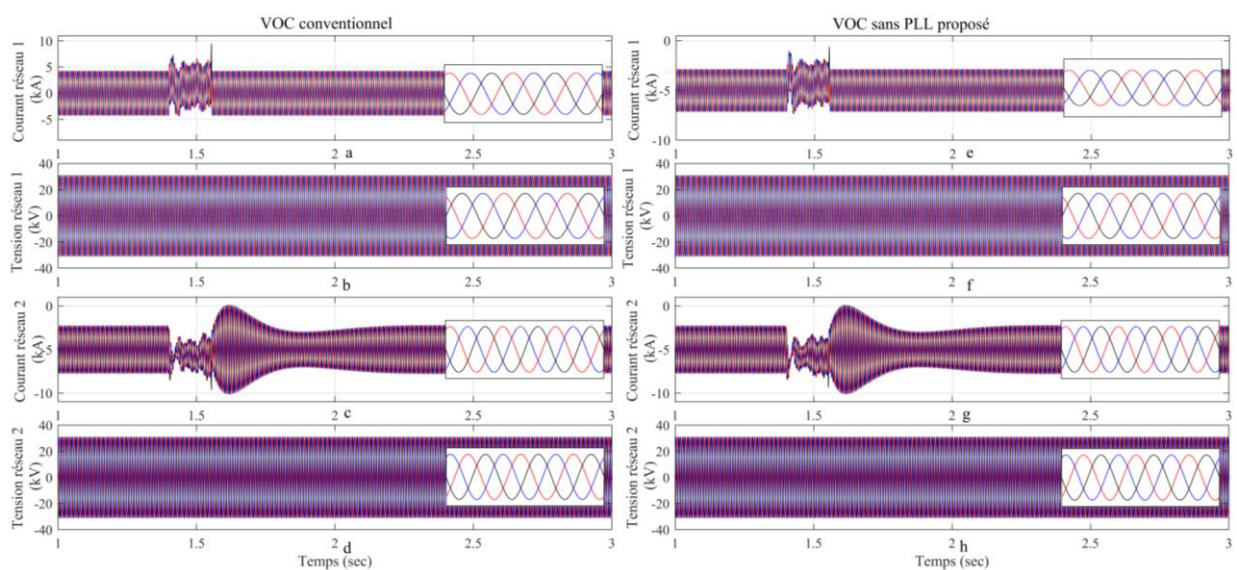


Figure 3.16. Réponses des tensions et courants des réseaux en utilisant les deux stratégies de commande durant le troisième test

Les résultats du test de défaut triphasé démontrent que la méthode proposée présente une robustesse équivalente à celle de l'approche conventionnelle face aux perturbations sévères du réseau. Les deux contrôleurs permettent un retour à des conditions normales d'opération après l'élimination du défaut, avec des comportements transitoires similaires. Cette équivalence fonctionnelle est particulièrement significative, car elle est obtenue sans recourir aux mécanismes de synchronisation complexes de la PLL. L'approche VOC sans PLL assure naturellement la synchronisation avec le réseau, même après de fortes perturbations, tout en utilisant une structure de commande plus simple, qui requiert moins de composants matériels et logiciels pour son implémentation, un avantage considérable pour les systèmes embarqués et les applications industrielles.

3.8. Conclusion

Ce chapitre a fourni une analyse approfondie de la modélisation et de la commande des systèmes VSC-HVDC, une technologie essentielle pour les réseaux électriques hybrides modernes. Après avoir rappelé ses avantages décisifs par rapport au HVAC pour l'intégration des énergies renouvelables et la stabilisation des réseaux, l'accent a été mis sur les stratégies de contrôle avancées.

Le cœur de ce chapitre a présenté une contribution novatrice : la conception et la validation d'une stratégie de commande vectorielle orientée (VOC) sans boucle de verrouillage de phase (PLL). Les simulations numériques et les validations expérimentales (méthode PIL) ont démontré de manière concluante l'efficacité de cette approche. Les trois tests menés (évaluant l'impact de la PLL, le comportement dynamique et la robustesse aux défauts) établissent que la méthode proposée :

1. **Atteint des performances fonctionnelles équivalentes**, voire supérieures en régime transitoire, à la méthode conventionnelle avec PLL.
2. **Offre une simplification architecturale majeure** en éliminant la PLL et les transformations de Park, réduisant ainsi substantiellement la charge computationnelle.
3. **Améliore la robustesse et la stabilité**, particulièrement dans les réseaux à faible puissance de court-circuit (SCR), en supprimant une source d'instabilité bien identifiée.

Ces avantages se traduisent par des gains opérationnels tangibles : possibilité d'utiliser des processeurs embarqués moins coûteux ou d'ajouter des fonctionnalités de contrôle avancées aux plateformes existantes.

Ainsi, ce chapitre a établi les fondements théoriques et expérimentaux d'une commande VSC-HVDC plus simple, robuste et adaptée aux défis des réseaux modernes. Il ouvre naturellement la voie au chapitre suivant, qui étendra cette problématique de stabilité et de contrôle au cas spécifique de l'intégration de l'énergie éolienne. L'attention se portera sur le générateur asynchrone à double alimentation (GADA), un composant clé dont la modélisation précise et le contrôle actif sont essentiels pour permettre aux parcs éoliens de contribuer positivement à la stabilité de fréquence et de tension des réseaux hybrides AC/DC.

AMELIORATION DE LA STABILITE DE FREQUENCE DES RESEAUX ÉLECTRIQUES PAR DES STRATEGIES DE CONTROLE AVANCE SUR LES ÉOLIENNES À GADA

4.1. Introduction :

La transition énergétique mondiale a propulsé l'énergie éolienne au rang des technologies clés pour la production d'électricité décarbonée. En 2023, cette filière a connu une croissance historique avec plus de 116 GW de nouvelles capacités installées [73, 74], consolidant sa place dans le mix électrique mondial. Cette intégration massive, particulièrement au sein des réseaux hybrides AC/DC, soulève cependant des défis majeurs pour la stabilité des systèmes électriques, notamment en matière de stabilité de fréquence [28, 68].

Contrairement aux générateurs synchrones conventionnels, les éoliennes modernes, et en particulier celles équipées de générateurs asynchrones à double alimentation (GADA), sont intrinsèquement découplées de la fréquence du réseau via leurs interfaces à convertisseurs électroniques de puissance. Cette architecture, bien qu'elle permette un fonctionnement à vitesse variable optimisant la capture de l'énergie éolienne, les prive d'inertie naturelle et limite leur capacité à participer à la réponse primaire lors de déséquilibres production-consommation [80, 107]. Dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables variables, cette réduction de l'inertie système globale accroît les taux de variation de fréquence (RoCoF) et l'amplitude des écarts, menaçant la sécurité d'exploitation des réseaux [69, 79].

Néanmoins, le générateur asynchrone à double alimentation GADA, technologie dominante pour les éoliennes de moyenne et grande puissance, présente une architecture particulièrement adaptée à l'implémentation de stratégies de contrôle avancées [70, 93]. Grâce à la connexion directe de son stator au réseau et à la présence d'un convertisseur partiel au rotor (environ 30% de la puissance nominale), il peut être doté de fonctions de soutien actif à la stabilité, lui permettant d'émuler un comportement similaire à celui des générateurs synchrones [81, 105].

L'objectif principal de ce chapitre est de développer et de valider des stratégies de contrôle avancées permettant aux parcs éoliens à base de GADA de contribuer activement et efficacement à la régulation primaire de fréquence. Pour cela, nous proposons et analysons une approche de contrôle coordonné hybride, combinant de manière synergique l'inertie virtuelle et le statisme synthétique. Cette stratégie poursuit deux objectifs complémentaires :

1. Fournir une réponse inertielle immédiate en exploitant l'énergie cinétique stockée dans les masses tournantes de la turbine, afin de limiter le RoCoF initial lors d'un déséquilibre [107, 110].
2. Assurer un soutien de puissance proportionnel et soutenu aux écarts de fréquence (Δf) via une boucle de statisme synthétique, afin d'améliorer le nadir de fréquence et d'accélérer le retour à la valeur nominale [108, 112].

L'efficacité de cette approche est rigoureusement évaluée par des simulations numériques détaillées sous MATLAB/Simulink, sur un réseau de distribution test représentatif intégrant une éolienne GADA de 2,5 MW et une source hydroélectrique conventionnelle. Plusieurs scénarios de vent (constant et variable) et de perturbations (déconnexion réseau) sont étudiés pour démontrer la robustesse, l'adaptabilité et la contribution significative de la méthode proposée au renforcement de la stabilité des réseaux électriques à forte pénétration d'énergies renouvelables.

4.2. Énergie éolienne et stabilité des systèmes électriques

4.2.1. Énergie éolienne en quelques chiffres

L'année 2023 a marqué un tournant dans le déploiement des énergies renouvelables, avec un record de 510 GW de nouvelles capacités installées dans le monde, soit une augmentation de près de 50 % par rapport à 2022 [73], comme le montre la Figure 4.1. L'énergie éolienne a contribué significativement à cette croissance, avec 117 GW de nouvelles installations (106 GW terrestres et 10,8 GW offshore), confirmant son rôle central dans la transition énergétique [74]. Malgré cette dynamique positive, le rythme actuel reste insuffisant pour atteindre l'objectif mondial de triplement des capacités renouvelables à 11 000 GW d'ici 2030, établi lors de la COP28 [75]. La Figure 4.2 présente la carte mondiale des installations éoliennes en 2023.

En Algérie, le développement éolien s'inscrit dans une stratégie nationale ambitieuse visant à porter la part des énergies renouvelables à 37 % de la capacité installée totale d'ici 2030. Le pays prévoit notamment l'installation de 5 010 MW de puissance éolienne, avec une première phase (2015-2020) de 1 010 MW et une seconde phase (2021-2030) de 4 000 MW [77]. Cette expansion nécessitera le renforcement des interconnexions entre le Nord et les régions sahariennes riches en potentiel éolien, comme Adrar et Timimoun.

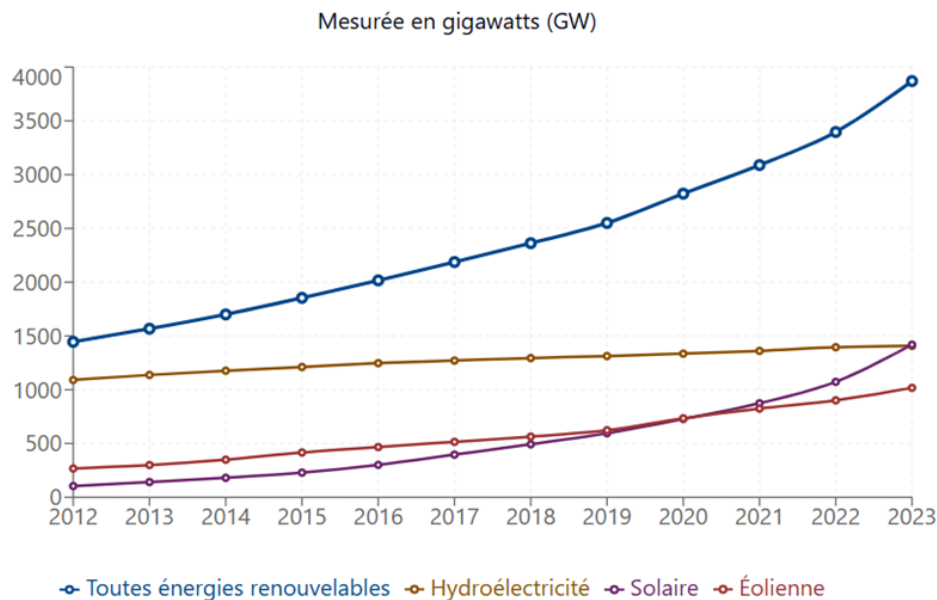


Figure 4.1. Capacité mondiale installée d'énergie renouvelable par technologie [76]

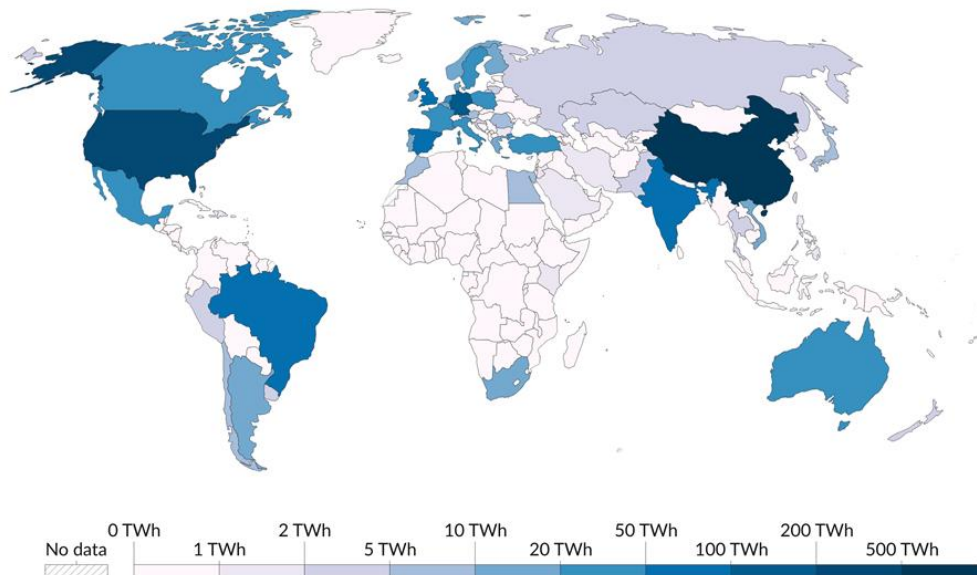


Figure 4.2. Génération d'électricité par l'énergie éolienne dans le monde, 2023 [78]

4.2.2. Impact de l'énergie éolienne sur la stabilité des réseaux électriques

L'intégration massive de l'énergie éolienne, essentielle à la décarbonation, modifie fondamentalement la dynamique des réseaux électriques. En tant que source intermittente et interfacée par des convertisseurs, elle pose des défis spécifiques pour l'ensemble des domaines de la stabilité [79].

4.2.2.1. Défi principal : réduction de l'inertie et stabilité de fréquence

Le défi le plus critique est la réduction de l'inertie globale du système. Les générateurs éoliens de type GADA, découplés du réseau par des convertisseurs, n'apportent pas d'inertie naturelle contrairement aux machines synchrones. Cette diminution entraîne des variations de fréquence plus rapides (RoCoF

élevé) et plus amples (nadir plus bas) lors des déséquilibres production-consommation, rendant le réseau plus vulnérable [80].

4.2.2.2. Conséquences sur les autres domaines de stabilité

L'intégration de l'énergie éolienne affecte également :

- **Stabilité de tension** : L'intermittence de production entraîne des fluctuations aux points de couplage, bien que les GADA puissent fournir un soutien réactif rapide via leurs convertisseurs.
- **Stabilité transitoire/angulaire** : Les variations soudaines de puissance peuvent exciter des modes oscillatoires et affecter la synchronisation des générateurs conventionnels.
- **Stabilité en petits signaux** : Les contrôleurs des convertisseurs introduisent de nouveaux modes d'oscillation et peuvent interagir de manière instable avec les modes existants du réseau [82].

4.2.2.3. Solutions émergentes et rôle central du contrôle actif des GADA

Pour contrer ces effets, la solution la plus prometteuse pour la stabilité de fréquence est l'inertie synthétique (ou virtuelle), où l'électronique de puissance émule la réponse inertielle des machines synchrones [83]. Couplée à une boucle de statisme synthétique, elle permet aux éoliennes de participer activement à la régulation primaire de fréquence.

Le GADA présente ici un avantage stratégique. Son architecture (connexion directe du stator au réseau, convertisseur partiel au rotor) et sa capacité de contrôle le rendent particulièrement adapté à l'implémentation de ces stratégies de contrôle hybride. En libérant de manière contrôlée l'énergie cinétique stockée dans ses masses tournantes, un GADA peut fournir une réponse de puissance rapide pour limiter le RoCoF et améliorer le nadir [81].

4.2.2.4. Synergie avec les réseaux hybrides AC/DC et le stockage

Les réseaux hybrides AC/DC offrent un cadre idéal pour cette intégration active. Les liaisons HVDC/VSC permettent de transporter l'énergie éolienne sur de longues distances et leur contrôle peut être coordonné avec celui des parcs éoliens pour un soutien global à la stabilité [85]. Enfin, le couplage avec des systèmes de stockage d'énergie (BESS) permet de lisser la production intermittente et de fournir des réserves de puissance supplémentaires, renforçant encore la résilience du système [84].

4.2.3. Systèmes de conversion d'énergie éolienne : synthèse

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne (SCEE) transforment l'énergie cinétique du vent en électricité via trois sous-systèmes coordonnés : aérodynamique, mécanique et électrique, comme l'illustre la Figure 4.3 [86].

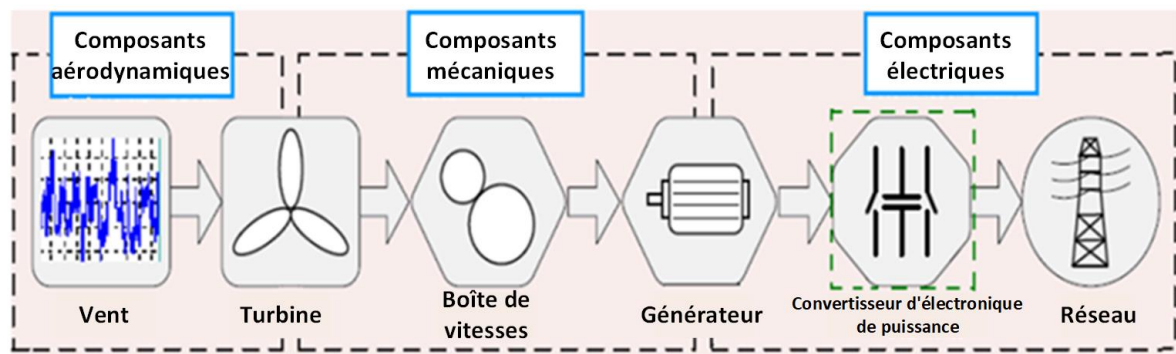


Figure 4.3. Architecture du système de conversion d'énergie éolienne raccordé au réseau

4.2.3.1. Types de turbines éoliennes

Les turbines se classent en deux catégories principales (Figure 4.4) [87] :

- **HAWT (axe horizontal)** : Dominantes sur le marché, à haute efficacité aérodynamique, adaptées aux grands parcs terrestres/offshore [88].
- **VAWT (axe vertical)** : Capturent le vent multidirectionnel, compacts, adaptés aux milieux urbains/turbulents, mais moins efficaces [89].

Les modèles à **vitesse variable**, désormais standard, améliorent l'efficacité de 10–15% en adaptant la vitesse de rotation aux conditions de vent.

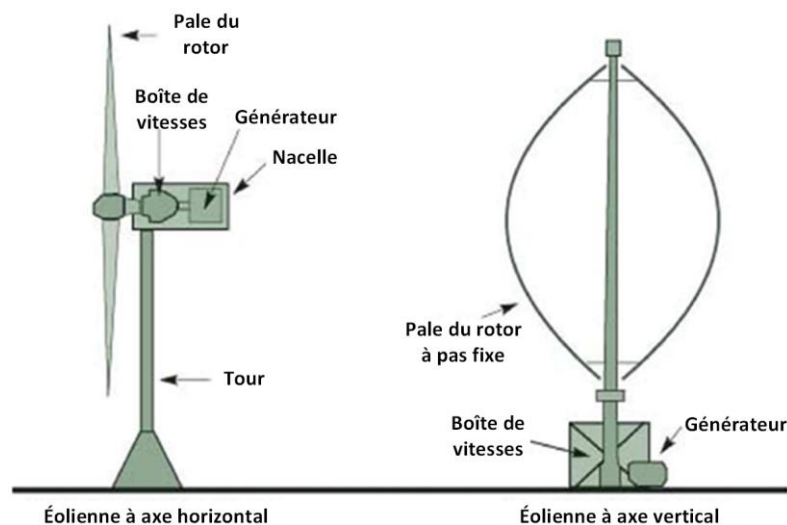


Figure 4.4. Schéma des deux principaux types d'éoliennes

4.2.3.2. Architecture d'une éolienne à axe horizontal

La Figure 4.5 présente les composants clés d'une HAWT [90] :

- **Système aérodynamique** : Pales, moyeu, contrôle de pas (*pitch control*)
- **Chaîne cinématique** : Arbre basse vitesse, multiplicateur, arbre haute vitesse
- **Système électrique** : Générateur, convertisseurs, transformateur (dans la nacelle)
- **Systèmes auxiliaires** : Orientation, freins, refroidissement

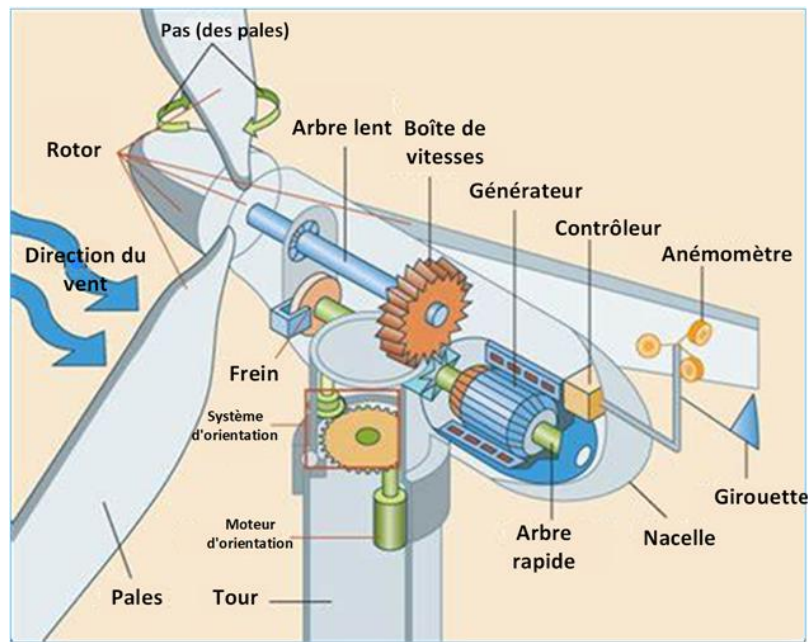


Figure 4.5. Architecture détaillée de l'éolienne à axe horizontal

4.2.3.3. Technologies de générateurs éoliens

Quatre architectures principales coexistent (Figures 4.6–4.9) [91], résumées dans le Tableau 4.1 :

Tableau 4.1. Comparaison des technologies de générateurs éoliens

Type Technologie	Vitesse	Connexion Réseau	Puissance Convertisseur	Avantages	Limites
1 SCIG (Cage)	Fixe	Directe	Aucune	Simplicité, robustesse	Pas de contrôle P/Q, compensation réactive
2 WRIG	Variable limitée	Directe	Partielle (rotor)	Meilleure adaptation	Pertes rotoriques, contrôle limiter
3 DFIG (GADA)	Variable large ($\pm 30\%$)	Stator direct / Rotor via convertisseur	Partielle ($\sim 30\% P_n$)	Contrôle P/Q indépendant, coût compétitif, bon FRT	Bagues collectrices, sensibilité SSCI
4 PMSG/SG	Variable	Convertisseur pleine puissance	Intégrale ($100\% P_n$)	Haut rendement, contrôle complet	Coût élevé, aimants rares (PMSG)

4.2.4. Le GADA : avantages, défis et nécessité de contrôle avancé

Le GADA (**Figure 4.8**) combine une connexion statorique directe au réseau avec un convertisseur partiel au rotor traitant uniquement la puissance de glissement [92]. Cette architecture permet :

- Un contrôle indépendant des puissances active et réactive
- Un fonctionnement à vitesse variable (70–130% de la vitesse synchrone)
- Des coûts réduits grâce au convertisseur partiel
- Une bonne tenue aux creux de tension (FRT)

Le GADA constitue la technologie dominante et optimale pour les éoliennes de moyenne et grande puissance (Type 3). Son succès repose sur un compromis performances-coût-contrôle particulièrement adapté à l'intégration dans les réseaux hybrides modernes, en faisant un élément clé pour le développement de l'éolien.

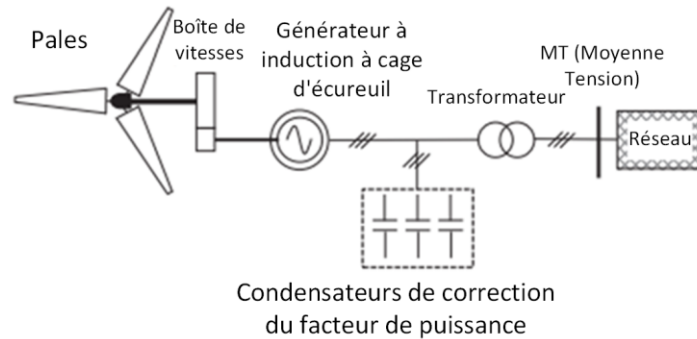


Figure 4.6. Éolienne à vitesse fixe de type 1

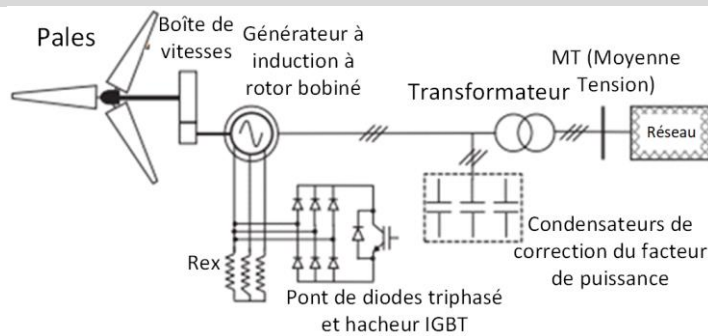


Figure 4.7. Éolienne à glissement variable avec générateur asynchrone de type 2

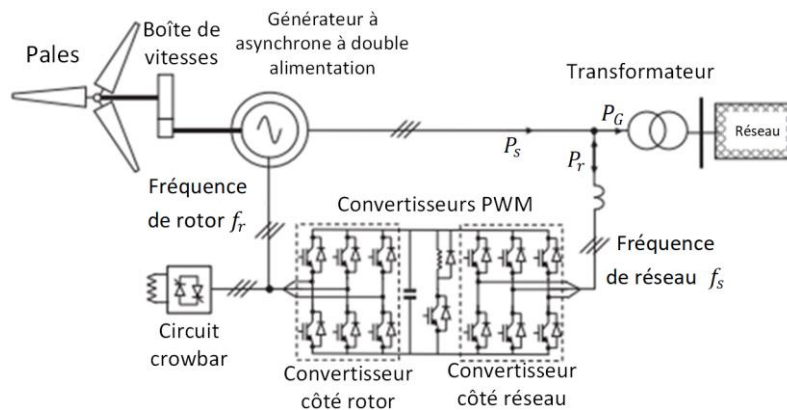


Figure 4.8. Éolienne à vitesse variable avec un GADA de type 3

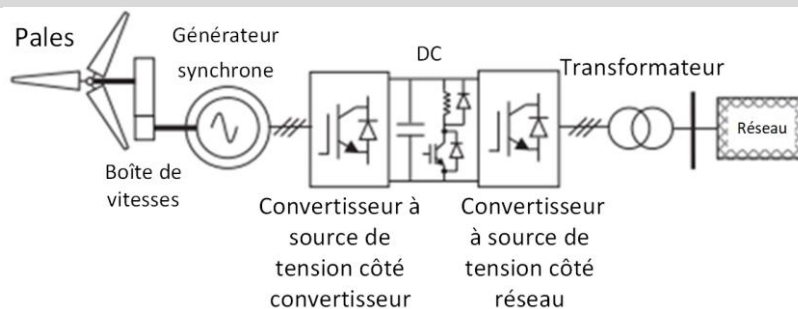


Figure 4.9. Éolienne à vitesse variable avec un générateur synchrone (SG) de type 4

4.2.4.1. Architecture et avantages opérationnels

L'architecture distinctive du GADA minimise l'empreinte des convertisseurs : le stator est connecté directement au réseau, tandis que le rotor est relié via un convertisseur partiel ($\approx 30\%$ de la puissance nominale). Cette configuration offre plusieurs avantages décisifs [93, 98] :

- Réduction des coûts et pertes de l'électronique de puissance
- Fonctionnement à vitesse variable optimisant la capture d'énergie
- Contrôle indépendant et rapide des puissances active et réactive
- Robustesse améliorée face aux creux de tension (capacité Fault Ride-Through)
- Réduction des contraintes mécaniques sur la chaîne de transmission

4.2.4.2. Défis d'intégration et de stabilité

L'intégration des parcs GADA, souvent situés dans des zones de réseau faible, soulève cependant des défis spécifiques :

- **Dynamique non linéaire et couplée** : système multivariable complexifiant la conception des contrôleurs
- **Sensibilité aux conditions réseau** : capacité limitée à fournir de la puissance réactive dans les réseaux à faible SCR
- **Absence d'inertie naturelle** : aggrave les problèmes de stabilité de fréquence [80]
- **Maintenance des bagues collectrices** : point spécifique d'usure

4.2.4.3. Nécessité de stratégies de contrôle avancées

Ces défis motivent le développement de stratégies de contrôle avancées pour transformer le GADA d'une source passive en un acteur actif de la stabilité du réseau. La littérature rapporte notamment [94-98] :

- Contrôleurs robustes ou adaptatifs pour les incertitudes et non-linéarités
- Techniques de commande vectorielle avancée pour améliorer les performances dynamiques
- Algorithmes de renforcement de la tenue aux défauts (FRT) et de la qualité de l'énergie

Ces développements préparent le terrain pour les stratégies de contrôle proposées dans ce chapitre, visant spécifiquement à doter le GADA de capacités de soutien inertiel et primaire à la stabilité de fréquence.

4.3. Modélisation et commande du GADA

Le développement de l'énergie éolienne a conduit à l'adoption massive des GADA, caractérisées par leur fonctionnement à vitesse variable et leur contrôle indépendant des puissances active et réactive.

L'utilisation d'un convertisseur partiel ($\approx 30\%$ de P_n) réduit significativement les coûts et améliore l'efficacité globale du système.

La modélisation du GADA s'appuie sur le référentiel synchrone d-q qui transforme les équations différentielles à coefficients variables en équations à coefficients constants, simplifiant l'analyse des dynamiques électriques et mécaniques [99]. Cette approche permet de représenter précisément les interactions entre la machine et les convertisseurs bidirectionnels du rotor, essentiels pour gérer les variations de vitesse dues au vent.

4.3.1. Principe de fonctionnement du GADA

Le GADA combine une connexion directe du stator au réseau avec une alimentation contrôlée du rotor via des convertisseurs bidirectionnels. Le stator, connecté en permanence au réseau, maintient une fréquence de sortie constante (50/60 Hz). La relation fondamentale gouvernant son fonctionnement est :

$$f_{\text{stator}} = (N_{\text{rotor}} \times n_p) / 60 \pm f_{\text{rotor}} \quad (4.1)$$

Où n_p est le nombre de paires de pôles.

Le rotor fonctionne à une vitesse légèrement différente de la vitesse synchrone, créant un glissement exploité via le convertisseur partiel qui ajuste la fréquence et l'amplitude des courants rotoriques. Cette régulation permet un contrôle indépendant du couple électromagnétique et des flux de puissance active/réactive, optimisant la capture d'énergie sur une large plage de vitesses tout en offrant un soutien dynamique au réseau [103, 104].

4.3.2. Architecture et composants

Le système GADA, illustré par la Figure 4.10, intègre plusieurs composants interdépendants [105] :

- **Stator** : Connecté directement au réseau, génère le champ magnétique principal
- **Rotor à vitesse variable** : Alimenté par des convertisseurs bidirectionnels (AC/DC/AC)
- **Convertisseur côté rotor (RSC)** : Régule le courant rotorique, ajuste le glissement
- **Convertisseur côté réseau (GSC)** : Maintient la tension continue du bus DC
- **Systèmes auxiliaires** : Condensateur de liaison DC, contrôle de pas (*pitch*), transformateur, protection

L'architecture de contrôle s'organise en deux niveaux :

1. **Contrôle de haut niveau** : Optimisation mécanique pour maximiser la capture d'énergie
2. **Contrôle de bas niveau** : Gestion du couple électromagnétique et de la puissance réactive

Le système intègre des techniques avancées (commande vectorielle, inertie virtuelle, statisme) pour émuler le comportement des générateurs synchrones, améliorant la robustesse et optimisant la réponse dynamique [106].

4.3.3. Stratégies de contrôle avancées

Pour atteindre les objectifs de maximisation de la capture d'énergie, maintien de la stabilité face aux perturbations, optimisation du rendement et protection du système, diverses méthodes de régulation ont été développées [100, 101] :

- **Commande vectorielle** (standard industriel)
- **Approches robustes** (H_∞ , backstepping)
- **Stratégies de support réseau** (statisme, inertie virtuelle)
- **Méthodes adaptatives** et basées sur l'intelligence artificielle

Ces techniques améliorent la stabilité transitoire et dynamique du GADA, renforçant son intégration dans les réseaux souvent fragiles ou soumis à des fluctuations de tension. La compréhension approfondie de cette modélisation et de ces stratégies est indispensable pour concevoir des systèmes robustes et performants, capables de répondre aux exigences des réseaux modernes.

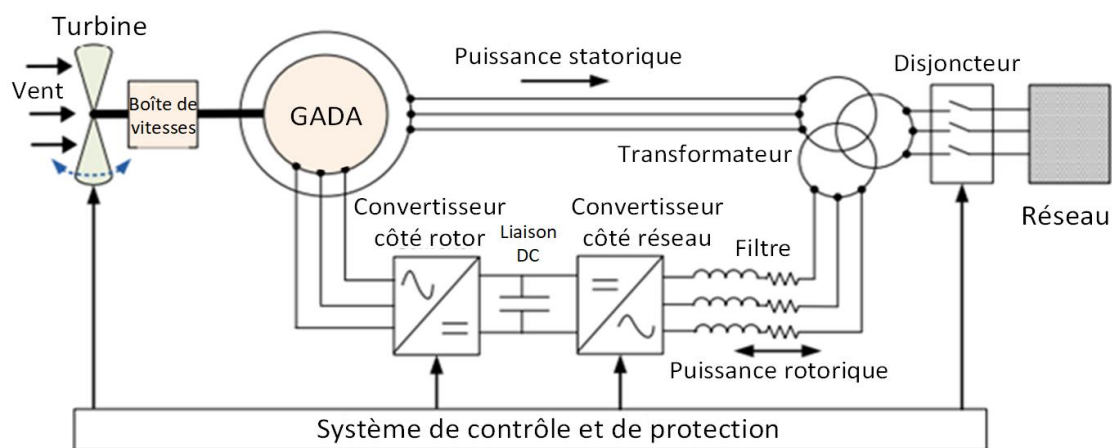


Figure 4.10. Composants de GADA basé sur SCEE

4.3.4. Modèle aérodynamique de la turbine éolienne

L'aérodynamique des turbines éoliennes joue un rôle fondamental dans l'efficacité de la conversion de l'énergie du vent en électricité. L'interaction entre le vent et les pales de la turbine détermine la puissance extraite, et son efficacité dépend de plusieurs paramètres, notamment la vitesse du vent, le rapport de vitesse spécifique (Tip-Speed Ratio), et le coefficient de puissance.

4.3.4.1. Modélisation du vent et conversion d'énergie éolienne

Le vent est la source d'énergie primaire d'une éolienne. Sa modélisation mathématique peut faire appel à une décomposition en série de Fourier, représentant le vent comme un signal résultant de la superposition d'une composante continue et d'harmoniques :

$$u(t) = U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \sin(\omega_k t + \varphi_k) \quad (4.2)$$

Où :

$u(t)$ est la vitesse instantanée du vent (en m/s),

U_0 est la valeur moyenne (composante continue),

U_k est l'amplitude de l'harmonique d'ordre k ,

ω_k est sa pulsation (en rad/s),

φ_k est sa phase (ajout recommandé pour une modélisation complète),

n est le nombre total d'harmoniques considérées.

L'énergie éolienne est extraite de l'énergie cinétique du vent. La puissance théorique maximale du vent traversant une surface A est donnée par :

$$P_{vent}(t) = \frac{1}{2} \rho A u^3(t) \quad (4.3)$$

Où ρ est la masse volumique de l'air (en kg/m^3). Dans les conditions standards au niveau de la mer (15°C , 1013 hPa), $\rho \approx 1,225 \text{ kg/m}^3$, A la surface balayée par les pales ($A = \pi R_t^2$), où R_t est le rayon des pales (m).

4.3.4.2. Rapport de vitesse spécifique

Le rapport de vitesse spécifique, communément appelé par son terme anglais Tip-Speed Ratio (TSR) et noté λ , est un paramètre qui caractérise le régime de fonctionnement d'une éolienne. Il définit la relation entre la vitesse tangentielle en bout de pale et la vitesse du vent incident. Il est défini par :

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{u} \quad (4.4)$$

Où Ω_t est la vitesse angulaire du rotor (rad/s). Le TSR optimal varie selon le type d'éolienne et la conception des pales. Les éoliennes à axe horizontal fonctionnent généralement avec un TSR compris entre 5 et 10, ce qui permet d'optimiser l'extraction d'énergie en minimisant les pertes aérodynamiques.

4.3.4.3. Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance, noté C_p , est le paramètre fondamental qui quantifie l'efficacité aérodynamique d'une éolienne. Il représente la fraction de l'énergie cinétique du vent qu'elle est capable de convertir en puissance mécanique sur son arbre. Il est défini par le rapport suivant :

$$P_{éol} = C_p \cdot P_{vent} = C_p \cdot \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (4.5)$$

Où $P_{éol}$ est la puissance réellement extraite par l'éolienne. Le coefficient C_p dépend principalement de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage des pales β . Une expression approchée du coefficient de puissance est donnée par :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(C_2 \cdot \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \cdot \beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-C_7 \cdot \frac{1}{\lambda_i}} \quad (4.6)$$

Avec :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (4.7)$$

Les valeurs typiques des coefficients sont ($C_1 = 0.5$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0.4$, $C_4 = 0$, $C_5 = 0$, $C_6 = 5$, et $C_7 = 21$). La limite de Betz établit un coefficient de puissance maximal qu'une éolienne peut atteindre, fixé à 59,3% ($C_p \approx 0.593$). En pratique, les éoliennes modernes atteignent des valeurs de C_p comprises entre 0,4 et 0,5 en raison des diverses pertes aérodynamiques et mécaniques.

La relation entre le coefficient de puissance C_p , le rapport de vitesse TSR et l'angle de calage β est non linéaire, comme illustré par la Figure 4.11 ci-dessous :

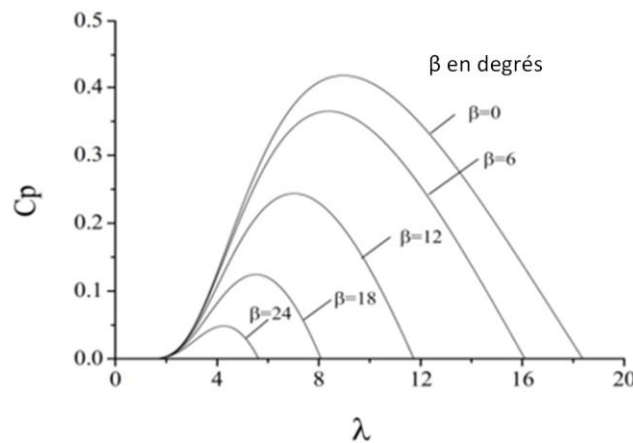


Figure 4.11. Courbe du coefficient de puissance (C_p) en fonction du TSR (λ) pour différentes valeurs de l'angle de calage (β)

Pour chaque valeur de l'angle de calage, il existe une valeur optimale du TSR qui maximise le coefficient de puissance. Le contrôle de ces paramètres permet d'optimiser l'extraction d'énergie du vent selon les conditions de fonctionnement.

4.3.4.4. Modélisation mécanique de la turbine

La modélisation mécanique de la turbine éolienne considère trois pales orientables identiques de rayon R_t fixées sur un arbre d'entraînement tournant à la vitesse angulaire Ω_t . En supposant une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales, les forces de poussée sont considérées égales. Grâce à la conception aérodynamique optimisée des pales, leur coefficient de frottement aérodynamique est négligeable. De plus, la vitesse de rotation relativement faible de la turbine rend les pertes par frottement mécanique insignifiantes comparées aux pertes côté génératrice.

Le couple mécanique capté par la turbine C_t peut être déterminé à partir de la puissance extraite et de la vitesse de rotation :

$$C_t = \frac{P_{éol}}{\Omega_t} = \frac{C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{1}{2} \rho \pi R_t^2 V^3}{\Omega_t} \quad (4.8)$$

Ce qui peut être réécrit en fonction du coefficient de couple C_p :

$$C_t = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 \cdot \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \cdot V^2 \quad (4.9)$$

L'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre du générateur est donnée par :

$$J \frac{d\Omega_t}{dt} = C_t - C_{em} - f \cdot \Omega_t \quad (4.10)$$

Avec f est le coefficient de frottement total, et C_{em} est le couple électromagnétique développé par la génératrice et J est l'inertie totale du système donnée par :

$$J = J_m + J_t \quad \text{et} \quad f = f_m + f_t \quad (4.11)$$

Avec J_m est l'inertie de la machine, f_m est le coefficient de frottement de la machine, J_t est l'inertie de la turbine, f_t est le frottement des pales. Une conception aérodynamique optimisée permet d'améliorer la capture d'énergie et de réduire les pertes mécaniques, contribuant ainsi à une meilleure efficacité globale du système éolien.

4.3.5. Système d'entraînement mécanique

Le système d'entraînement mécanique transmet l'énergie des pales au générateur. Pour les éoliennes de 2–3 MW, un multiplicateur de vitesse (rapport 70–100) convertit la faible vitesse de la turbine en vitesse adaptée au générateur. Le choix du rapport dépend de la distribution des vents, des dimensions du convertisseur et du poids du multiplicateur.

Pour l'analyse de stabilité transitoire, trois modèles principaux existent :

- **Modèle 6 masses** : Très précis (pales, moyeu, boîte, générateur) mais lourd en calcul

- **Modèle 1 masse** : Simplifié mais néglige la flexibilité de l'arbre
- **Modèle 2 masses** : Compromis optimal précision/efficacité

Le modèle à deux masses, illustré par la Figure 4.12, distingue :

1. **Inertie turbine** : Pales, arbre basse vitesse, partie multiplicatrice
2. **Inertie génératrice** : Rotor, arbre haute vitesse, reste multiplicateur

Ces deux masses sont reliées par un arbre caractérisé par des coefficients spécifiques de rigidité K_{tg} et d'amortissement D_{tg} . La Figure 4.12 illustre ce modèle à deux masses appliquées à une éolienne équipée d'une génératrice à double alimentation.

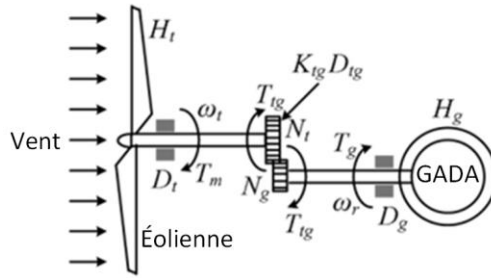


Figure 4.12. Modèle à deux masses du système d'entraînement d'une éolienne à GADA

La dynamique de ce système est décrite par les équations électromécaniques suivantes :

$$\begin{cases} 2H_t \frac{d\Omega_t}{dt} = C_t - D_t \Omega_t - D_{tg}(\Omega_t - \Omega_r) - C_{tg} \\ 2H_g \frac{d\Omega_r}{dt} = C_{tg} - D_{tg}(\Omega_t - \Omega_r) - D_g \Omega_r - C_{em} \\ \frac{d}{dt} C_{tg} = K_{tg}(\Omega_t - \Omega_r) \end{cases} \quad (4.12)$$

Où H_t et H_g sont les constantes d'inertie de la turbine et du générateur (s), Ω_t et Ω_r les vitesses de rotation respectives (rad/s), C_t le couple mécanique appliqué à la turbine (p.u), C_{em} le couple électromagnétique du générateur (p.u), C_{tg} le couple interne du modèle (p.u), D_t et D_g les coefficients d'amortissement de la turbine et du générateur (p.u couple/(rad/s)), D_{tg} le coefficient d'amortissement de l'arbre entre les deux masses (p.u couple/(rad/s)), et K_{tg} la rigidité de l'arbre (p.u couple/rad). Dans ce modèle, le couple de la turbine est transmis via le multiplicateur avec un rapport de transmission N_g , où l'arbre basse vitesse subit un couple N_g fois plus grande que celui de l'arbre haute vitesse qui tourne N_g fois plus rapidement.

4.3.6. Maximisation de la puissance (Stratégie MPPT)

4.3.6.1. Principe fondamental du MPPT

La stratégie MPPT constitue un élément essentiel de l'optimisation des systèmes éoliens à vitesse variable. Son objectif principal est d'extraire en permanence la puissance maximale disponible dans le vent, indépendamment des variations de sa vitesse. Cette approche repose sur le maintien du coefficient de puissance (C_p) à sa valeur maximale ($C_{p\max}$), ce qui nécessite de maintenir le rapport de vitesse spécifique (λ) à sa valeur optimale (λ_{opt}).

La puissance mécanique de l'éolienne, extraite du vent, est exprimée par l'équation (3.5). Pour maximiser la puissance extraite, le système doit fonctionner au point où $C_p = C_{p\max}$, ce qui se produit lorsque $\lambda = \lambda_{opt}$ (généralement $\lambda_{opt} \simeq 7 - 8$ pour les turbines à trois pales) et $\beta = 0^\circ$ en conditions de vent normal. Le schéma bloc présenté dans la figure ci-dessous illustre l'implémentation complète du système de contrôle MPPT pour une éolienne à vitesse variable. Ce diagramme permet de visualiser l'ensemble des composants et interactions qui régissent la stratégie de maximisation de puissance.

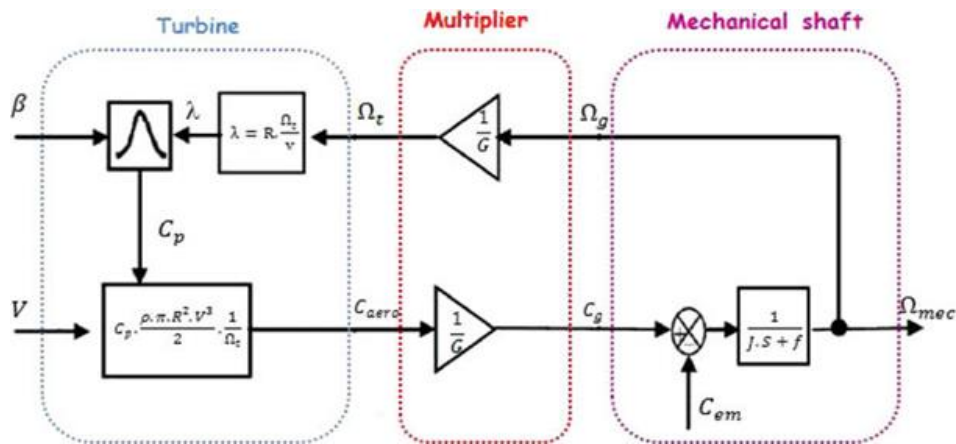


Figure 4.13. Schéma bloc de la stratégie MPPT

4.3.6.2. Implémentation du MPPT par asservissement de vitesse

Pour maintenir le fonctionnement au point de puissance maximale, un asservissement de la vitesse du rotor est mis en œuvre. Cette régulation vise à ajuster la vitesse de rotation de la turbine en fonction des variations de la vitesse du vent afin de maintenir $\lambda = \lambda_{opt}$. Le schéma de principe de cette approche peut être représenté comme suit :

- Mesure ou estimation de la vitesse du vent u
- Calcul de la vitesse de référence de la turbine : $\Omega_{t\text{ref}} = \frac{\lambda_{opt} u}{R}$
- Régulation de la vitesse du rotor via le couple électromagnétique

La vitesse mécanique de référence du générateur est liée à celle de la turbine par le rapport de multiplication :

$$\Omega_{m ref} = N_g \Omega_{t ref} = N_g(\lambda_{opt} u)/R \quad (4.13)$$

Où G représente le rapport de multiplication du multiplicateur de vitesse.

4.3.6.3. Contrôle du couple électromagnétique

Le contrôle MPPT s'effectue principalement en agissant sur le couple électromagnétique du générateur. En effet, en supposant que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence, nous avons :

$$C_{em} = C_{em ref} \quad (4.14)$$

La référence du couple électromagnétique est obtenue à partir d'un régulateur de vitesse de type PI (Proportionnel-Intégral) :

$$C_{em} = C_{em ref} = PI(\Omega_{m ref} - \Omega_m) \quad (4.15)$$

Pour un système optimisé, on peut démontrer que le couple électromagnétique optimal est proportionnel au carré de la vitesse de rotation :

$$C_{em opt} = K_{opt} \times \Omega_m^2 \quad (4.16)$$

Avec :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 (C_{p max} / \lambda_{opt}^3) \times (1/N_g^3) \quad (4.17)$$

Cette relation permet d'implémenter une stratégie de contrôle simplifiée sans nécessiter la mesure directe de la vitesse du vent.

4.3.6.4. Synthèse du régulateur de vitesse

L'équation mécanique du système est présentée à l'équation (3.10). En utilisant un régulateur PI, la fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$H(s) = (K_p \cdot s + K_i) / (J \cdot s^2 + (f + K_p) \cdot s + K_i) \quad (4.18)$$

Par identification avec la fonction de transfert d'un système du second ordre :

$$H_d(s) = \omega_n^2 / (s^2 + 2\zeta\omega_n \cdot s + \omega_n^2) \quad (4.19)$$

On obtient les paramètres du régulateur :

$$K_p = 2\zeta\omega_n J - f \quad K_i = J\omega_n^2 \quad (4.20)$$

Où ζ est le coefficient d'amortissement et ω_n la pulsation propre des oscillations non amorties.

4.3.6.5. Avantages et limites de la stratégie MPPT

La stratégie MPPT présente plusieurs avantages majeurs, notamment l'optimisation de la production énergétique dans les conditions de vent faible à moyen, l'adaptation dynamique aux variations de la vitesse du vent, ainsi que la réduction des contraintes mécaniques sur les composants du système. Cependant, cette approche comporte également certaines limitations significatives : elle nécessite, pour certaines implémentations, une mesure ou une estimation précise de la vitesse du vent, présente une sensibilité aux incertitudes paramétriques du modèle, et peut démontrer des performances sous-optimales lors de variations rapides de la vitesse du vent, compromettant ainsi son efficacité dans des conditions météorologiques instables.

4.3.7. Modélisation de la GADA

La GADA, élément central des systèmes éoliens modernes, se distingue par un stator directement connecté au réseau et un rotor alimenté par des convertisseurs bidirectionnels, permettant une flexibilité opérationnelle sur une plage de $\pm 30\%$ autour de la vitesse synchrone. Sa modélisation repose sur des hypothèses standard : enroulements triphasés équilibrés, distribution sinusoïdale du flux et absence de saturation magnétique.

4.3.7.1. Modélisation dans le référentiel abc

Le modèle en référentiel abc considère la GADA comme composée de trois enroulements statiques placés sur le stator et de trois enroulements rotatifs sur le rotor. Les équations électriques fondamentales s'expriment par :

$$\begin{cases} V_{sabc} = R_s i_{sabc} + \frac{d\psi_{sabc}}{dt} \\ V_{rabc} = R_r i_{rabc} + \frac{d\psi_{rabc}}{dt} \end{cases} \quad (4.21)$$

Où

V_{sabc} et V_{rabc} sont respectivement les tensions statorique et rotorique, R_s et R_r sont respectivement les résistances du stator et du rotor, i_{sabc} et i_{rabc} sont respectivement les courants statorique et rotorique, et ψ_{sabc} et ψ_{rabc} représentent respectivement les couplages de flux statorique et rotorique de vitesse.

Les relations magnétiques reliant les flux aux courants sont données par :

$$\begin{cases} \psi_{sabc} = L_s i_{sabc} + L_m i_{rabc} \\ \psi_{rabc} = L_r i_{rabc} + L_m i_{sabc} \end{cases} \quad (4.22)$$

Où L_s , L_r et L_m représentent les inductances propres des enroulements statoriques et rotoriques, ainsi que la magnétisation entre stator et rotor. Ce modèle, bien que complet, présente une complexité

analytique due à la dépendance temporelle des coefficients d'inductance mutuelle, qui varient avec la position angulaire du rotor.

4.3.7.2. Modélisation dans le repère $d-q$

a. Principe de la transformation $d-q$

La transformation de Park constitue une avancée majeure pour l'analyse et la commande des machines électriques. Elle permet de convertir les grandeurs triphasées variables dans le temps en grandeurs quasi-constantes dans un référentiel tournant synchronisé avec le champ magnétique statorique.

Cette modélisation offre plusieurs avantages décisifs :

1. **Transformation AC/DC** : Conversion des grandeurs alternatives en grandeurs continues en régime permanent
2. **Découplage naturel** : Séparation des composantes liées aux puissances active (axe d) et réactive (axe q)
3. **Simplification mathématique** : Équations différentielles à coefficients constants, éliminant les termes périodiques complexes
4. **Facilitation du contrôle** : Conception de régulateurs opérant sur des grandeurs stabilisées plutôt que sur des signaux oscillants

Ces caractéristiques optimisent les performances dynamiques du système et facilitent l'implémentation des stratégies de commande avancées.

Le repère $d-q$ est défini par deux axes :

- L'axe direct (d) aligné avec le flux magnétique du stator
- L'axe en quadrature (q) perpendiculaire à l'axe d

La transformation s'exprime mathématiquement par :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

b. Le choix du référentiel

L'analyse des machines asynchrones, notamment de la génératrice asynchrone à double alimentation, nécessite des transformations mathématiques pour en simplifier la modélisation. La transformation de PARK, qui projette les grandeurs triphasées sur un repère biphasé ($d-q$), est particulièrement utile pour

cette analyse. Selon l'objectif de l'application (analyse transitoire, diagnostic de défauts, ou synthèse de commandes), trois référentiels principaux se présentent :

- Référentiel ($d-q$) fixé au stator : Dans ce cas, les axes d et q sont alignés respectivement avec le flux statorique et sa composante quadrature, tandis que l'orientation statorique est considérée fixe ($\theta_s = 0$, $\omega_s = 0$ et par conséquent $\omega_s - \omega_r = -\omega_r$). Ce référentiel est particulièrement adapté pour l'analyse des états transitoires avec de fortes variations de vitesse ou pour étudier les grandeurs du rotor indépendamment de la fréquence d'alimentation. Il est optimal pour observer les courants de phase statoriques avec un minimum de calculs.
- Référentiel ($d-q$) fixé au rotor : Ici, les axes d et q sont fixés par rapport au rotor, ce qui implique que l'angle rotorique est constant ($\theta_r = 0$, $\omega_s = \omega_r$ et par conséquent $\omega_s - \omega_r = 0$). Ce cadre est utile pour l'analyse des défauts du rotor, tels que la cassure de barres ou les déséquilibres des enroulements, car il permet d'examiner directement les variations dues aux anomalies internes de la machine. Il est avantageux d'observer les courants de phase rotoriques.
- Référentiel ($d-q$) fixé au champ tournant : Ce référentiel est principalement employé pour la synthèse et la mise en œuvre des stratégies de commande. Dans ce cadre, les grandeurs modélisées sont constantes en régime permanent puisque la fréquence du champ tournant $\omega = \omega_s$ (pulsation statorique) $\omega - \omega_r = \omega_s - \omega_r = \omega_g$ (pulsation de glissement) est identique à celle du réseau, ce qui facilite la conception des régulateurs.

Pour la présente étude, nous adopterons le référentiel du champ tournant, car il est idéal pour synthétiser les diverses stratégies de commande. Ce choix permet d'obtenir des grandeurs constantes en régime permanent, facilitant ainsi l'implémentation et l'optimisation des contrôleurs.

c. Équations dans le repère $d-q$

En appliquant cette transformation aux équations électriques, on obtient :

$$\begin{aligned}
 V_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \\
 V_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} \\
 V_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{rq} \\
 V_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \psi_{rd}
 \end{aligned} \tag{4.24}$$

Où $V_{s\,d,q}$, $i_{s\,d,q}$, $\psi_{s\,d,q}$ sont respectivement la tension, le courant et le couplage de flux statorique dans le repère $d-q$, et $V_{r\,d,q}$, $i_{r\,d,q}$, $\psi_{r\,d,q}$ sont respectivement la tension, le courant et le couplage de flux rotorique dans le repère $d-q$. ω_s est la vitesse de rotation du repère synchrone, et ω_r est la vitesse de rotation du rotor.

Les flux magnétiques s'expriment alors par :

$$\begin{aligned}\psi_{sd} &= L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \psi_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \\ \psi_{rd} &= L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \psi_{rq} &= L_r i_{rq} + L_m i_{sq}\end{aligned}\quad (4.25)$$

Où les inductances du stator L_s et du rotor L_r sont respectivement définies par :

$$L_s = L_{ls} + L_m \text{ et } L_r = L_{lr} + L_m \quad (4.26)$$

Dans lesquelles : L_m est l'inductance mutuelle, L_{ls} est l'inductance de fuite du stator, L_{lr} est l'inductance de fuite du rotor.

Les équations de la puissance active et réactive sont :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} (V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq}) \\ Q_s = \frac{3}{2} (V_{sq} i_{sd} - V_{sd} i_{sq}) \end{cases} \quad (4.27)$$

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2} (V_{rd} i_{rd} + V_{rq} i_{rq}) \\ Q_r = \frac{3}{2} (V_{rq} i_{rd} - V_{rd} i_{rq}) \end{cases} \quad (4.28)$$

Dans les équations précédentes, le rendement du convertisseur doit être pris en compte pour déterminer la puissance active réellement injectée par le GADA dans le réseau électrique.

4.3.7.3. Conception de la boucle à verrouillage de phase pour systèmes GADA

La conception améliorée de la boucle à verrouillage de phase pour les systèmes de générateur à induction à double alimentation exploite la méthode de l'arc tangente pour l'extraction directe de l'angle de phase. Cette approche transforme d'abord les tensions triphasées du réseau en composantes stationnaires α - β en utilisant la transformation de Clarke :

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

L'angle de phase est ensuite directement calculé en utilisant la fonction arc tangente :

$$\theta = \arctan\left(\frac{V_\beta}{V_\alpha}\right) \quad (4.30)$$

Cette PLL basée sur l'arc tangente offre plusieurs avantages, notamment un calcul direct de l'angle de phase sans nécessiter de convergence à partir d'une estimation initiale, une indépendance d'amplitude inhérente lorsque la normalisation est utilisée, et une complexité de calcul réduite par rapport aux implémentations SRF-PLL. La conception est particulièrement efficace lors des perturbations du réseau et permet une récupération rapide de la synchronisation après des événements

transitoires, ce qui la rend idéale pour les applications éoliennes où les conditions du réseau peuvent être difficiles.

4.3.8. Système de conversion et contrôle

Les convertisseurs de puissance jouent un rôle essentiel dans les éoliennes à GADA, car ils permettent au générateur de fonctionner à des vitesses variables. Étant donné que le convertisseur peut alimenter le circuit rotorique avec un courant à fréquence variable pour compenser la différence entre la fréquence mécanique et la fréquence électrique, le GADA est capable de fonctionner sur une large plage de vitesses. Leur performance, que ce soit en fonctionnement normal ou en cas de défaut, est déterminée par le convertisseur de puissance et ses contrôleurs.

Le système de conversion de puissance se compose de deux convertisseurs dos à dos séparés par un bus continu :

- Le convertisseur côté rotor (RSC)
- Le convertisseur côté réseau (GSC)

Les convertisseurs côté rotor et côté réseau sont séparés par un bus DC, ce qui permet un contrôle indépendant de chacun, comme illustré à la Figure 4.10.

4.3.8.1. Commande du convertisseur côté rotor

Le RSC peut être modélisé comme un convertisseur de tension commandé en courant. La méthode la plus courante pour contrôler le courant du rotor consiste à utiliser la modulation PWM [51, 112]. Le contrôle de la puissance active P_s et de la puissance réactive Q_s du stator du GADA est réalisé en contrôlant le courant du rotor i_{rabc} dans le repère orienté selon le flux statorique [76].

Les courants du rotor i_{rabc} sont transformés en composantes de courant d - q i_{rd} et i_{rq} dans ce même repère orienté. Dans le repère orienté selon le flux statorique, le flux statorique ψ_s est aligné avec l'axe d . Par conséquent, les composantes du flux statorique dans le repère d - q sont $\psi_{sd} = \psi_s$ et $\psi_{sq} = 0$ [106].

L'équation (4.25) peut alors être réécrite comme suit :

$$\begin{cases} i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i_{rq} \\ i_{sd} = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \end{cases} \quad (4.31)$$

Où : $\psi_s = \frac{V_s}{\omega_s}$.

Dans ce cas, les équations (4.27) et (4.28) peuvent être réécrites comme suit :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2}(V_{sd}i_{sd} + V_{sq}i_{sq}) = -\frac{3}{2}V_s \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \\ Q_s = \frac{3}{2}(V_{sq}i_{sd} - V_{sd}i_{sq}) = \frac{3}{2}\left(\frac{V_s^2}{\omega_s L_s} - V_s \frac{L_m}{L_s} I_{rd}\right) \end{cases} \quad (4.32)$$

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2}V_{sd}i_{sd} \\ Q_s = -\frac{3}{2}V_{sd}i_{sq} \end{cases} \quad (4.33)$$

En substituant les équations (4.25) et (4.31) dans les équations (4.24), on obtient :

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - g\omega_s \sigma L_r i_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + g\omega_s \sigma L_r i_{rd} + g \frac{V_s L_m}{L_s} \\ V_{sd} = R_s i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_s L_s i_{sq} + V_{pc_d} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_s L_s i_{sd} \end{cases} \quad (4.34)$$

Avec : $g = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$, $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$, et g correspond au glissement du générateur asynchrone et σ est un constant.

Les équations (4.32) et (3.43) montrent que la puissance active et réactive du stator (P_s et Q_s) peut être contrôlées indépendamment à l'aide des courants du rotor dans les axes d - q , i_{rd} et i_{rq} , respectivement. Les valeurs de référence des courants du rotor i_{rd} et i_{rq} peuvent être déterminées directement à partir de (P_s et Q_s) via des boucles de contrôle externes de la puissance. En réécrivant les équations (4.34) :

$$\begin{cases} \underbrace{V_{rd}^*}_{feedback} = u_{rd} - \underbrace{g\omega_s \sigma L_r i_{rq}}_{feedforward} \\ \underbrace{V_{rq}^*}_{feedback} = u_{rq} + \underbrace{g\omega_s \sigma L_r i_{rd} + g \frac{V_s L_m}{L_s}}_{feedforward} \end{cases} \quad (4.35)$$

Où :

$$\begin{cases} u_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} \\ u_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (4.36)$$

Les courants du rotor i_{rd} et i_{rq} des équations (3.36), en fonction de u_{rd} et u_{rq} , peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_{rd} = -\frac{R_r i_{rd}}{\sigma L_r} + \frac{1}{\sigma L_r} u_{rd} \\ \frac{d}{dt} i_{rq} = -\frac{R_r i_{rq}}{\sigma L_r} + \frac{1}{\sigma L_r} u_{rq} \end{cases} \quad (4.37)$$

Les équations (4.37) indiquent que i_{rd} et i_{rq} répondent respectivement à u_{rd} et u_{rq} . Par conséquent, un régulateur proportionnel-intégral (PI) peut être conçu comme suit :

$$\begin{cases} u_{rd} = (k_{p-r} + \frac{k_{i-r}}{s})(i_{rd}^* - i_{rd}) \\ u_{rq} = (k_{p-r} + \frac{k_{i-r}}{s})(i_{rq}^* - i_{rq}) \end{cases} \quad (4.38)$$

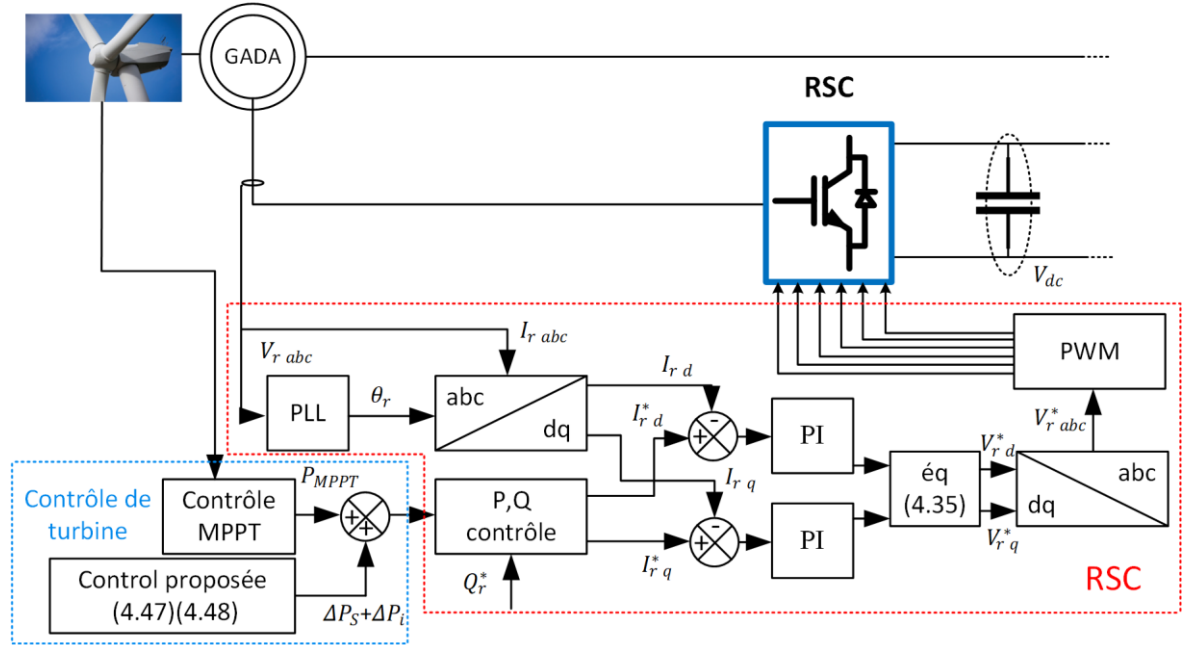


Figure 4.14 Schéma global de contrôle vectoriel du RSC

La Figure 4.14 présente le schéma global de contrôle vectoriel du RSC. Les signaux de référence i_{rd}^* et i_{rq}^* dans les boucles de contrôle externes sont générés en contrôlant respectivement la puissance réactive et active du stator. Ensuite, les signaux d'erreur sont générés en soustrayant les signaux de courant i_{rd} et i_{rq} des signaux de référence i_{rd}^* et i_{rq}^* , respectivement. Les signaux d'erreur générés sont transformés en deux signaux de tension u_{rd} et u_{rq} par les boucles de contrôle internes en utilisant deux régulateurs PI. Enfin, la sortie des boucles de courant internes u_{rd} et u_{rq} est compensée par les termes de couplage croisé correspondants, pour former les signaux de référence des tensions $d-q$ V_{rd}^* et V_{rq}^* , respectivement. Ces signaux sont ensuite connectés à la modulation de largeur d'impulsion (PWM) afin de générer les signaux de commande de la porte IGBT [76, 106].

4.3.8.2. Commande du convertisseur côté réseau

Le GSC peut également être modélisé comme un convertisseur de source de tension contrôlé par courant. L'objectif principal du GSC est de contrôler la tension du bus DC afin de la maintenir dans une plage définie. Cependant, il régule également la puissance réactive que le GSC échange avec le réseau afin de le soutenir en cas de panne [111]. Les valeurs de référence des courants du réseau i_{sd}

et i_{sq} peuvent être déterminées directement à partir de $(P_s$ et $Q_s)$ via des boucles de contrôle externes de puissance. En suivant la même procédure que pour le RSC, les équations $d-q$ du GSC peuvent être obtenues par les boucles de rétroaction suivantes et un contrôleur PI, en réécrivant les équations (4.34):

$$\begin{cases} \underbrace{v_{sd}^*}_{feedback} = u_{sd} - \underbrace{\omega_s L_s i_{sq}}_{feedforward} + V_{pcc_d} \\ \underbrace{v_{sq}^*}_{feedback} = u_{sq} + \underbrace{\omega_s L_s i_{sd}}_{feedforward} \end{cases} \quad (4.39)$$

Où :

$$\begin{cases} u_{sd} = R_s i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} \\ u_{sq} = R_s i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (4.40)$$

Les courants i_{sd} et i_{sq} des équations (4.39) et (4.40), en fonction de u_{sd} et u_{sq} , peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_{sd} = -\frac{R_s i_{sd}}{L_s} + \frac{1}{L_s} u_{sd} \\ \frac{d}{dt} i_{sq} = -\frac{R_s i_{sq}}{L_s} + \frac{1}{L_s} u_{sq} \end{cases} \quad (4.41)$$

Les équations (4.41) indiquent que i_{sd} et i_{sq} répondent respectivement à u_{sd} et u_{sq} . Par conséquent, un régulateur proportionnel-intégral (PI) peut être conçu comme suit :

$$\begin{cases} u_{sd} = (k_{p-s} + \frac{k_{i-s}}{s})(i_{sd}^* - i_{sd}) \\ u_{sq} = (k_{p-s} + \frac{k_{i-s}}{s})(i_{sq}^* - i_{sq}) \end{cases} \quad (4.42)$$

Dans lequel i_{sd}^* et i_{sq}^* sont les signaux de référence des boucles de contrôle externes dans les axes $d-q$, i_{sd} et i_{sq} sont les signaux de courant mesurés dans les axes $d-q$ et k_{p-s} et k_{i-s} sont les paramètres de régulateur PI.

Le courant de référence du condensateur du bus DC obtenu à partir de la régulation de la tension du bus DC est exprimé comme suit :

$$I_{dc}^* = (V_{dc}^* - V_{dc})(k_{p_dc} + \frac{k_{i_dc}}{s}) \quad (4.43)$$

Avec k_{p_dc} et k_{i_dc} sont les paramètres proportionnels et intégraux du régulateur PI de la tension du bus DC du GSC, qui sont calculés en utilisant la méthode de placement des pôles. Puisque l'expression du courant du bus DC est donnée par :

$$I_{dc}(t) = C \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \quad (4.44)$$

La dynamique de la tension du bus DC est donnée par :

$$\left\{ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{V_{sd} i_{dc}}{C_{dc} V_{dc}} - \frac{I_L}{C_{dc}} \right. \quad (4.45)$$

Où C_{dc} est la capacité du bus continue, V_{sd} est la tension du réseau sur l'axe d, et I_L représente le courant côté DC.

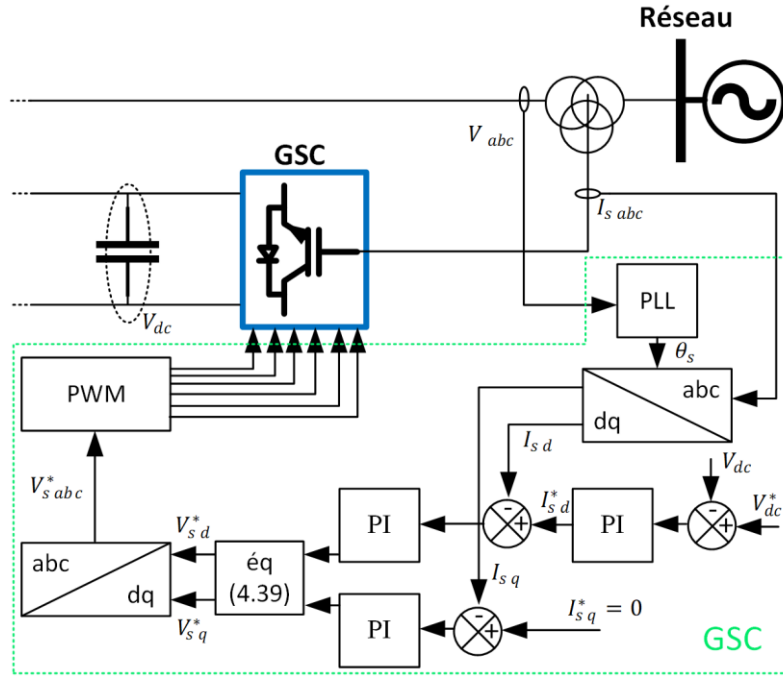


Figure 4.15. Schéma global de contrôle vectoriel du GSC

Le schéma global de contrôle vectoriel du GSC est montré dans la Figure 4.15, dans lequel le courant du stator $I_{g\ abc}$ dans le cadre de référence tournant synchronisé est utilisé pour contrôler la tension DC (V_{dc}) et la puissance réactive Q_s qui peut être échangée entre le réseau et le GSC. Le courant du réseau est transféré aux composants de courant d - q i_{sd} et i_{sq} en appliquant le cadre de référence tournant synchronisé. De manière similaire au RSC, le GSC possède deux boucles de contrôle, à savoir la boucle de contrôle externe et la boucle de contrôle interne.

Les boucles externes du GSC régulent la tension du bus DC et la puissance réactive échangée entre le réseau et le GSC pour générer les signaux de référence i_{sd}^* et i_{sq}^* des composants de courant dans les axes d - q , respectivement. Ces signaux sont comparés aux signaux de courant mesurés, i_{sd} et i_{sq} dans les axes d - q pour former deux signaux de tension par les boucles de contrôle internes. Ces signaux de tension sont compensés par les tensions de couplage croisé correspondantes dans les axes d - q pour former les signaux de tension d - q u_{sd} et u_{sq} , respectivement. Ces signaux sont ensuite connectés à la modulation PWM par largeur d'impulsion pour générer les signaux de commande des portes IGBT, afin d'actionner le GSC.

4.3.9. Système de protection pour GADA

Les éoliennes GADA modernes intègrent un système de protection sophistiqué essentiel pour assurer leur stabilité, fiabilité et longévité face aux perturbations du réseau. Ce système combine plusieurs mécanismes pour gérer les conditions anormales tout en maintenant un fonctionnement sécurisé.

4.3.9.1. Protection électrique principale

- **Circuit Crowbar** : Protège le convertisseur côté rotor (RSC) contre les surintensités et surtensions en court-circuitant temporairement les enroulements rotoriques
- **Protection contre les surintensités/surtensions** : Utilise des transformateurs de courant et relais pour surveiller et déconnecter lorsque les seuils sont dépassés (circuits stator et rotor)
- **Capacité Fault Ride-Through (FRT)** : Permet à l'éolienne de rester connectée pendant les pannes réseau de courte durée
- **Protection anti-îlotage** : Déconnecte l'éolienne en cas de fonctionnement isolé du réseau

4.3.9.2. Dispositifs complémentaires

- **Disjoncteurs d'isolation et de déconnexion** : Pour l'isolation sécurisée lors de pannes ou maintenance
- **Protection thermique** : Surveille les températures des composants critiques (convertisseurs, générateur) et déclenche alarmes/arrêts si limites dépassées

Ces mécanismes coordonnés protègent l'intégrité du système GADA contre les dommages électriques et thermiques, assurant la continuité de service et la stabilité des performances dans diverses conditions de réseau.

4.4. Méthode de commande proposée pour l'amélioration de la stabilité de la fréquence

4.4.1. Contexte et problématique

L'intégration croissante des éoliennes GADA affecte significativement la stabilité de fréquence des réseaux modernes. Contrairement aux générateurs synchrones conventionnels qui fournissent naturellement de l'inertie, les GADA sont découplées de la fréquence réseau par leurs convertisseurs électroniques de puissance, réduisant l'inertie globale du système et pouvant entraîner des déviations de fréquence plus sévères lors de déséquilibres [107]. Cette problématique devient critique avec l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables.

4.4.2. Potentiel du GADA pour le support de fréquence

L'architecture du GADA (stator directement connecté au réseau, rotor relié via convertisseurs bidirectionnels et bus DC) permet l'implémentation de stratégies de contrôle avancées [105]. Le convertisseur côté rotor (RSC) régule les échanges de puissance active/réactive, tandis que le convertisseur côté réseau (GSC) maintient la tension du bus DC, créant une plateforme flexible pour des contrôles auxiliaires liés à la fréquence [102].

4.4.3. Nécessité de réserves de puissance

Pour participer efficacement à la réponse primaire de fréquence, les GADA doivent maintenir une capacité de réserve de puissance, généralement obtenue par :

- Ajustement de l'angle de calage pour réduire l'efficacité aérodynamique
- Fonctionnement à un point sous-optimal

Cela garantit qu'une puissance additionnelle peut être injectée lors d'événements de fréquence [108].

4.4.4. Stratégies existantes et proposition

Diverses stratégies ont été proposées pour améliorer la performance des GADA (contrôle orienté flux/tension statorique, contrôle direct de puissance/couple [72]). Pour la régulation de fréquence spécifiquement, trois approches principales ont été développées pour imiter le comportement des générateurs conventionnels [109] :

1. **Contrôle d'inertie** (virtuelle/synthétique)
2. **Contrôle de statisme**
3. **Contrôle coordonné**

Dans ce contexte, notre travail propose une commande coordonnée entre contrôle de statisme et contrôle d'inertie virtuelle avec récupération dynamique, permettant aux GADA de contribuer activement à la stabilité de fréquence tout en optimisant leur production énergétique.

4.4.5. Contrôle d'inertie virtuelle

4.4.5.1. Principe fondamental

Le contrôle d'inertie virtuelle pour les éoliennes émule la réponse inertielle naturelle des générateurs synchrones conventionnels, permettant aux GADA de contribuer à la stabilité de fréquence lors des perturbations réseau [107]. Cette stratégie exploite l'énergie cinétique stockée dans les masses rotatives de la turbine, compensant l'absence d'inertie naturelle due au découplage entre vitesse turbine et fréquence réseau par les convertisseurs [110]. Cette compensation est particulièrement cruciale dans

les réseaux à forte pénétration éolienne où la réduction d'inertie globale augmente les taux de variation de fréquence (RoCoF), compromettant la stabilité [111].

Le principe consiste à ajuster la puissance de sortie en fonction du RoCoF via une boucle de contrôle supplémentaire modifiant la référence de couple du convertisseur côté rotor [108] :

$$\Delta P_i = -K_i \frac{df_{sys}}{dt} \quad (4.46)$$

où ΔP_i est la puissance additionnelle injectée (pu), K_i le coefficient d'inertie virtuelle (pu·s), et $\frac{df_{sys}}{dt}$ le RoCoF (Hz/s).

4.4.1.2. Intégration et implémentation

La puissance de référence résultante pour le contrôleur RSC devient :

$$P_{ref} = P_{MPPT} + \Delta P_i \quad (4.47)$$

Où P_{MPPT} est la référence de l'algorithme MPPT conventionnel.

Cette intégration recouple partiellement la vitesse rotorique avec la fréquence système, permettant une réponse similaire aux générateurs conventionnels [103].

L'implémentation pratique nécessite une mesure précise et rapide du RoCoF, obtenue par dérivation filtrée du signal de fréquence de la PLL [105]. Notre conception intègre un filtre passe-bas du premier ordre soigneusement calibré pour atténuer les bruits haute fréquence tout en préservant la rapidité de réponse nécessaire à l'action inertielle [102].

4.4.6. Contrôle de statisme

4.4.6.1. Principe et formulation

Le contrôle de statisme reproduit la réponse primaire des générateurs synchrones conventionnels en ajustant la puissance de sortie proportionnellement à l'écart de fréquence détecté [107]. Cette technique, absente des GADA en raison de leur découplage électronique du réseau, est implémentée via une boucle de contrôle supplémentaire intégrée au système MPPT du convertisseur côté rotor.

La contribution de puissance additionnelle s'exprime par :

$$\Delta P_s = -K_s \cdot (f_{sys} - f_{nom}) = -K_s \cdot \Delta f \quad (4.48)$$

où ΔP_s est la variation de puissance active (pu), K_s le coefficient de statisme (pu/Hz), f_{sys} la fréquence mesurée, f_{nom} la fréquence nominale (50/60 Hz), et Δf l'écart de fréquence.

4.4.6.2. Caractéristiques et limitations

Une caractéristique essentielle est sa proportionnalité directe à Δf , fournissant une injection maximale lorsque la fréquence atteint son nadir. Pour une participation efficace, l'éolienne doit maintenir une réserve de puissance obtenue par :

- Ajustement de l'angle de calage des pales
- Fonctionnement à un point sous-optimal [112]

La principale limitation du contrôle de statisme réside dans sa :

1. **Réponse initiale lente** : Peu efficace contre le RoCoF initial lorsque Δf est encore faible
2. **Dépendance aux conditions de vent** : Capacité réduite à fournir des réserves à faible vitesse vent

4.4.6.3. Implémentation pratique

L'implémentation nécessite une mesure précise et rapide de la fréquence réseau, généralement via la PLL du convertisseur. Notre conception intègre un filtre passe-bas du premier ordre calibré pour atténuer les bruits haute fréquence tout en préservant la rapidité de réponse nécessaire [102]. Cette approche permet au contrôle de statisme de stabiliser efficacement la fréquence après le nadir, complétant ainsi l'action rapide de l'inertie virtuelle.

4.4.7. Contrôle coordonné inertie-statisme

4.4.7.1. Principe et formulation

Le contrôle coordonné combine les boucles d'inertie virtuelle et de statisme pour optimiser le support de fréquence fourni par les éoliennes, comme illustré à la Figure 4.16. Cette stratégie intégrée surmonte les limitations individuelles de chaque méthode en exploitant leur complémentarité temporelle [107, 108].

La puissance de référence résultante s'exprime par :

$$P_{ref} = P_{MPPT} + \Delta P_i + \Delta P_s \quad (4.49)$$

Où P_{MPPT} est la référence issue du MPPT, ΔP_i est la contribution de puissance du contrôle d'inertie, et ΔP_s est la contribution de puissance du contrôle de statisme.

4.4.7.2. Coordination temporelle et avantages

L'avantage principal réside dans la complémentarité temporelle :

1. **Phase initiale (0-2 s)** : Le contrôle d'inertie domine, répondant au RoCoF élevé pour limiter la pente de chute de fréquence [109, 111]

- 2. Phase de nadir (2-10 s) :** Le contrôle de statisme devient dominant, améliorant le nadir et accélérant le retour à la fréquence nominale [112]

Cette coordination adresse simultanément le taux initial de variation (RoCoF) et l'amplitude maximale (nadir) de la déviation.

4.4.7.3. Implémentation et robustesse

Le schéma proposé (Figure 4.16) intègre harmonieusement les deux boucles dans l'architecture de contrôle existante du RSC [105]. L'implémentation inclut :

- **Filtrage adapté** des signaux de fréquence et RoCoF pour éliminer les bruits
- **Limiteurs** garantissant le respect des contraintes opérationnelles
- **Optimisation dynamique** de la répartition inertie/statisme selon les conditions de vent

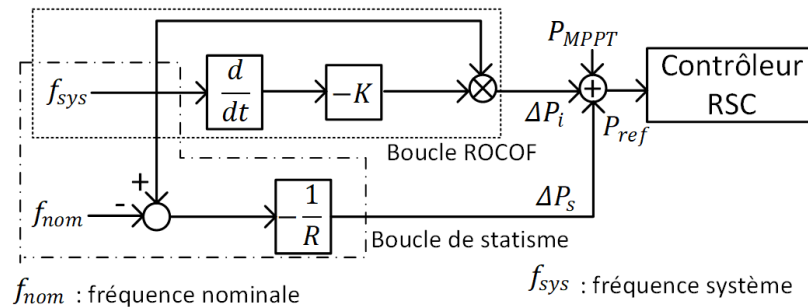


Figure 4.16. Boucle coordonnée de régulation de fréquence du contrôleur RSC

L'approche coordonnée démontre une robustesse supérieure face aux variations de vitesse vent, maintenant une contribution significative même dans des conditions défavorables [113]. Cette caractéristique est précieuse dans les réseaux à forte pénétration éolienne où les fluctuations de la ressource primaire impactent la capacité de régulation.

Cette méthode hybride transforme les éoliennes GADA en participants actifs à la régulation primaire de fréquence, fournissant un support complet depuis l'instant critique du RoCoF maximal jusqu'à la stabilisation finale.

4.5. Résultats et discussion

Cette section présente les résultats des simulations numériques menées pour évaluer les performances des stratégies de contrôle proposées afin d'améliorer la stabilité de fréquence à l'aide des GADA. L'analyse approfondie des résultats obtenus permet de quantifier l'efficacité de notre approche et d'en déterminer les avantages respectifs selon les conditions d'exploitation.

4.5.1. Configuration du système test

Pour l'évaluation des stratégies de contrôle proposées, un réseau de distribution de test a été modélisé, comme représenté sur la Figure 4.17. Cette configuration représente un système électrique mixte de taille moyenne, intégrant différentes sources de production. L'élément central de l'étude, une éolienne alimentée par une génératrice asynchrone à double alimentation d'une puissance nominale de 2,5 MW, est connectée au nœud 2 du réseau.

Ce système comprend également une centrale hydroélectrique de 7,5 MW raccordée au nœud B7, représentant la génération conventionnelle à base de machines synchrones. Pour simuler la connexion au réseau de transport, un réseau équivalent caractérisé par une puissance de court-circuit de 500 MVA est relié au nœud B5, reflétant ainsi l'impédance et la robustesse typiques d'un point de raccordement au réseau de transport. Une charge principale située au nœud B4 pendant tous les scénarios de test.

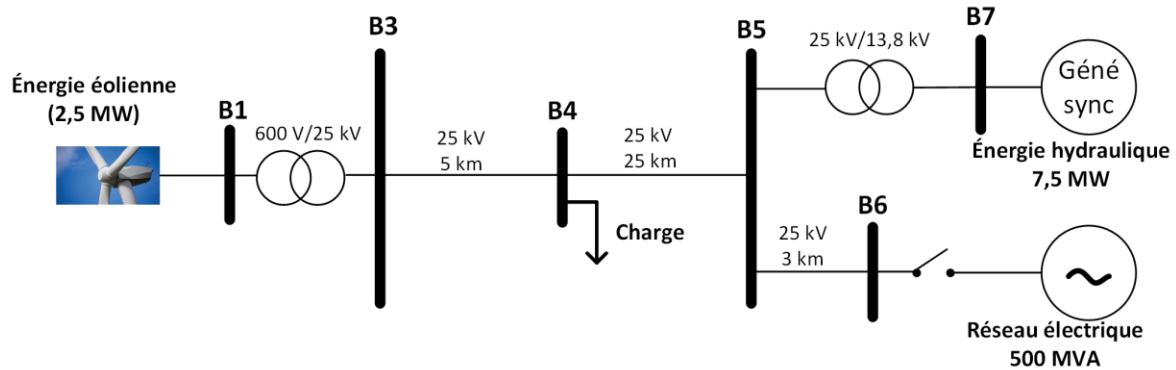


Figure 4.17. Le réseau de distribution test étudiée

Le modèle détaillé du GADA incorpore l'ensemble des composants essentiels : la turbine éolienne avec son système d'orientation des pales, le générateur asynchrone à double alimentation, les convertisseurs électroniques de puissance côté rotor et côté réseau, ainsi que leurs systèmes de contrôle associés. Les paramètres électriques et mécaniques du système utilisés dans les simulations sont résumés dans l'annexe B, notamment les caractéristiques du générateur, l'inertie de la turbine (Tableau B.1) et les paramètres des contrôleurs (Tableau B.2).

Le modèle de la centrale hydroélectrique comprend une représentation complète du générateur synchrone, incluant les équations électromécaniques, le système d'excitation et le régulateur de vitesse (gouverneur). Ce niveau de détail est essentiel pour capturer avec précision les interactions dynamiques entre les différentes sources lors des perturbations de fréquence. La stratégie de contrôle proposée a été implémentée en modifiant le système MPPT standard afin d'ajuster la référence de puissance en fonction de l'écart de fréquence mesuré, et en intégrant cette modification à la structure de contrôle existante du GADA [108].

4.5.2. Scénarios de simulation

L'ensemble des simulations a été réalisé à l'aide de l'environnement MATLAB/Simulink, choisi pour sa flexibilité dans l'implémentation de stratégies de contrôle avancées et sa capacité à modéliser avec précision les systèmes électriques dynamiques. Pour évaluer de manière exhaustive les performances des stratégies de contrôle proposées, plusieurs scénarios représentatifs de conditions d'exploitation réelles ont été simulés. Le scénario principal consiste en un événement de déconnexion du réseau survenant à $t = 2,5$ secondes, entraînant une diminution soudaine de la fréquence du système. Ce type de perturbation est particulièrement critique dans les réseaux insulaires ou faiblement interconnectés, où les variations de fréquence peuvent être rapides et de grande amplitude [111]. Ce scénario de base a été décliné en quatre cas d'étude distincts pour analyser l'influence des conditions de vent sur l'efficacité des stratégies de contrôle :

- Dans le premier cas, la vitesse du vent est maintenue constante à 10,5 m/s, ce qui correspond à une condition d'exploitation moyenne où la turbine opère en dessous de sa puissance nominale tout en disposant d'une marge significative par rapport à la vitesse de démarrage.
- Le deuxième cas examine le comportement du système à une vitesse de vent constante de 11,5 m/s, ce qui représente des conditions plus favorables où la turbine fonctionne plus près de sa puissance nominale.
- Le troisième cas explore la réponse du système à une vitesse de vent de 12,5 m/s, situation où la turbine atteint sa puissance nominale, ce qui limite potentiellement sa capacité à fournir des services auxiliaires de régulation de fréquence.
- Le quatrième cas, particulièrement réaliste, utilise un profil de vent variable, reproduisant les fluctuations naturelles observées sur un site éolien, ce qui permet d'évaluer la robustesse des stratégies de contrôle face à la variabilité inhérente à la ressource éolienne.

Pour chaque cas, deux configurations de contrôle ont été comparées : le contrôle conventionnel (sans support de fréquence) servant de référence et la stratégie proposée intégrant le contrôle d'inertie virtuelle et de statisme. Cette comparaison directe permet de quantifier précisément l'amélioration apportée par les approches développées. Les indicateurs de performance analysés pour chaque simulation comprennent des métriques essentielles de stabilité de fréquence :

- Le nadir de fréquence (valeur extrême atteinte lors de la perturbation)
- Le taux maximal de variation de fréquence (RoCoF)
- Le temps de stabilisation (durée nécessaire pour que la fréquence se stabilise dans une bande de $\pm 0,05$ Hz autour de sa valeur finale)
- La production de puissance du GADA pendant l'événement
- La contribution de la centrale hydroélectrique à la régulation de fréquence

Cette méthodologie d'évaluation permet non seulement de quantifier l'efficacité des stratégies proposées en termes d'amélioration de la stabilité de fréquence, mais également d'analyser leur impact sur la coordination entre les sources de production conventionnelles et renouvelables au sein d'un réseau mixte.

4.5.2.1. Scénarios 01

La Figure 4.18, illustre la réponse du système lors d'une déconnexion réseau survenant à $t = 2,5$ s avec une vitesse de vent constante de 10,5 m/s. Cette condition représente un régime de fonctionnement intermédiaire pour la turbine éolienne, opérant en dessous de sa puissance nominale.

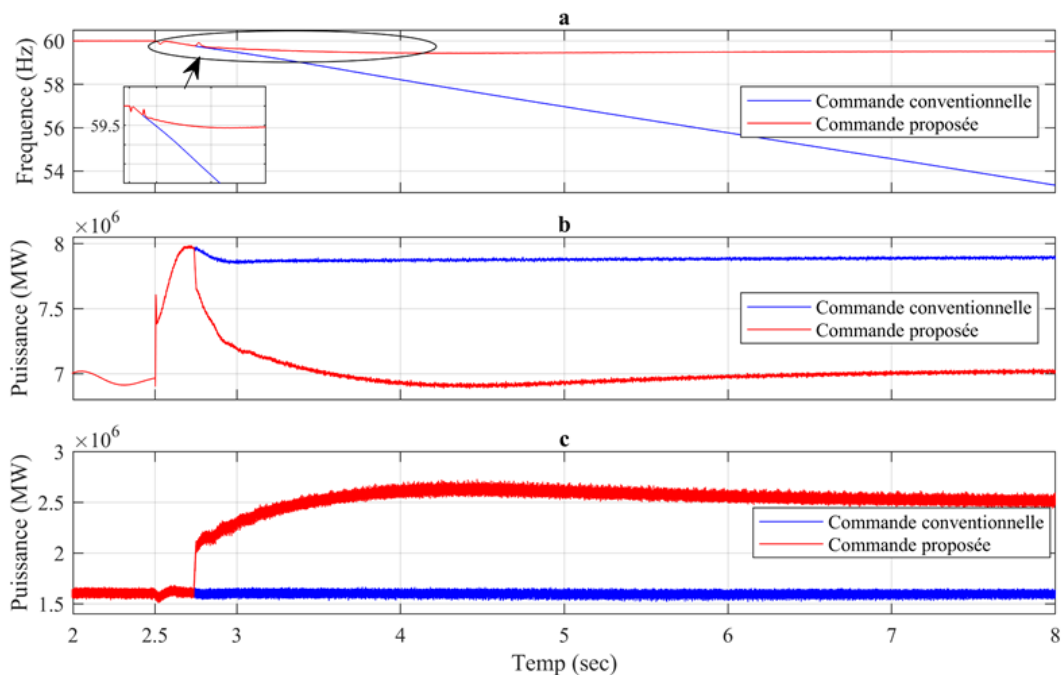


Figure 4.18. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau ($V_{vent} = 10,5$ m/s) :

- a- la réponse de fréquence,
- b- la puissance de sortie hydroélectrique,
- c- la puissance de sortie du GADA

Les résultats révèlent un contraste saisissant entre les deux stratégies de contrôle en termes de stabilité de fréquence. Avec l'approche conventionnelle, la fréquence du système subit une dégradation critique, chutant en dessous de 54 Hz, valeur susceptible de déclencher les mécanismes de délestage automatique dans un réseau réel. En revanche, la stratégie proposée maintient remarquablement la stabilité du système avec une déviation de fréquence limitée à 59,5 Hz, suivie d'une récupération rapide vers la valeur nominale.

L'amélioration observée résulte d'une coordination optimale entre les sources de production. Lors d'une perturbation, le générateur hydroélectrique fournit un support immédiat en augmentant temporairement sa puissance de 7 MW à 8 MW, puis revient progressivement à son régime nominal à mesure que le GADA active son support de fréquence.

Grâce au contrôle proposé, le GADA accroît sa production de 1,5 MW à 2,5 MW en mobilisant l'énergie cinétique stockée dans la turbine. Cette contribution, régulée par les contrôleurs d'inertie virtuelle et de statisme, stabilise efficacement la fréquence sans dégrader la mécanique du système.

En revanche, avec le contrôle conventionnel, l'hydroélectrique reste à 7,8 MW sur une longue période, subissant un stress opérationnel accru, tandis que l'éolienne n'apporte aucun soutien de fréquence, ce qui entraîne une dégradation progressive de la fréquence du système.

4.5.2.2. Scénarios 02

La Figure 4.19, présente les résultats obtenus lors d'une déconnexion réseau similaire, mais avec une vitesse de vent plus élevée, de 11,5 m/s. Cette condition se rapproche davantage du régime nominal de la turbine, modifiant ainsi sa capacité de contribution au support de fréquence. Dans ce scénario, bien que la stratégie proposée maintienne sa supériorité, les différences de performance entre les deux approches s'atténuent par rapport au cas précédent. La fréquence minimale atteinte avec la stratégie proposée s'établit à 59,7 Hz, contre une chute sous 58 Hz avec le contrôle conventionnel. Cette amélioration relative du comportement du système, sous les deux configurations, s'explique par l'énergie supplémentaire disponible grâce à des conditions de vent plus favorables.

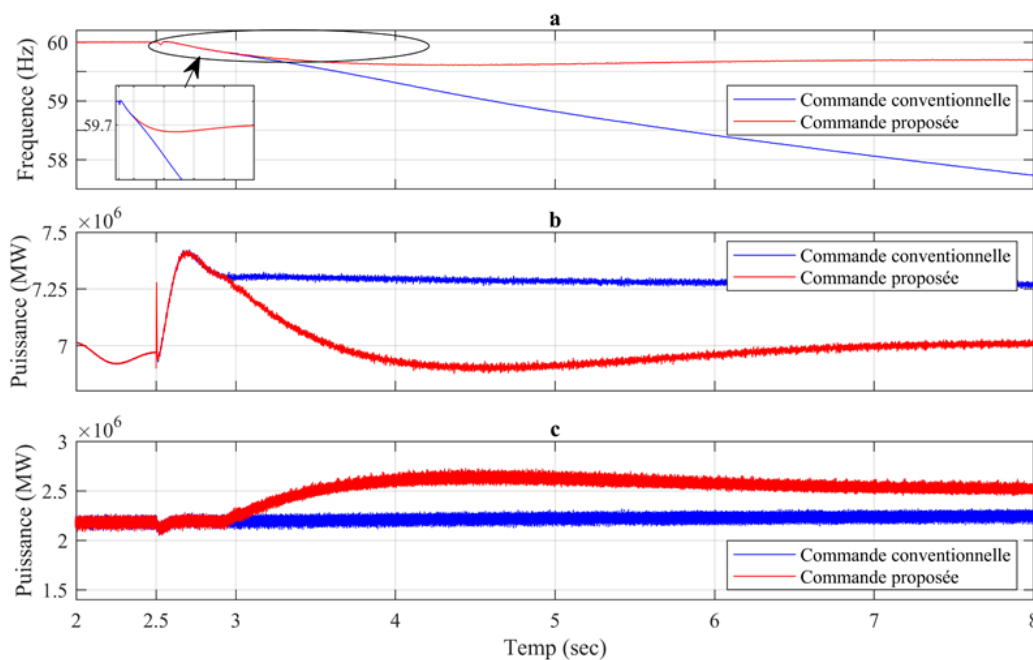


Figure 4.19. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau ($V_{vent} = 11,5$ m/s) :

- la réponse en fréquence,
- la puissance de sortie hydroélectrique,
- la puissance de sortie du GADA

L'analyse des contributions individuelles révèle que le générateur hydroélectrique nécessite une augmentation moindre de sa production (atteignant un maximum de 7,4 MW, contre 8 MW dans le cas précédent) pour stabiliser le système. Parallèlement, le GADA opère à partir d'un niveau de production initial plus élevé, de 2,2 MW, qui augmente jusqu'à 2,6 MW sous l'effet du contrôle proposé.

Ces observations mettent en évidence l'adaptabilité de la stratégie de contrôle développée, qui ajuste dynamiquement les contributions des différentes sources en fonction des conditions d'exploitation, assurant ainsi une stabilisation efficace de la fréquence tout en minimisant les contraintes imposées à la génération conventionnelle.

4.5.2.3. Scénarios03

La Figure 4.20 illustre le comportement du système face à une déconnexion du réseau, dans des conditions de vent encore plus favorables, avec une vitesse constante de 12,5 m/s. Dans ce régime proche de la puissance nominale de la turbine, les deux stratégies de contrôle présentent initialement des réponses en fréquence comparables, avec une chute transitoire sous 60 Hz.

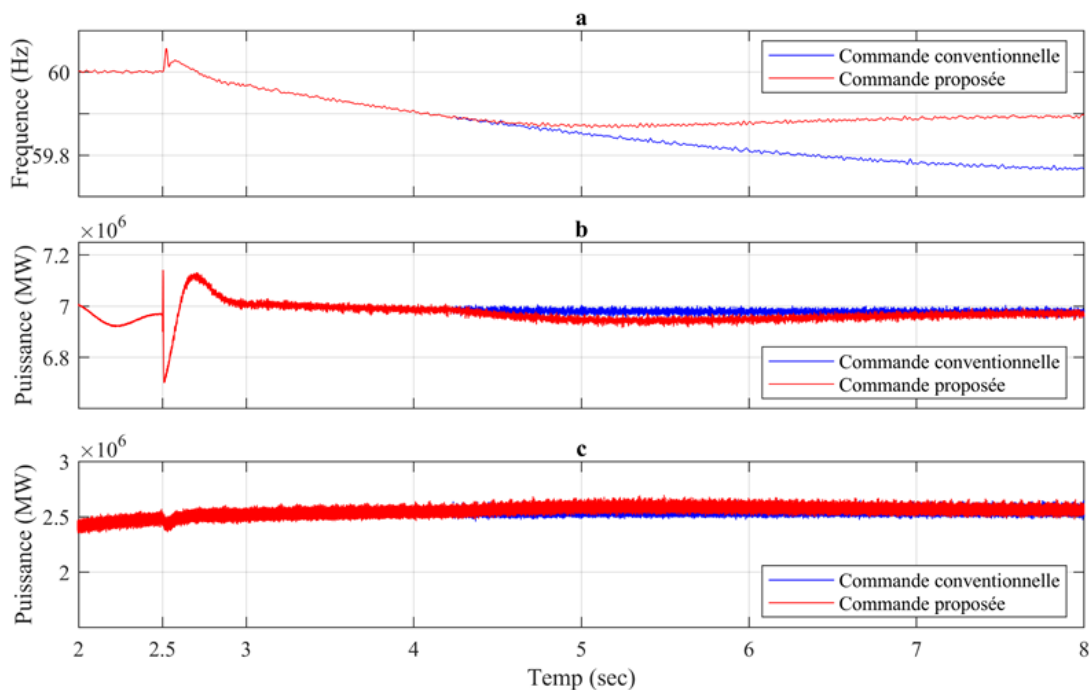


Figure 4.20. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau ($V_{vent} = 12,5$ m/s) :

- a- la réponse en fréquence,
- b- la puissance de sortie hydroélectrique,
- c- la puissance de sortie du GADA

Cependant, l'évolution à moyen terme de la fréquence révèle des trajectoires divergentes après environ 5 secondes. La stratégie proposée parvient à stabiliser la fréquence autour de 59,9 Hz, tandis

que le contrôle conventionnel entraîne une dérive graduelle vers 59,8 Hz. Cette différence, bien que moins marquée que dans les scénarios précédents, démontre la capacité de la stratégie proposée à assurer une meilleure récupération de la fréquence même dans des conditions de vent favorables. L'analyse des profils de puissance montre que le générateur hydroélectrique sous le contrôle proposé présente toujours une caractéristique d'augmentation temporaire initiale, atteignant environ 7,15 MW, avant de se stabiliser légèrement en dessous du niveau observé avec le contrôle conventionnel. Pour le GADA, les deux stratégies maintiennent une production élevée d'environ 2,5 MW, avec un léger avantage pour l'approche proposée.

Ces résultats suggèrent qu'à des vitesses de vent élevées, la disponibilité accrue de l'énergie éolienne confère naturellement une certaine résilience au système, réduisant ainsi l'écart de performance entre les deux approches. Néanmoins, la stratégie proposée conserve un avantage significatif en termes de récupération et de stabilisation de la fréquence, confirmant sa robustesse dans diverses conditions opérationnelles. En revanche, la stratégie proposée maintient remarquablement la stabilité du système avec une déviation de fréquence limitée à 59,5 Hz, suivie d'une récupération rapide vers la valeur nominale.

4.5.2.4. Scénarios 04

Ce scénario, le plus critique, combine une défaillance réseau à un profil de vent variable (Figure 4.21) pour évaluer la robustesse des stratégies de contrôle. Le profil de vent, fluctuant entre 10 m/s et 12,8 m/s sur 10 secondes, simule des conditions réalistes de turbulences. La réponse dynamique du système hybride à cette double perturbation est présentée en Figure 4.22

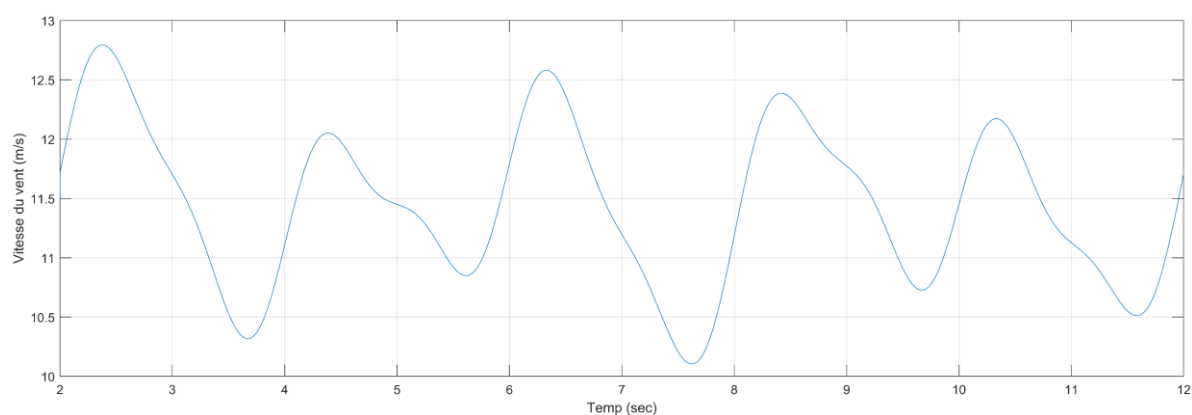


Figure 4.21. Profil de vent variable

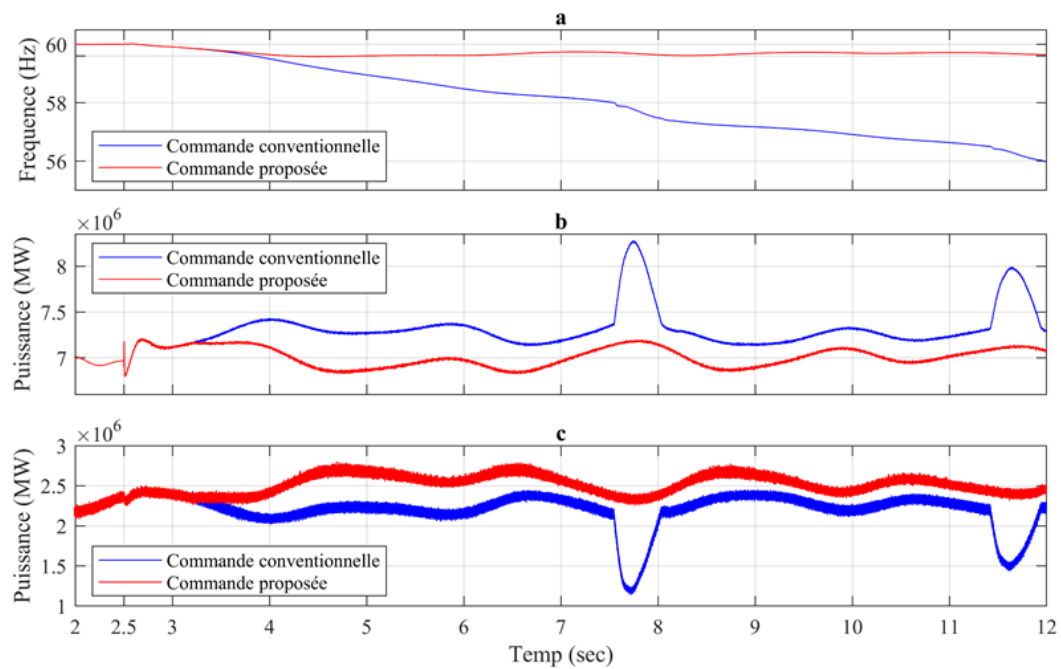


Figure 4.22. Réponse dynamique lors d'une perte de réseau avec profil de vent variable :

- a- la réponse de fréquence,
- b- la puissance de sortie hydroélectrique,
- c- la puissance de sortie du GADA

Dans cette configuration particulièrement contraignante, la stratégie de contrôle proposée affirme sa supériorité avec une netteté accrue, offrant une réponse robuste face à la double perturbation.

a. Stabilité de fréquence :

- **Stratégie proposée :** Elle parvient à contenir la fréquence du système à proximité de sa valeur nominale (60 Hz), n'autorisant que de légères fluctuations (de l'ordre de ± 0.5 Hz) qui suivent passivement les variations du vent.
- **Contrôle conventionnel :** Il conduit à une dégradation inéluctable et sévère de la fréquence, qui chute sous la barre critique des 56 Hz après 10 secondes. Un tel écart menace l'intégrité du réseau isolé et risquerait de déclencher des protections sous-fréquence, conduisant à un blackout.

b. Analyse des profils de puissance et coordination des sources :

L'examen des courbes de puissance met en lumière des comportements radicalement différents, révélateurs du niveau de coordination entre les sources.

1. Source hydroélectrique :

- Sous contrôle conventionnel, son fonctionnement est instable et erratique. Il génère des pics de puissance brutaux (> 8.5 MW à $t \approx 7.5$ s et 11.5 s), imposant un stress mécanique et thermique intense aux équipements.
- Avec la stratégie proposée, l'opération est régulée et modulée. La puissance se maintient dans une fourchette maîtrisée (6.8 - 7.2 MW), avec des oscillations amorties qui s'accordent aux variations du vent.

2. Source éolienne (GADA) :

- Le contrôle conventionnel induit des chutes de production prononcées (≈ 1.2 MW et 1.5 MW) qui surviennent précisément en coïncidence inverse avec les pics hydroélectriques. Cette anti-corrélation révèle une absence totale de coordination : les deux sources agissent de manière indépendante et contre-productive, aggravant les déséquilibres.
- La stratégie proposée, en revanche, assure une production éolienne stable (autour de 2.5 MW). Ses variations ne sont plus antagonistes mais activement complémentaires à la réponse hydroélectrique, formant ainsi un front uni pour équilibrer le système.

Ce scénario met particulièrement en évidence la robustesse et l'adaptabilité de la stratégie de contrôle proposée face à des conditions de vent variables. En assurant une réponse coordonnée entre les différentes sources de production, elle parvient à stabiliser efficacement la fréquence du système, même en présence de fluctuations significatives de la ressource renouvelable.

4.6. Conclusion

Ce chapitre a proposé une étude approfondie des GADA pour l'énergie éolienne, en abordant de manière intégrée leur modélisation, leur contrôle et leur rôle dans la stabilisation des réseaux électriques. Une progression structurée nous a conduits des fondements théoriques aux stratégies de contrôle avancées, spécifiquement dédiées à l'amélioration de la stabilité de fréquence.

L'analyse initiale a mis en lumière les défis liés à l'intégration massive de l'énergie éolienne tout en soulignant les atouts inhérents des systèmes GADA, notamment leur large plage de vitesse et leur capacité de contrôle découplé des puissances active et réactive, qui en font des candidates de choix pour assurer des services réseaux. La modélisation mathématique complète englobant les phénomènes aérodynamiques, la dynamique de l'entraînement mécanique et le comportement électromagnétique de la machine, a établi le socle nécessaire pour concevoir des lois de contrôle pertinentes. L'examen des stratégies de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) et de

l'architecture des convertisseurs (RSC, GSC) et de leurs régulateurs a permis de positionner précisément les apports proposés dans la chaîne de contrôle existante.

La contribution principale de ce chapitre réside dans la conception, l'analyse et la validation de stratégies de contrôle avancées permettant aux GADA de participer activement au réglage primaire de fréquence. Ces stratégies sont fondées sur deux leviers complémentaires :

- **Le contrôle d'inertie virtuelle (VI-C)** : Il apporte une réponse ultra-rapide en modulant la puissance active en fonction du taux de variation de fréquence (RoCoF), limitant ainsi la chute initiale de fréquence dans les premières centaines de millisecondes suivant une perturbation.
- **Le contrôle de statisme (droop control)** : Il fournit une réponse soutenue et proportionnelle à l'écart de fréquence permanent, contribuant à rehausser le nadir et à réduire l'erreur statique, à l'instar des générateurs synchrones conventionnels.

L'innovation clé présentée est leur coordination synergique. En exploitant la complémentarité temporelle de ces deux actions, la réponse immédiate de l'inertie virtuelle et la correction soutenue du statisme. La stratégie proposée assure une stabilisation optimale de la fréquence sur toute la durée de la perturbation. Son principal avantage pratique et économique réside dans sa facilité d'implémentation : elle ne requiert que des modifications logicielles des contrôleurs existants, sans investissement matériel supplémentaire, ouvrant ainsi la voie à une mise à niveau rentable des parcs éoliens en service.

En conclusion, ce chapitre établit que, grâce à l'intégration judicieuse de l'inertie virtuelle et du contrôle de statisme, les éoliennes à GADA peuvent évoluer d'une simple source d'énergie en suivi de charge à un acteur à part entière de la stabilité du réseau. Cette transformation constitue une avancée décisive pour accroître la part des énergies renouvelables variables sans compromettre la sécurité et la qualité d'alimentation des réseaux électriques. Les perspectives ouvertes par ces travaux incluent l'extension de ces concepts à d'autres technologies de générateurs renouvelables et leur couplage avec des systèmes de stockage d'énergie, esquissant ainsi une architecture de réseau futur plus flexible, résilient et décarboné.

AMELIORATION DE LA STABILITE DE FREQUENCE DES RESEAUX ÉLECTRIQUES PAR INTEGRATION DES SYSTEMES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE

5.1. Introduction :

Avec la transition énergétique mondiale, la forte pénétration des sources renouvelables comme l'éolien et le solaire introduit de nouveaux défis pour la stabilité et la gestion des réseaux électriques. À la différence des moyens de production conventionnels, ces technologies se caractérisent par leur variabilité et leur intermittence, ce qui nécessite des solutions avancées pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande. Parmi ces solutions, le stockage d'énergie occupe une place centrale, car il compense les fluctuations et renforce la stabilité [107].

Actuellement, l'équilibre entre offre et demande repose largement sur les importations d'électricité et les centrales thermiques, ce qui entraîne des coûts élevés et une hausse des émissions de gaz à effet de serre. Le stockage d'énergie constitue une alternative stratégique : il réduit ces émissions, améliore l'efficacité énergétique et compense l'intermittence des sources renouvelables telles que le vent et le soleil. Son intégration est ainsi indispensable pour limiter les perturbations du réseau et préserver les équipements de distribution [114], [115].

Elles jouent un rôle clé dans la stabilisation du réseau en stockant l'énergie en période creuse et en la restituant lors des pointes, ce qui atténue les variations de fréquence, améliore la qualité de l'énergie et facilite la gestion des congestions. Ils constituent ainsi une solution stratégique pour accompagner l'essor des énergies renouvelables tout en assurant la sécurité du système électrique.

Dans ce contexte, l'énergie éolienne occupe une place croissante, avec une capacité installée de 837 GW en 2022 [116]. Cependant, les éoliennes modernes à générateurs asynchrones à double alimentation, bien que performantes, posent un défi majeur pour la régulation de la fréquence : à la différence des générateurs synchrones, leur connexion via des convertisseurs limite leur capacité à fournir un soutien inertiel naturel, ce qui peut fragiliser la stabilité du réseau [102].

5.2. Avantages et limitations du GADA en matière de stabilité de fréquence

Les génératrices asynchrones à double alimentation (GADA) présentent des avantages décisifs pour l'intégration éolienne : fonctionnement à vitesse variable optimisant l'extraction énergétique [103] et contrôle découplé des puissances active et réactive facilitant la régulation de tension [105]. Leur flexibilité permet l'implémentation de stratégies avancées (commande vectorielle, inertie virtuelle, statisme) pour fournir des services réseaux.

Cependant, leur faible inertie effective résultant de leur couplage partiel au réseau via des convertisseurs, constitue une limitation fondamentale pour la stabilité de fréquence [110]. Contrairement aux générateurs synchrones, leur réponse inertielle dépend entièrement d'algorithmes actifs (inertie virtuelle), dont l'efficacité est contrainte par la réactivité des convertisseurs [107] et la quantité limitée d'énergie cinétique disponible, devant préserver la stabilité mécanique de la turbine [112].

L'intégration de systèmes de stockage par batterie (BESS) apparaît comme une solution complémentaire optimale [117]. La réponse quasi-instantanée et la capacité de stockage des batteries permettent de compenser directement les déficits de puissance inertielle et primaire, indépendamment des conditions de vent. Les architectures hybrides GADA-BESS, combinant contrôle avancé de l'éolienne et gestion optimisée du stockage, améliorent radicalement la réponse en fréquence, avec des réductions du nadir pouvant atteindre 50% [118]. Une coordination optimale permet de minimiser la taille et le coût du BESS tout en maximisant les bénéfices pour la stabilité du réseau.

5.3. Systèmes de stockage d'énergie

Les systèmes de stockage d'énergie (SSE) constituent un pilier essentiel de la transition énergétique, permettant l'intégration massive des énergies renouvelables intermittentes comme l'éolien et le solaire. Ils répondent aux défis de l'épuisement des ressources fossiles, de l'augmentation de la demande et du vieillissement des infrastructures en transformant une production variable en une alimentation stable, fiable et dispatchable. Leurs fonctions clés incluent le lissage des fluctuations de production, l'amélioration de la qualité de l'onde (fréquence et tension) et le renforcement de la stabilité du réseau grâce à leur réponse quasi-instantanée [121].

En assurant la continuité d'approvisionnement lors des périodes de faible production et en stockant les excédents pour les périodes de pointe, les SSE jouent un rôle d'arbitrage temporel indispensable à la pénétration des renouvelables [118]. Le marché connaît une croissance exponentielle, avec 42 GW/99 GWh installés en 2023 et une progression annuelle de 27%, projetant un parc de 110 GW/372 GWh d'ici 2030 [119]. Cette dynamique confirme leur importance stratégique dans la transformation des systèmes électriques.

Par leur flexibilité opérationnelle, les SSE contribuent à réduire les déséquilibres réseau, limiter les congestions de transmission, améliorer la fiabilité de l'alimentation et diminuer la dépendance aux sources conventionnelles polluantes [120]. Leurs atouts complémentaires incluent un déploiement rapide, une modularité facilitant l'installation, une grande adaptabilité aux besoins des smart grids et un impact environnemental limité (hormis le cycle de vie des composants) [121].

La baisse continue des coûts, grâce aux progrès technologiques et aux économies d'échelle, combinée à des cadres réglementaires favorables, positionne les SSE comme des acteurs centraux dans le développement de réseaux électriques plus intelligents, résilients et décarbonés [114]. L'optimisation des différentes technologies de stockage chacune avec ses spécificités, représente donc un levier stratégique majeur pour une transition énergétique réussie.

5.3.1. Types de systèmes de stockage d'énergie

Les systèmes de stockage d'énergie peuvent être classés en plusieurs catégories selon le mode de conversion et de restitution de l'énergie comme illustré dans la Figure 5.1. Chaque technologie présente des caractéristiques spécifiques en termes de capacité de stockage, de rendement, de coût et d'applications. Ces systèmes jouent un rôle essentiel dans l'intégration des énergies renouvelables en assurant une gestion optimale des variations de production et en améliorant la stabilité des réseaux électriques [120].

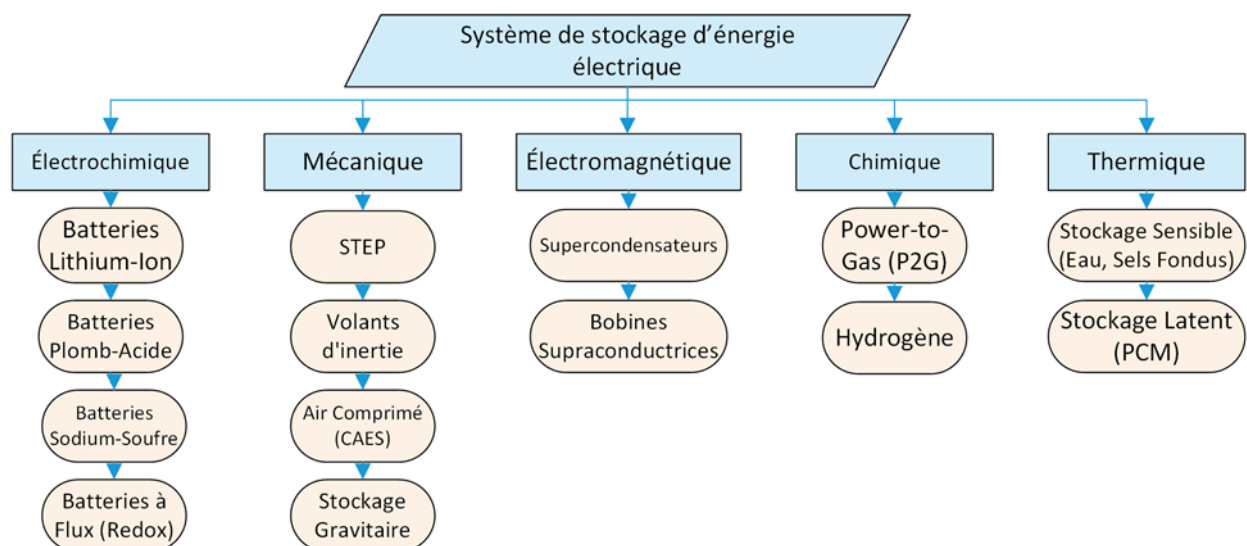


Figure 5.1. Classification de systèmes de stockage d'énergie

5.3.1.1. Stockage électrochimique

Les batteries électrochimiques dominent actuellement le marché. Elles convertissent l'énergie électrique en forme chimique et la restituent sous forme électrique grâce à des réactions d'oxydo-

réduction réversibles. Leur principal atout réside dans leur capacité à fournir une réponse rapide aux variations de fréquence et de puissance, ce qui les rend particulièrement adaptées aux systèmes électriques intégrant une part importante de sources renouvelables intermittentes.

5.3.1.2. Stockage mécanique

Les technologies de stockage mécanique convertissent l'énergie électrique en énergie cinétique ou potentielle pour un stockage réversible. Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) représentent la technologie la plus mature et dominante, avec plus de 95% de la capacité mondiale de stockage. Elles fonctionnent en pompant l'eau vers un réservoir supérieur lors des excédents d'électricité, puis en turbinant cette eau pour restituer l'énergie en période de demande élevée, avec des rendements atteignant 70-85% [124].

Les volants d'inertie stockent l'énergie dans la rotation d'une masse, offrant une réponse extrêmement rapide (< 4 ms) et une densité de puissance élevée, mais avec une capacité énergétique limitée, ce qui les destine principalement aux services de régulation de fréquence et de qualité de l'onde.

Le stockage par air comprimé (CAES) comprime l'air dans des cavernes souterraines, le stockant sous forme d'énergie de pression. Bien que permettant un stockage de grande capacité (centaines de MWh), il présente des contraintes géologiques importantes et un rendement relativement faible (environ 50%) dans sa configuration conventionnelle (CAES diabétique). Les systèmes adiabatiques (A-CAES), qui récupèrent la chaleur de compression, promettent des rendements améliorés.

Enfin, le stockage gravitaire par masses solides est une technologie émergente qui utilise des moteurs-générateurs pour élever des blocs de matériaux lors des surplus d'énergie, libérant cette énergie potentielle lors de leur descente contrôlée. Cette approche constitue une alternative aux STEP dans les zones sans relief adapté, avec des rendements comparables et moins de contraintes environnementales.

5.3.1.3. Stockage électromagnétique

Ces technologies permettent une réponse quasi-instantanée aux variations de puissance. Les supercondensateurs stockent l'énergie sous forme électrostatique. Ils sont très rapides (< 1 ms) et présentent une haute densité de puissance, mais une faible capacité énergétique. Ils sont souvent utilisés en complément des batteries pour atténuer les variations rapides de puissance. Les bobines supraconductrices (SMES) stockent l'énergie sous forme de champ magnétique généré par un courant

électrique circulant dans une bobine supraconductrice. Elles offrent un rendement exceptionnellement élevé (>95%), mais nécessitent des conditions de refroidissement complexes à très basse température.

5.3.1.4. Stockage chimique

L'hydrogène constitue une solution prometteuse pour le stockage à long terme et l'intégration sectorielle. Le Power-to-Gas (P2G) convertit l'électricité excédentaire en hydrogène par électrolyse, puis le stocke et le reconvertit en électricité via une pile à combustible. Cette technologie est en rapide développement, mais présente encore un rendement global limité (~40-60 %) et des coûts d'infrastructure élevés.

5.3.1.5. Stockage thermique

Le stockage thermique permet de conserver l'énergie sous forme de chaleur ou de froid pour une utilisation ultérieure. Le stockage sensible (eau, sels fondus, béton, roche, etc.) est utilisé dans les centrales solaires thermodynamiques et pour le chauffage urbain. Cette technologie simple et éprouvée souffre néanmoins de pertes thermiques significatives sur la durée. Le stockage latent, utilisant des matériaux à changement de phase (PCM), exploite les transitions solide-liquide ou liquide-gaz pour stocker l'énergie. Il offre une densité énergétique élevée et une température de stockage stable, avec des applications dans les bâtiments intelligents et les réseaux de chaleur.

5.3.2. Déploiement, innovations et applications des systèmes de stockage d'énergie :

Le stockage d'énergie constitue un pilier fondamental pour l'intégration efficace des sources intermittentes dans les réseaux électriques, avec une évolution rapide en termes de capacité, diversité technologique et domaines d'application. Historiquement, le déploiement mondial a été largement dominé par l'hydroélectricité, mais cette répartition évolue significativement avec l'émergence de projets emblématiques comme Hornsdale Power Reserve en AUSTRALIE (150 MW/194 MWh) qui a démontré l'efficacité des batteries lithium-ion à grande échelle pour la stabilisation du réseau et la réduction des coûts opérationnels [126].

Les systèmes de stockage se déploient à travers diverses applications stratégiques: gestion des réseaux électriques (réduction de congestion, contrôle de fréquence, équilibrage offre-demande), intégration des énergies renouvelables (compensation de l'intermittence éolienne et solaire avec des technologies comme les volants d'inertie pour leur réponse rapide), optimisation des bâtiments (notamment pour les bâtiments à énergie zéro via le stockage thermique), et transformation du secteur des transports avec les véhicules électriques utilisant principalement des batteries mais aussi des supercondensateurs pour les hautes densités de puissance [118] [125].

La capacité installée globale continue de croître rapidement, avec le stockage hydroélectrique par pompage totalisant 160 GW (90% du stockage mondial) et les batteries à l'échelle du réseau atteignant 28 GW fin 2022 (+75% en un an), menées par les ÉTATS-UNIS et la CHINE. L'AIE projette que la capacité de stockage par batteries devra se multiplier par 35 d'ici 2030 (970 GW) pour répondre aux besoins de flexibilité des systèmes électriques décarbonés [127]. Cette expansion s'accompagne d'une diversification technologique prometteuse incluant le stockage chimique via l'hydrogène (démonstrateur Myrte en CORSE), les systèmes gravitaires innovants d'Energy Vault (rendement 80-90%), ou encore le stockage d'énergie à air liquide développé par Highview Power au ROYAUME-UNI (50 MW/250 MWh). L'émergence de systèmes hybrides de stockage d'énergie combinant plusieurs technologies permet d'optimiser simultanément la puissance et l'énergie, particulièrement pour les micro-réseaux, les réseaux intelligents et la propulsion maritime hybride [128].

Parallèlement, la recherche se concentre sur la réduction des coûts (baisse pour les batteries lithium-ion depuis 2013), l'amélioration des performances des technologies existantes, et les ruptures technologiques comme les batteries à électrolyte solide et sodium-ion [129], tandis que l'intégration des algorithmes prédictifs et de l'intelligence artificielle permet d'optimiser les cycles de charge/décharge, prolongeant la durée de vie des systèmes tout en améliorant l'équilibre offre-demande, la qualité de l'énergie et la sécurité des réseaux électriques.

5.4. Systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) : Technologies et Intégration

Les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) constituent un maillon indispensable des réseaux électriques modernes intégrant une forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes. Leur capacité à fournir une réponse quasi-instantanée (temps de réponse < 100 ms), leur flexibilité opérationnelle et la baisse continue de leurs coûts (réduction de ~80% du coût du kWh Li-ion entre 2010 et 2020 [130]) en font une solution pivot pour des applications critiques comme le contrôle primaire de fréquence, l'arbitrage énergétique et la stabilisation dynamique des réseaux. Cette section présente une analyse structurée des BESS, de leurs composants fondamentaux aux stratégies d'intégration, établissant ainsi le cadre technologique nécessaire à la conception de systèmes hybrides de stabilisation.

5.4.1. Architecture, composants et fonctionnement d'un BESS

Un BESS est un système complexe intégrant plusieurs sous-systèmes spécialisés dont l'interaction garantit performance, sécurité et longévité. Son architecture type (Figure 5.1) comprend :

1. **Modules de Batterie** : Assemblage de cellules électrochimiques secondaires en série/parallèle pour atteindre la tension et la capacité requises. Différentes technologies peuvent être employées (cf. §5.4.2).
2. **Système de Gestion de Batterie (BMS)** : Cœur intelligent assurant la sécurité et l'optimisation. Il surveille en temps réel les paramètres vitaux (tension, courant, température de chaque cellule), réalise l'équilibrage cellulaire et estime avec précision l'État de Charge (SOC) et l'État de Santé (SOH).
3. **Système de Conversion de Puissance (PCS)** : Interface électronique bidirectionnelle. Il convertit le courant continu (DC) des batteries en courant alternatif (AC) pour l'injection réseau (mode décharge) et l'AC en DC pour la charge. Il permet un contrôle indépendant et rapide des puissances active (P) et réactive (Q).
4. **Transformateur d'Adaptation** : Ajuste la tension de sortie du PCS au niveau du réseau et assure une isolation galvanique.
5. **Système de Gestion de l'Énergie (EMS)** : Cerveau opérationnel. Il coordonne l'ensemble, optimise les flux énergétiques selon des objectifs (coût, stabilité), pilote les stratégies de charge/décharge et implémente les services réseaux.

5.4.2. Principales technologies de batteries

Le choix de la technologie est fondamental et dépend du cas d'usage. Le marché est dominé par plusieurs familles aux compromis distincts en termes de densité énergétique, durée de vie, coût et applicabilité. Une comparaison synthétique des caractéristiques clés des technologies principales est présentée dans le Tableau 5.1. On distingue notamment :

- **Lithium-ion (dominante)** : Haute densité énergétique (150-250 Wh/kg), rendement élevé (>95%), longue durée de vie (3000-5000 cycles). Pour le stockage stationnaire, deux chimies prévalent : le LFP (LiFePO_4 , privilégié pour sa sécurité et sa longévité) et le NMC (LiNiMnCoO_2 , pour sa densité énergétique supérieure) [122, 131].
- **Plomb-acide** : Technologie mature et peu coûteuse, mais aux performances limitées (densité : 30-50 Wh/kg, durée de vie courte) [121, 131]. Utilisée là où le coût initial est primordial.
- **À flux redox (Redox Flow)** : Leur architecture originale découple la puissance (pile électrochimique) de la capacité (réservoirs d'électrolyte). Idéales pour le stockage de longue durée (4-10h) [131].
- **Sodium-soufre (NaS)** : Bonne densité énergétique (150-240 Wh/kg), matériaux abondants. Nécessite une température de fonctionnement élevée ($\sim 300^\circ\text{C}$), avec des versions à température ambiante en développement [123].

- **Nickel-cadmium (Ni-Cd)** : Robuste, longue durée de vie et supporte des températures extrêmes. Limitée par l'effet mémoire et la toxicité du cadmium.
- **Semi-conducteurs (état solide, émergentes)** : Promettent sécurité accrue (électrolyte solide ininflammable) et densité énergétique très élevée (>400 Wh/kg). Leur coût et les défis de fabrication freinent encore la commercialisation massive [141].

Tableau 5.1. Comparaison synthétique des principales technologies de batteries.

Type de batterie	Tension de cellule (V)	Densité énergétique (Wh/L)	Énergie spécifique (Wh/kg)
Lithium-ion	3.7	250-676	150-250
Plomb-acide	2.0	50-90	30-50
Batteries à flux redox	~2.08	/	~25
Sodium-soufre	/	150-300	150-240
Nickel-cadmium	1.0-1.3	50-150	40-60
Batteries à semi-conducteurs	/	/	>400

5.4.3. Système de Conversion de Puissance (PCS) et contrôle

Le PCS est l'organe d'exécution du BESS. Il doit être bidirectionnel, à haut rendement et permettre un contrôle vectoriel rapide. Les architectures courantes sont :

- **Convertisseur à deux étages** : Un étage DC/DC (ex : convertisseur *Buck-Boost*) adapte la tension variable de la batterie à un bus DC stable, suivi d'un onduleur DC/AC (VSC - *Voltage Source Converter*) connecté au réseau.
- **Convertisseur à étage unique** : Un onduleur DC/AC connecté directement à la batterie, plus simple mais offrant moins de flexibilité pour la gestion de la tension batterie.

Le contrôle hiérarchisé du PCS est standard :

1. **Contrôle primaire (boucle interne)** : Génère les signaux de modulation (e.g., PWM) pour les interrupteurs du convertisseur, généralement via des régulateurs PI dans le référentiel dq pour le contrôle indépendant de P et Q .
2. **Contrôle secondaire (boucle externe)** : Détermine les consignes de P et Q en fonction du mode opérationnel (charge, décharge, veille), des signaux de l'EMS, de l'état du réseau (fréquence, tension) et des limites du système (SOC, température).

5.4.4. Estimation de l'état de charge (SOC) et gestion avancée

Une gestion optimale repose sur une connaissance précise du SOC. Les principales méthodes sont :

- **Comptage de Coulomb** : Intègre le courant entrant/sortant. Simple mais sujet à une dérive cumulative des erreurs de mesure.

- **Méthode par Tension en Circuit Ouvert (OCV) :** Établit une relation statique entre SOC et tension aux bornes. Précise mais nécessite des périodes de repos longues, inadaptée au fonctionnement dynamique.
- **Filtrage de Kalman (EKF, UKF) :** Méthodes optimales d'estimation d'état qui combinent un modèle physique de la batterie et des mesures en temps réel. Elles compensent les bruits et dérives, offrant une grande précision [137, 138].
- **Approches par Intelligence Artificielle :** Les réseaux de neurones (RNN, LSTM) apprennent la relation complexe entre paramètres mesurés (I, V, T) et le SOC à partir de grandes bases de données, surpassant souvent les modèles physiques [138].

L'EMS exploite ces estimations pour exécuter des stratégies avancées : gestion prédictive basée sur les prévisions de production/consommation, participation aux marchés de services systèmes, coordination dans les micro-réseaux et optimisation du vieillissement (SOH).

5.4.5. Topologies d'intégration au réseau : couplage AC vs. DC

L'intégration d'un BESS avec une source de production comme une éolienne suit deux philosophies principales (Figure 5.2) [140, 142] :

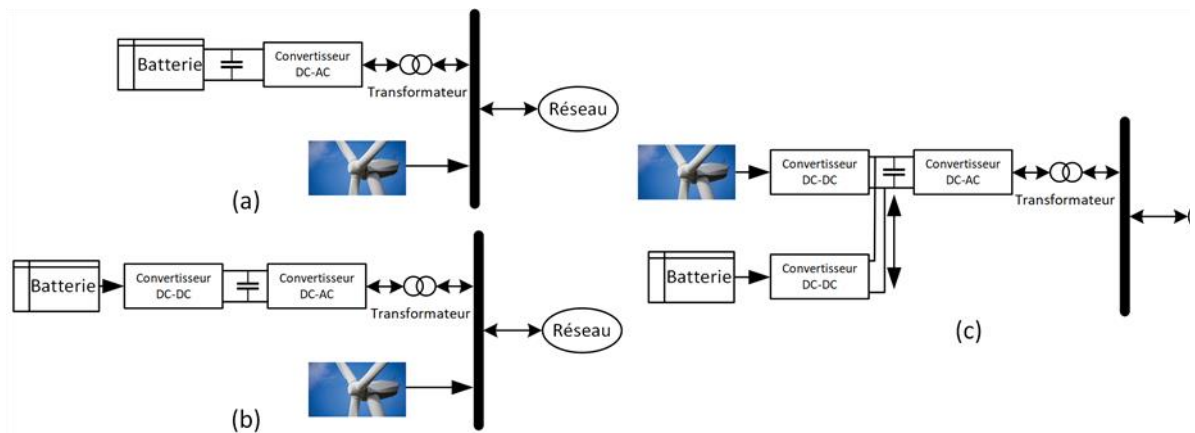


Figure 5.2. Topologies de connexion BESS dans les systèmes éoliens

(a) et (b). Connexion AC

(c). Connexion DC

- **Couplage AC :** Le BESS et la source (éolienne) sont connectés sur un même bus AC, chacun via son propre onduleur.
 - *Avantages :* Modularité, indépendance des systèmes, maintenance et dimensionnement facilités.
 - *Inconvénients :* Coût et pertes plus élevés (double conversion), encombrement accru.

– **Couplage DC** : Le BESS est connecté directement sur le bus DC interne de la source (entre le redresseur et l'onduleur de l'éolienne GADA, par exemple).

- *Avantages* : Rendement supérieur (moins de conversions), coût réduit (onduleur partagé), réponse plus rapide.
- *Inconvénients* : Conception couplée (moins de flexibilité), complexité de contrôle accrue, adaptation difficile aux installations existantes.

Le choix de la topologie impacte directement les performances, le coût et la complexité de contrôle du système hybride.

5.5. Applications du BESS dans les systèmes d'énergie renouvelable

L'utilisation des BESS a débuté il y a plusieurs décennies, mais leur déploiement s'est considérablement accéléré avec l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable intermittentes dans les réseaux électriques modernes. Face aux défis majeurs posés par la variabilité et l'imprévisibilité des énergies éolienne et solaire, les BESS se sont imposés comme l'une des technologies de stockage dominantes, offrant des solutions robustes pour assurer la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques [124].

La transition énergétique mondiale vers des sources renouvelables a mis en évidence la nécessité de disposer de systèmes capables de compenser les fluctuations inhérentes à ces sources de production. En effet, contrairement aux centrales conventionnelles à combustibles fossiles qui peuvent ajuster leur production selon la demande, les systèmes photovoltaïques et éoliens dépendent respectivement des conditions d'ensoleillement et de vent, générant une énergie variable et parfois imprévisible. Cette caractéristique peut compromettre la stabilité du réseau, notamment lorsque le taux de pénétration des énergies renouvelables devient significatif.

Dans ce contexte, les BESS permettent de stocker l'énergie excédentaire produite lors des périodes de forte génération pour la restituer pendant les périodes de faible production ou de forte demande, assurant ainsi un équilibre dynamique entre l'offre et la demande d'électricité. Cette capacité de régulation bidirectionnelle transforme des sources de production variables en centrales plus prévisibles et contrôlables [136].

La complémentarité des sources renouvelables, notamment dans les systèmes hybrides combinant l'énergie solaire et l'éolienne, a suscité un intérêt croissant à l'échelle mondiale. Cependant, qu'il s'agisse de systèmes connectés au réseau ou de micro-réseaux isolés, un fonctionnement stable nécessite le soutien de sources d'énergie auxiliaires, comme les BESS. Ces systèmes de stockage améliorent non seulement la fiabilité, mais offrent également une adaptabilité

opérationnelle aux parcs éoliens et solaires, leur permettant de fournir divers services système traditionnellement assurés par les centrales conventionnelles.

Les applications dans les systèmes renouvelables sont multiples, allant du simple lissage de la production à des fonctions plus complexes, telles que la régulation de la tension et de la fréquence. Cette section présente une analyse complète des recherches existantes sur les différentes applications des BESS dans les systèmes intégrant des sources photovoltaïques, des éoliennes ou des énergies hybrides (PV-éolien), démontrant leur rôle fondamental dans la transition vers un avenir énergétique plus durable et résilient.

5.5.1. Lissage de la puissance de sortie avec le BESS

Le lissage de puissance constitue une application fondamentale des systèmes de stockage d'énergie à batterie dans l'intégration des énergies renouvelables. Les sources d'énergie éolienne et photovoltaïque présentent une variabilité inhérente liée aux conditions météorologiques, susceptible de compromettre sérieusement la stabilité du réseau électrique. Des études récentes révèlent que la production solaire peut fluctuer jusqu'à 80% en quelques secondes, tandis que la puissance éolienne peut varier de 60% en l'espace de quelques minutes [118]. Dans ce contexte, le BESS joue un rôle de tampon énergétique essentiel, absorbant l'excès de production pendant les périodes de forte production et restituant l'énergie lorsque la production diminue. Ce mécanisme repose sur le principe fondamental que la puissance injectée dans le réseau est la somme de la puissance générée par les sources renouvelables et de la puissance fournie ou absorbée par le BESS.

Diverses stratégies de contrôle sont employées pour ce lissage, notamment la moyenne mobile, le filtrage passe-bas et la régulation du taux de rampe. La méthode de moyenne mobile, bien qu'efficace, présente un effet mémoire, entraînant des commutations fréquentes susceptibles d'affecter la durée de vie des batteries. L'état de charge de la batterie joue un rôle crucial dans ce processus. Des recherches ont développé des méthodes de contrôle avec rétroaction du SOC pour éviter les surcharges ou les décharges profondes, prolongeant ainsi la durée de vie des batteries.

Le dimensionnement optimal du BESS doit équilibrer les performances de lissage et les coûts économiques. Des approches avancées incluent l'utilisation de filtres de Kalman discrets pour éliminer les biais et prédire la puissance réelle des sources renouvelables, réduisant ainsi la puissance requise du BESS pour le lissage. Par ailleurs, l'hybridation des technologies, telle que l'association de batteries lithium-ion avec des supercondensateurs, offre une solution optimisée sur différentes échelles de temps en combinant la haute densité énergétique des batteries avec la réponse ultra-rapide des supercondensateurs, et l'intégration d'algorithmes de contrôle sophistiqués, améliorant ainsi la

stabilité et la fiabilité des réseaux électriques intégrant une part croissante d'énergies renouvelables [143].

5.5.2. Atténuation des pics de charge et délestage de pointe avec les BESS

L'atténuation des pics de charge et le délestage de pointe sont des applications économiquement motivées et techniquement cruciales pour les BESS intégrés aux réseaux électriques. Elles répondent au décalage temporel fondamental entre la production intermittente des énergies renouvelables et les profils de consommation.

5.5.2.1. Principe et mise en œuvre

Le principe opérationnel est fondé sur l'**arbitrage temporel** : le BESS stocke l'énergie pendant les périodes de faible demande et/ou de production excédentaire (coût de l'électricité bas) pour la restituer lors des pics de consommation (coût élevé). L'équation de base gouvernant cette opération est :

$$P_{charge}(t) = P_{demandee}(t) - P_{BESS}(t)$$

Où $P_{BESS}(t) > 0$ lors de la décharge (soutien au réseau) et $P_{BESS}(t) < 0$ lors de la charge (stockage de l'excédent).

Dans le cas d'une installation photovoltaïque résidentielle ou commerciale, le BESS stocke l'énergie solaire produite en milieu de journée pour la consommer en début de soirée, lors du pic de demande domestique. Cette stratégie transforme l'autoconsommation passive en une gestion active de l'énergie.

5.5.2.2. Avantages et défis

Les avantages de cette application sont doubles :

1. **Économiques** : Réduction significative de la facture d'électricité en évitant les appels aux fournitures de pointe onéreuses et en permettant d'exploiter les écarts de tarifs (heures pleines/heures creuses). Pour les clients industriels, elle permet d'éviter les pénalités liées au dépassement de la puissance souscrite.
2. **Techniques** : Lissage de la courbe de charge globale, réduisant ainsi la sollicitation des infrastructures de production et de transmission, améliorant leur durée de vie et contribuant à la stabilité de la tension et de la fréquence du réseau local.

Cependant, le dimensionnement optimal du BESS est un défi technique et économique clé. La puissance du système doit être suffisante pour couvrir l'amplitude du pic à atténuer, tandis que sa

capacité énergétique doit permettre une décharge sur toute la durée du pic. Ce dimensionnement dépend fortement du profil de charge spécifique du site et de la production renouvelable associée.

De plus, dans des marchés électriques où les écarts de prix sont faibles, la justification économique du BESS repose souvent sur la cumulation de plusieurs services (arbitrage, réduction de la puissance souscrite, services de régulation) pour atteindre une rentabilité. Des algorithmes de gestion énergétique (EMS) sophistiqués optimisent en temps réel les cycles de charge/décharge en fonction du prix de marché, de l'état de charge (SOC) et de l'état de santé (SOH) de la batterie, maximisant ainsi la valeur économique tout en préservant la durée de vie des actifs [144, 145].

5.6. Applications des BESS pour les services réseaux

5.6.1. Régulation de tension

La régulation de tension est une fonction critique des BESS dans les réseaux à forte pénétration renouvelable. Les convertisseurs à source de tension (VSC) des BESS permettent un contrôle rapide et indépendant des puissances active (P) et réactive (Q), offrant un soutien supérieur aux capacités intrinsèques des générateurs éoliens comme les GADA lors de variations rapides du vent [146].

Dans les parcs éoliens, les BESS évitent les pertes énergétiques liées au fonctionnement en dessous du point de puissance maximal pour le contrôle des surtensions. Ils stabilisent directement la tension du bus de couplage (PCC) par injection/absorption de Q , tout en régulant la tension du bus DC interne via des cycles P adaptés, préservant ainsi l'efficacité du système et la durée de vie des batteries [147]. Des stratégies avancées combinent le contrôle de P basé sur l'état de charge (SOC) et le contrôle de Q avec bande morte. L'optimisation du dimensionnement et de l'emplacement du BESS est déterminante pour maximiser son efficacité et la résilience du réseau [148].

5.6.2. Régulation de fréquence

La régulation de fréquence est cruciale pour la stabilité des réseaux électriques modernes, particulièrement avec l'intégration croissante des énergies renouvelables qui réduisent l'inertie globale du système. Les fluctuations de production des sources intermittentes peuvent compromettre la fréquence du réseau, nécessitant une réponse rapide.

Les BESS offrent une réponse ultra-rapide (<200 ms) grâce à leurs convertisseurs électroniques de puissance. Leur intervention couvre trois échelles temporelles :

1. **Réponse inertielle synthétique** : Compensation immédiate du manque d'inertie rotative.
2. **Régulation primaire** : Stabilisation du nadir de fréquence dans les premières secondes.
3. **Régulation secondaire** : Ramener la fréquence à sa valeur nominale sur plusieurs minutes.

Pour l'éolien, les BESS complètent efficacement les méthodes conventionnelles (contrôle d'angle de calage), notamment en fournissant de la puissance pour les surfréquences, une capacité souvent limitée des éoliennes seules [149]. Une coordination entre le contrôle du parc éolien et du BESS offre des performances supérieures à celles de chaque système isolé [150]. L'intégration du SOC dans les algorithmes de contrôle (filtres de Kalman, boucles adaptatives) permet de gérer les oscillations tout en minimisant la dégradation des batteries.

5.6.3. Régulation combinée tension/fréquence

La capacité des BESS à moduler P et Q de manière découplée en fait des acteurs idéaux pour la régulation combinée, surtout dans les micro-réseaux ou lors d'opérations en îlotage. Des stratégies de contrôle hiérarchisées (maître/esclave) ou coordonnées permettent d'utiliser P pour la fréquence et Q pour la tension [151].

Dans les systèmes hybrides, une allocation optimale des ressources est possible : le BESS peut se concentrer sur la régulation de fréquence (via P) tandis que les convertisseurs des sources PV/éoliennes gèrent la tension (via Q). Des contrôleurs avancés (logique floue, commande prédictive) surpassent les régulateurs PI traditionnels en dynamique et robustesse, et l'intégration de l'apprentissage automatique promet d'améliorer l'anticipation des perturbations [152].

5.6.4. Dispatchabilité des centrales renouvelables

Les BESS transforment les sources variables (PV, éolien) en centrales semi-dispatchables en lissant leur production et en compensant les erreurs de prévision. Ils permettent de stocker les excédents pour les reporter aux périodes de demande ou de faible production.

Pour une centrale PV, le BESS facilite le lissage de la courbe de production et l'arbitrage énergétique. Pour l'éolien, il compense la variabilité à court terme, réduisant l'erreur de prévision en temps réel. La gestion du SOC est centrale : une planification optimale vise à maintenir le SOC dans une plage opérationnelle tout en répondant aux engagements de production (schedules de dispatch) [146, 153].

Dans les hybrides PV-éolien, le BESS augmente la dispatchabilité globale, réduit le délestage d'énergie, diminue les coûts opérationnels et les émissions carbone en limitant le recours aux centrales thermiques d'appoint, facilitant ainsi une pénétration accrue des renouvelables.

5.6.5. Tenue aux creux de tension (Fault Ride Through - FRT)

La capacité FRT est devenue critique avec la pénétration massive des renouvelables. Les codes réseau modernes exigent que les installations restent connectées lors des défauts. Les BESS y répondent en

absorbant la puissance active excédentaire pendant les creux de tension, stabilisant ainsi la tension du bus DC des convertisseurs, particulièrement crucial pour les installations PV [154].

Dans les parcs éoliens à GADA, une coordination BESS-contrôleurs d'éoliennes réduit les surintensités et soutient la stabilité dynamique [155]. Cette fonction repose sur un contrôle multiniveau : des contrôleurs rapides pour la détection et l'intervention immédiate, et des algorithmes avancés pour le réglage fin des puissances injectées. L'intégration des BESS pour le FRT assure le respect des normes, réduit les risques de déconnexion en cascade et améliore la résilience globale du réseau [154].

5.7. Modélisation et simulation de l'intégration GADA-BESS pour le support de fréquence

L'intégration massive des énergies renouvelables, notamment des éoliennes à base de GADA, pose un défi fondamental pour la stabilité de fréquence des réseaux électriques. Contrairement aux générateurs synchrones, les GADA sont connectés via des convertisseurs électroniques qui découplent leur inertie rotative du réseau, réduisant ainsi la capacité globale du système à absorber les perturbations soudaines (variations de charge ou de production) [110].

Face à cette problématique, les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) émergent comme une solution technologique clé pour fournir des services de support de fréquence. Leur réponse quasi-instantanée (<200 ms) permet de compenser efficacement les déviations de fréquence induites par l'intermittence des sources renouvelables, améliorant ainsi la stabilité transitoire du réseau.

L'association GADA-BESS présente un intérêt stratégique dans deux contextes :

1. **Zones isolées (micro-réseaux)** : Où la variabilité de l'éolien limite son exploitation en l'absence d'un réseau robuste.
2. **Réseaux interconnectés** : Où une pénétration éolienne accrue peut entraîner des violations des critères de stabilité.

Dans les deux cas, le BESS atténue les fluctuations de puissance et améliore la qualité de l'énergie.

5.7.1. Objectif de l'étude

Cette section présente une étude approfondie de l'intégration BESS-éolienne pour le support de fréquence primaire. L'objectif principal est de limiter les variations de fréquence dans une plage de ± 0.5 Hz ($\approx \pm 1\%$ à 50/60 Hz) conformément aux codes réseau modernes, tout en permettant d'augmenter le taux de pénétration éolienne sans compromettre la stabilité. Notre méthodologie repose sur :

- La **modélisation détaillée** des composants (GADA, BESS, réseau)

- La **conception de contrôleurs avancés** pour la coordination GADA-BESS
- L'**évaluation des performances** via des simulations dynamiques sous Matlab/Simulink

Les simulations analysent la réponse du système face à des perturbations critiques : déconnexion du réseau principal et variations stochastiques du vent. Une attention particulière est portée à l'optimisation des stratégies de contrôle pour maximiser l'efficacité du support tout en préservant la durée de vie des batteries.

5.7.2. Architecture et modélisation du système d'étude

Le système d'étude, représenté à la Figure 5.3, modélise un réseau de distribution intégrant une éolienne GADA et un BESS. Son architecture comprend les éléments suivants :

- Une éolienne GADA de 2,5 MW connectée au jeu de barres B1 et reliée au jeu de barres B3 via un transformateur 690V/25Kv
- Un système BESS de 1,5 MW connecté au jeu de barres B3
- Une charge variable située au jeu de barres B4 et reliée au jeu de barres B3 via une ligne de 5 km et au jeu de barres B5 via une ligne de 25 km
- Une petite centrale hydroélectrique de 7,5 MW connectée au jeu de barres B7 et reliée au jeu de barres B5 via un transformateur 13.8kV/25kV
- Un réseau équivalent d'une puissance de court-circuit de 500 MVA connectée au jeu de barres 6 et reliée au jeu de barres 5 via une ligne de 3 km

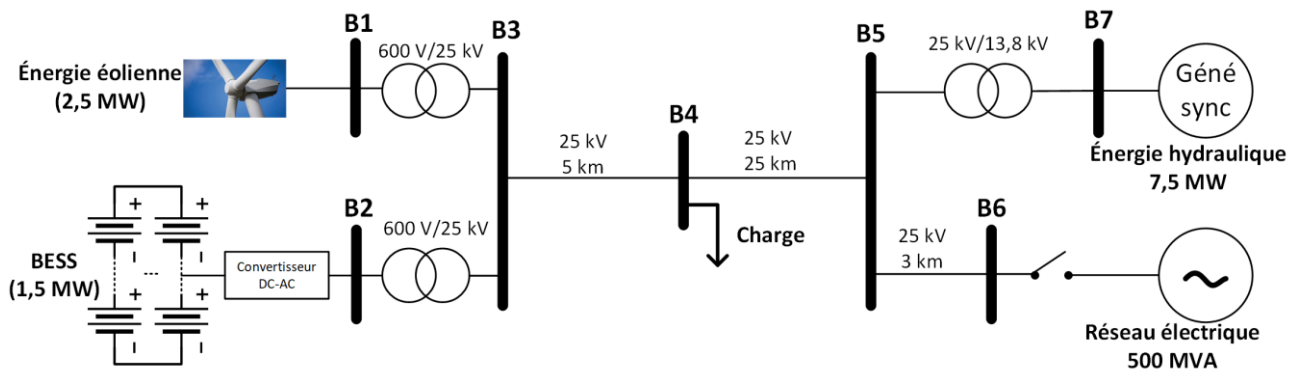


Figure 5.3. Schéma du réseau de distribution test avec stockage d'énergie

5.7.3. Description du réseau test :

Le système représente un réseau hybride réaliste où l'éolienne et le BESS sont situés à proximité (jeu de barres B3), permettant une coordination directe. La centrale hydroélectrique fournit une source de référence inertielle, tandis que le réseau équivalent (500 MVA) simule la connexion à un réseau de transmission plus large. Cette configuration permet d'évaluer la contribution du BESS au support de fréquence dans un contexte où l'éolien représente une part significative de la génération locale.

Les simulations réalisées sous Matlab/Simulink visent à analyser le comportement dynamique du système face à diverses perturbations, notamment la déconnexion du réseau principal et les variations de la vitesse du vent. Une attention particulière sera portée à l'optimisation des stratégies de contrôle afin de maximiser l'efficacité du support de fréquence tout en préservant la durée de vie des batteries. Cette étude s'inscrit dans un contexte de transition énergétique où l'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes nécessite des solutions innovantes pour maintenir la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques.

La BESS est connectée au bus AC commun (jeu de barres B3) avec la sortie du GADA, plutôt qu'au lien DC interne du convertisseur back-to-back de l'éolienne. Cette configuration présente des avantages décisifs :

- **Indépendance technique** : Pas de limitation par la capacité du convertisseur rotorique (généralement 20-30% de la puissance nominale).
- **Flexibilité économique** : Un seul BESS peut desservir plusieurs turbines.
- **Simplicité et fiabilité** : Architecture éprouvée, facilitant la maintenance.
- **Contribution optimisée au support de fréquence** : Accès direct au réseau sans conversion intermédiaire.

5.7.4. Modèle dynamique de l'éolienne GADA

Le modèle GADA reprend l'architecture détaillée au Chapitre 3 (Figure 5.4) : stator connecté au réseau, rotor interfacé via un convertisseur back-to-back dimensionné généralement entre 20 et 30% de la capacité du générateur.

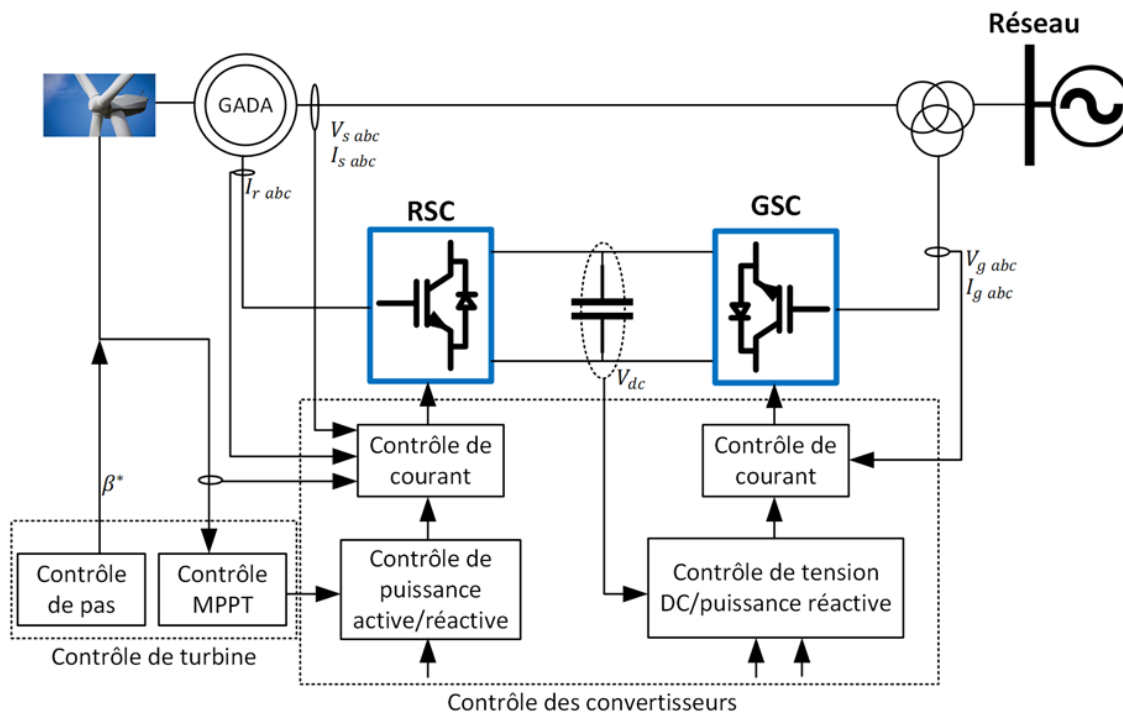


Figure 5.4. Architecture de contrôle d'une éolienne GADA

Ce système permet le MPPT et le contrôle découplé des puissances active (P) et réactive (Q). Le contrôleur de puissance active est piloté par la vitesse du rotor (dépendante du vent), non par la fréquence réseau. Cette absence de couplage inertiel naturel entraîne une réponse négligeable aux variations de fréquence, précisément la problématique que l'intégration BESS vise à résoudre. Pour les simulations, une éolienne de **2.5 MW** fonctionnant à sa vitesse nominale (11.5 m/s) est considérée, avec les paramètres identiques à ceux du Chapitre 3.

5.7.5. Modélisation et contrôle du BESS pour le support de fréquence

Le BESS de **1,5 MW** intègre deux sous-systèmes complémentaires :

1. **L'unité de stockage électrochimique**, convertissant l'énergie électrique en énergie chimique (et inversement).
2. **Le système de conversion de puissance (PCS)**, assurant l'interface électronique avec le réseau.

Pour cette étude, la technologie batterie lithium-ion a été retenue pour ses propriétés optimales dans les applications de régulation de fréquence [135] : densité énergétique élevée, longue durée de vie (nombreux cycles journaliers), temps de réponse quasi-instantané et faible maintenance.

5.7.5.1. Modèle de batterie lithium-ion

Un modèle électrique équivalent est utilisé, caractérisé par :

– **La tension aux bornes de la batterie :**

$$U_{dc} = U_{max} \cdot SOC + U_{min}(1 - SOC) - I_b \cdot R_{int} \quad (5.1)$$

– **État de charge (SOC) :** Calculé par comptage de Coulomb (méthode d'intégration du courant):

$$SOC_k = SOC_{k-1} \int (\eta \cdot I_b) / (3600 \cdot C_b) dt \quad (5.2)$$

où η est le rendement de charge/décharge et C_b la capacité en Ah.

Le SOC est maintenu entre **20% et 70%** pour optimiser la durée de vie tout en conservant une capacité utile significative.

5.7.5.2. Architecture de conversion de puissance

Le BESS (1.5 MW) est connecté via un convertisseur DC/AC bidirectionnel VSC au bus AC commun. La dynamique du bus DC est régie par :

$$C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = I_b - I_{inv} \quad (5.3)$$

5.7.5.3. Stratégie de contrôle pour le support de fréquence primaire

Le contrôle du BESS intégré à la sortie AC de l'éolienne constitue une approche sophistiquée pour le support de fréquence dans les réseaux électriques modernes. Cette stratégie repose sur un contrôle coordonné qui tient compte de l'état de charge (SOC) du banc de batteries afin de protéger l'équipement contre les limites critiques (20% en décharge minimale et 70% en charge maximale), ce qui augmente significativement sa durée de vie opérationnelle. Le système fonctionne selon deux modes fondamentaux interconnectés qui surveillent simultanément la fréquence du réseau et le SOC:

- En mode charge, le contrôle dirige prioritairement les batteries vers leur limite maximale en utilisant la puissance générée par l'éolienne. Même dans ce mode, le système conserve la capacité de basculer en décharge si nécessaire, tant que le SOC reste au-dessus de sa limite inférieure. Lorsque la fréquence est stable, le BESS utilise la référence de courant I_{d_bat} pour charger le système, passant à $I_d = 0$ une fois la limite de charge maximale atteinte.
- Le mode décharge se déclenche automatiquement lors d'une baisse de fréquence au-delà d'une bande morte de 0,1 Hz. Le BESS fournit de la puissance active au réseau jusqu'à ce que sa limite inférieure de charge soit détectée. À ce moment, la référence de puissance bascule vers la décharge (I_{d_pot}) et continue à fournir de la puissance active au réseau jusqu'à ce que la limite de charge minimale soit détectée. Si le BESS atteint sa limite inférieure, la référence de puissance passe à $I_d = 0$, et le système cesse de fournir de l'énergie au réseau.

L'architecture de contrôle s'articule autour de deux circuits principaux :

- Le contrôle de puissance (mode décharge) utilise une structure où la fréquence mesurée est comparée à la référence (60 Hz), puis transformée en référence de puissance via un gain de statisme conforme aux directives. Un régulateur PI dans la boucle interne assure un contrôle précis de la décharge.
- Le contrôle SOC (mode charge) gère la tension sur le bus DC des batteries via une boucle externe et la charge du banc via une boucle interne, les deux utilisant des régulateurs PI pour une stabilité optimale.

L'innovation majeure réside dans l'implémentation de la stratégie Active Power Command Switching (APCS) qui permet une transition fluide entre les références de courant pour la charge (I_{d_bat}) et la décharge (I_{d_pot}) selon les conditions du réseau et l'état du système de stockage. Cette approche garantit une réponse optimale aux perturbations de fréquence tout en préservant l'intégrité des batteries.

Ce modèle constitue une base solide pour les stratégies de contrôle avancées nécessaires à la stabilisation des réseaux intégrant une forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes. Il permet de simuler avec précision les interactions complexes entre le BESS et le système GADA lors des perturbations, offrant un cadre robuste pour l'optimisation des paramètres de contrôle dans divers scénarios d'exploitation.

5.7.6. Conception et implémentation des contrôleurs

5.7.6.1. Contrôle de l'éolienne à double alimentation

Le système de contrôle de l'éolienne repose sur deux convertisseurs interconnectés en configuration back-to-back, comme montré dans la figure 5.5.

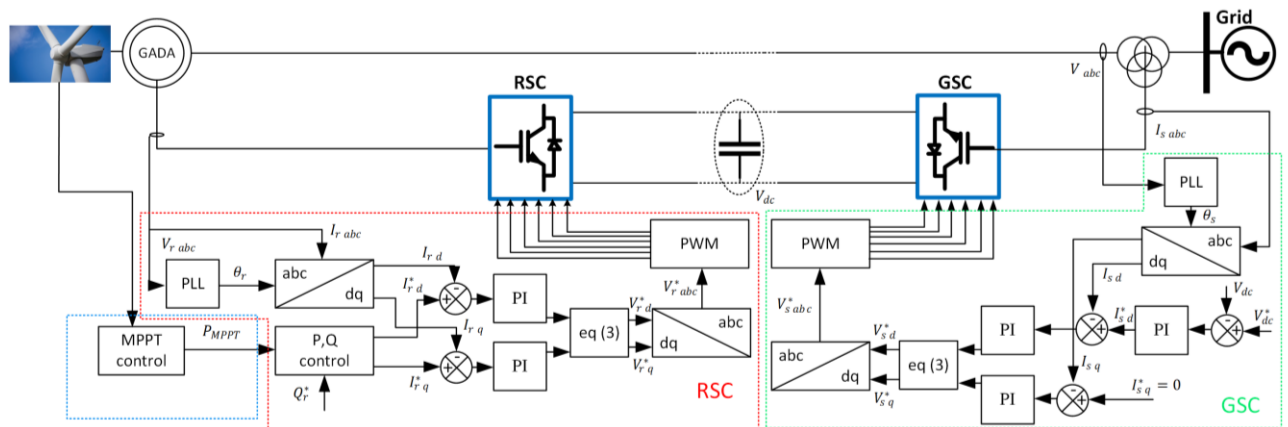


Figure 5.5. Système de contrôle de l'éolienne GADA

Le convertisseur du côté du rotor applique une stratégie de contrôle vectoriel fondée sur l'orientation du flux statorique. Cette approche permet de découpler le contrôle du couple

électromagnétique de celui de la puissance réactive. Le RSC manipule les tensions rotoriques en contrôlant les composantes du courant rotorique dans le référentiel $d-q$. La boucle de contrôle comporte deux niveaux hiérarchiques : une boucle externe qui génère les références de courant à partir des consignes de vitesse rotorique et puissance réactive, et une boucle interne qui asservit les courants rotoriques aux valeurs de référence.

Le convertisseur côté réseau utilise également un contrôle vectoriel, mais orienté selon la tension du réseau. Son rôle principal est de maintenir la tension du bus DC à sa valeur nominale indépendamment des variations de puissance du côté rotorique. La composante directe du courant (i_d) régule la tension du bus DC, tandis que la composante en quadrature (i_q) peut être utilisée pour un contrôle secondaire de la puissance réactive. En cas de perturbation du réseau, le GSC joue un rôle crucial dans la stabilisation rapide du système en absorbant les transitoires de puissance et en assurant la continuité de l'alimentation des circuits de commande.

L'intégration des contrôleurs RSC et GSC permet d'exploiter pleinement la plage de fonctionnement de la GADA, offrant une flexibilité opérationnelle en régimes sous-synchrone et sur-synchrone, tout en assurant une contribution significative à la stabilité de fréquence du réseau.

5.7.6.2. Contrôleur de puissance active du BESS

Le contrôleur de puissance actif du système de stockage d'énergie par batterie constitue l'élément clé pour la participation à la régulation primaire de la fréquence. Ce contrôleur se compose de deux boucles principales comme le montre la Figures 5.6 :

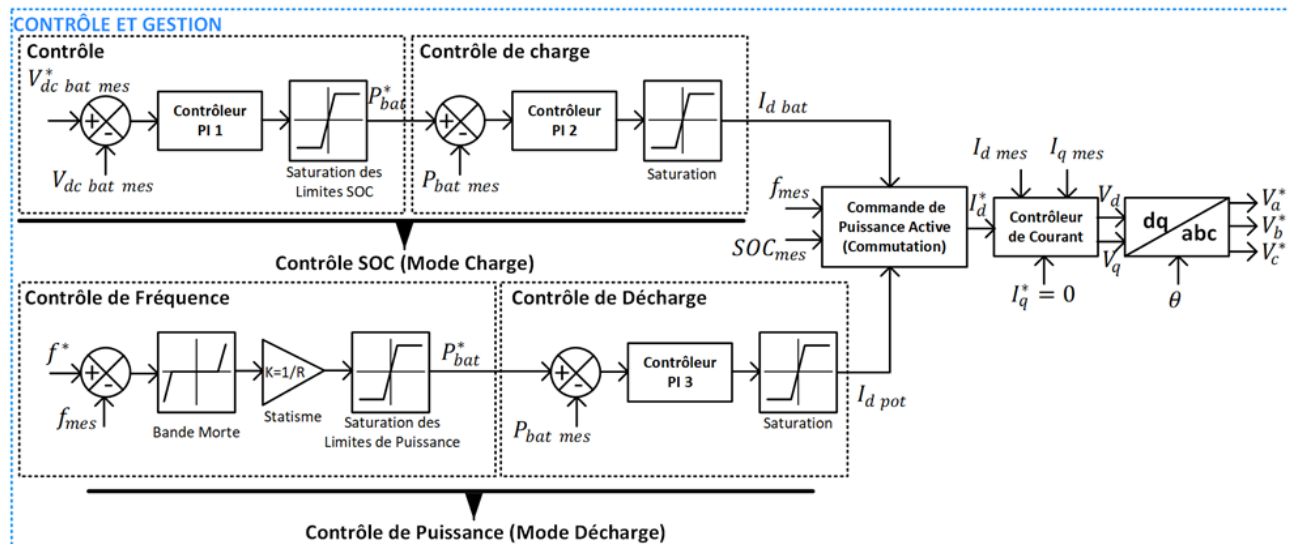


Figure 5.6. Contrôle du système de stockage d'énergie

- La boucle externe surveille en permanence la fréquence du réseau et la compare à la valeur de référence (50 Hz). Un bloc de bande morte de ± 0.1 Hz a été implémenté pour éviter les activations

inutiles du BESS lors de faibles variations de fréquence. Le signal d'écart de fréquence est ensuite traité par un gain de statisme qui convertit la déviation de fréquence en une référence de puissance active. Cette caractéristique de statisme permet au BESS de répondre en fonction de l'ampleur de la perturbation de fréquence.

- La boucle interne utilise un contrôleur proportionnel-intégral pour asservir la puissance de sortie du BESS à la référence générée. Cette boucle génère la référence de courant d'axe direct (I_{d_pot}) qui sera utilisée comme entrée du système de commande du convertisseur, selon le principe de la commande vectorielle orientée tension.

5.7.6.3. Contrôleur de charge de la batterie

Le contrôleur de charge assure la gestion de l'état de charge du banc de batteries lithium-ion. Sa conception reflète un compromis entre la disponibilité énergétique pour le soutien au réseau et la longévité des batteries. Ce contrôleur est également structuré en deux boucles : une boucle externe qui surveille la tension du bus DC des batteries (V_{dc_bat}) et régule cette tension à sa valeur nominale via un contrôleur PI. La boucle interne gère le processus de charge en régulant le courant injecté dans les batteries.

Pour garantir la durée de vie optimale des batteries lithium-ion, les limites opérationnelles de l'état de charge ont été fixées entre 20% (limite inférieure de décharge) et 70% (limite supérieure de charge), conformément aux recommandations des fabricants. Cette limitation évite les cycles de charge et décharge profonds qui accélèrent le vieillissement des cellules. Le signal de sortie du contrôleur de charge est la référence de courant (I_{d_bat}) utilisée par le système de commutation de référence de puissance active (APCS) décrit dans la section suivante.

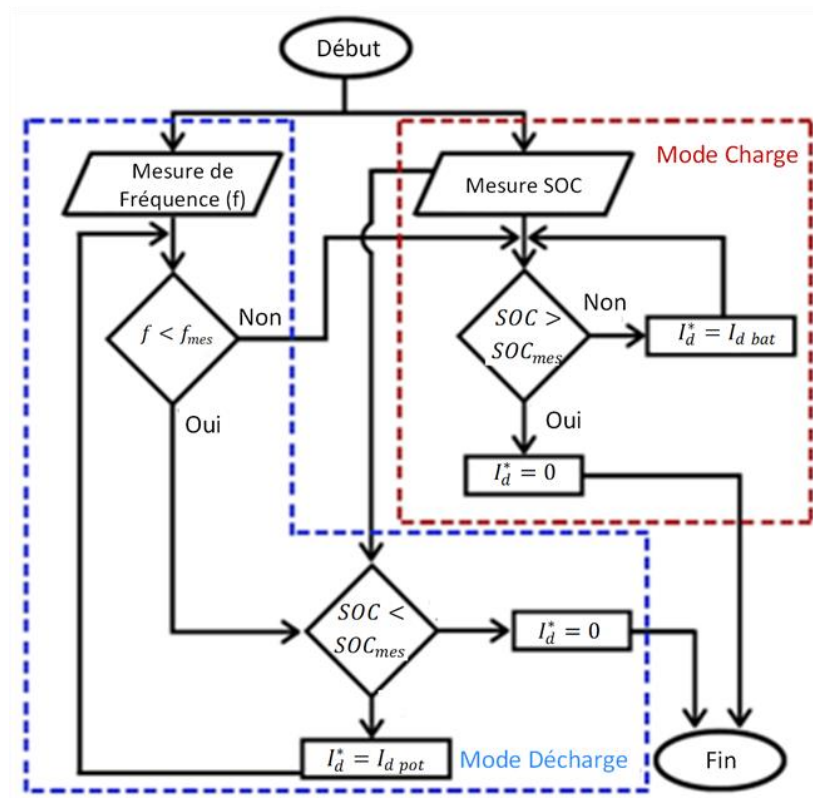


Figure 5.7. Organigramme du schéma de contrôle BESS pour le support de fréquence

Ce système surveille simultanément la fréquence du réseau et l'état de charge des batteries pour déterminer le mode opératoire optimal à chaque instant, comme le montre la Figure 5.7. Son fonctionnement peut être résumé en deux modes principaux :

- **Mode charge** : Activé lorsque la fréquence du réseau est normale, le système dirige la puissance générée par la GADA vers les batteries jusqu'à ce que leur niveau de charge atteigne la limite supérieure (70%). Si une chute de fréquence est détectée pendant cette phase et que le SOC n'est pas inférieur à la limite minimale, le système peut basculer instantanément en mode décharge pour soutenir le réseau. Lorsque les batteries atteignent leur charge maximale, la référence de courant est commutée à $I_d^* = 0$, suspendant le processus de charge.
- **Mode décharge** : Activé lors d'une chute de fréquence détectée, le BESS injecte de la puissance active dans le réseau selon la référence générée par le contrôleur de puissance (I_{d_pot}). Cette injection continue jusqu'à ce que la fréquence soit rétablie ou que le SOC atteigne sa limite inférieure (20%). À ce stade, la référence commute à $I_d^* = 0$, arrêtant la fourniture de puissance au réseau.

Ce système de contrôle assure non seulement une réponse rapide aux perturbations de fréquence, mais également la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes, optimisant ainsi leur durée de vie tout en maximisant leur contribution à la stabilité du réseau.

5.7.7. Scénarios de simulation et analyse des résultats

5.7.7.1. Métriques et standards d'évaluation de la stabilité de fréquence :

La fréquence constitue l'un des indicateurs fondamentaux de la stabilité d'un réseau électrique. Tout déséquilibre entre la production et la consommation entraîne des fluctuations : un surplus de production provoque une augmentation de la fréquence, tandis qu'un déficit entraîne une réduction [11]. Dans les réseaux nord-américains, brésiliens et japonais (partie occidentale), la fréquence nominale est fixée à 60 Hz, contrairement à 50 Hz utilisée en Europe et dans de nombreuses autres régions du monde.

L'analyse de la stabilité de fréquence s'appuie sur plusieurs métriques clés permettant de caractériser précisément la dynamique du système lors de perturbations. Le nadir de fréquence correspond à la valeur minimale atteinte par la fréquence lors d'un événement perturbateur. Ce point critique est directement influencé par l'inertie du système et la rapidité de la réponse primaire. Pour garantir la sécurité du réseau, le nadir doit rester au-dessus des seuils de délestage automatique, généralement fixés entre 59,2 et 59,5 Hz selon les réseaux. La profondeur du nadir est inversement proportionnelle à l'inertie du système et directement liée à l'amplitude de la perturbation [156].

Le RoCoF mesure la vitesse à laquelle la fréquence varie immédiatement après une perturbation, typiquement calculée sur une fenêtre de 500 ms selon la formule $RoCoF = \Delta f / \Delta t$ [Hz/s]. Cette métrique est particulièrement critique dans les réseaux à forte pénétration d'énergies renouvelables non synchrones, où l'inertie réduite conduit à des variations plus rapides. Des valeurs élevées de RoCoF peuvent entraîner le déclenchement intempestif des protections de découplage des unités de production, aggravant ainsi la perturbation initiale. La fenêtre de mesure est aussi importante que la valeur elle-même, car elle détermine la sensibilité de la détection [157].

D'autres métriques importantes incluent la déviation en régime permanent (écart entre la fréquence stabilisée après l'action de la réponse primaire et la fréquence nominale) et le temps de rétablissement (durée nécessaire pour que la fréquence revienne dans une plage acceptable autour de sa valeur nominale). Comme illustré dans la Figure 5.8, la stabilisation de la fréquence après une perturbation implique plusieurs mécanismes de réponse, chacun caractérisé par une constante de temps différente. La réponse inertielle, activée instantanément, est dérivée de l'énergie cinétique des masses rotatives et constitue la première ligne de défense contre les variations rapides. La réponse primaire (POR), activée dans les 2 à 5 secondes, stabilise la fréquence à une valeur d'équilibre grâce à une contribution proportionnelle à l'écart de fréquence. La réponse secondaire (SOR), initiée entre 15 et 90 secondes, vise à éliminer l'écart statique subsistant et à ramener progressivement la fréquence à sa valeur nominale. Enfin, la réponse tertiaire (TOR), activée après 90 secondes et maintenue jusqu'à 5 minutes, remplace les réserves primaires et secondaires [110].

L'intégration massive d'énergies renouvelables non-synchrones présente des défis substantiels, particulièrement dans les réseaux insulaires. La réduction de l'inertie synchrone entraîne des valeurs de RoCoF plus élevées, des nadirs plus profonds et des temps de réponse plus courts. Des études techniques ont démontré que dans le système irlandais, durant les périodes de forte production éolienne, la perte d'un générateur peut entraîner des RoCoF supérieurs à 0,5 Hz/s mais inférieurs à 1 Hz/s, avec des valeurs dépassant 2 Hz/s dans des cas extrêmes. La diminution des capacités de réglage primaire affecte également la stabilisation post-perturbation, tandis que le risque de déclenchements en cascade constitue une menace sérieuse pour les réseaux à faible marge de réserve.

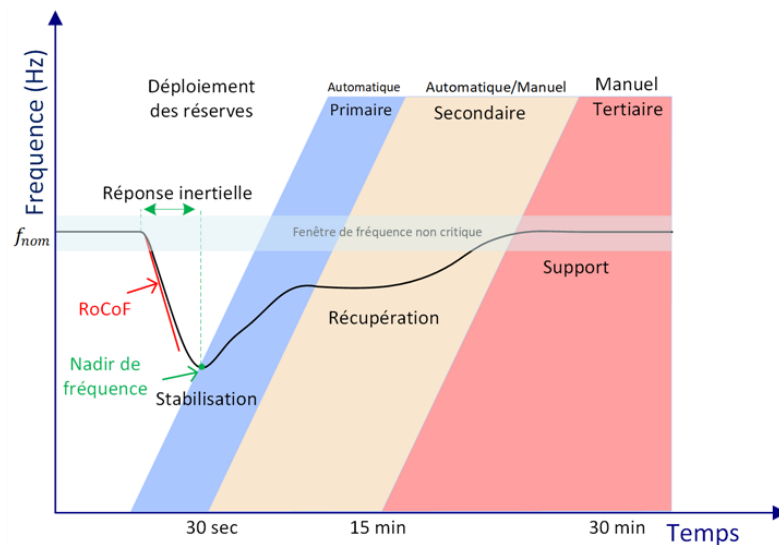


Figure 5.8. Dynamique de réponse de la fréquence et activation des réserves

5.7.7.2. Description du système de test et paramètres :

Comme illustré à la Figure 5.3, le système de test utilisé pour cette étude est un réseau de distribution insulaire avec une forte pénétration d'énergie éolienne. Le système comprend une éolienne de 2,5 MW dont les caractéristiques détaillées sont présentées dans l'annexe B.1. Cette éolienne est connectée à un bus de 690V, puis transformée à 25 kV par un transformateur élévateur. Un système de stockage d'énergie par batterie (BESS), est directement couplé au bus AC commun du GADA. Le réseau comporte également une charge variable et est connecté à une centrale hydroélectrique synchrone ainsi qu'à un réseau principal de 500 MVA via une ligne de transmission. Cette configuration permet de simuler différents scénarios d'exploitation, notamment le fonctionnement en mode connecté ou en mode isolé du réseau principal, ainsi que les variations de la production éolienne et de la demande.

L'ensemble du système fonctionne à une fréquence nominale de 60 Hz, ce qui est standard dans les réseaux nord-américains, brésiliens et japonais (partie occidentale). Pour assurer une régulation efficace de la fréquence et une gestion optimale de l'énergie, divers contrôleurs ont été

implémentés, avec leurs paramètres, dont les régulateurs de courant du GADA, le contrôleur de régulation de fréquence et les contrôleurs dédiés à la gestion du BESS.

Ce système de test est particulièrement adapté pour évaluer la performance du BESS intégré au GADA dans la régulation de la fréquence, notamment lors de perturbations telles que la déconnexion du réseau principal ou des variations rapides de la vitesse du vent. Les valeurs des paramètres des régulateurs ont été soigneusement optimisées pour garantir une réponse dynamique rapide tout en préservant la stabilité du système dans diverses conditions d'exploitation.

5.7.7.3. Résultats de simulation :

L'ensemble des simulations a été réalisé à l'aide de l'environnement MATLAB/Simulink, choisi pour sa flexibilité dans l'implémentation de stratégies de contrôle avancées et sa capacité à modéliser avec précision les systèmes électriques dynamiques. Pour évaluer de manière exhaustive les performances du système de stockage d'énergie par batterie intégré au générateur à induction à double alimentation, plusieurs scénarios représentatifs de conditions d'exploitation réelles ont été simulés. Le scénario principal consiste en un événement de déconnexion réseau survenant à $t = 2,5 \text{ s}$, entraînant une diminution soudaine de la fréquence du système. Ce type de perturbation est particulièrement critique dans les réseaux insulaires ou faiblement interconnectés, où les variations de fréquence peuvent être rapides et de grande amplitude [5]. Ce scénario de base a été décliné en quatre cas d'étude distincts pour analyser l'influence des conditions de vent sur l'efficacité des stratégies de contrôle :

- Dans le premier cas, la vitesse du vent est maintenue constante à sa valeur nominale (11,5 m/s), permettant à l'éolienne de délivrer sa puissance nominale de 2,5 MW, avec une charge de 10,3 MW à la barre 4. Ce cas vise à évaluer la capacité du système BESS à maintenir la stabilité de fréquence lors d'une transition soudaine vers un mode de fonctionnement isolé dans des conditions de charge modérée.
- Le deuxième cas examine un scénario plus complexe combinant deux perturbations successives : une déconnexion du réseau principal à $t = 2,5 \text{ s}$ avec une charge initiale de 10,3 MW, suivie d'une augmentation soudaine de la charge à 11,1 MW à $t = 4,5 \text{ s}$. Cette séquence de perturbations crée un déséquilibre progressivement aggravé entre la production et la consommation, mettant à l'épreuve la capacité d'adaptation du système BESS face à des conditions d'exploitation qui se détériorent au fil du temps. La vitesse du vent reste constante à 11,5 m/s tout au long de la simulation.
- Le troisième cas examine l'impact des fluctuations naturelles de la ressource éolienne sur la stabilité de fréquence. Un profil de vitesse de vent variable est appliqué (illustré à la Figure 4.21), reproduisant les variations typiques observées à l'éolienne. Ce scénario, particulièrement réaliste,

permet d'évaluer la robustesse de la stratégie de contrôle des BESS face à la double contrainte d'une perturbation majeure (perte de connexion au réseau) et de la variabilité inhérente de la production renouvelable. La simulation s'étend sur 12 secondes pour capturer l'évolution dynamique complète du système sous ces conditions changeantes.

– Un quatrième cas, ajouté à l'étude originale, évalue la performance du système face à un défaut triphasé sur la ligne reliant les barres 3 et 4. Ce défaut, d'une durée de 150 ms, constitue une perturbation sévère mais courante dans les réseaux électriques. Ce cas permet d'analyser la capacité du BESS à contribuer à la stabilité du système lors de creux de tension transitoires, complétant ainsi l'évaluation des performances de la solution proposée.

Pour chaque cas, deux configurations ont été comparées : le système sans BESS (référence) et le système avec BESS intégrant la stratégie de contrôle de fréquence. Cette approche comparative permet de quantifier précisément la contribution du BESS à l'amélioration de la stabilité de fréquence dans différentes conditions d'exploitation, et d'évaluer l'efficacité de la stratégie de contrôle proposée par rapport aux exigences des codes réseau modernes.

a. Cas 01 : Déconnexion du réseau principal avec faible demande

Les Figures 5.9 et 5.10 présentent les résultats de simulation du premier cas d'étude, correspondant à une déconnexion du réseau principal survenant à $t = 2,5$ secondes avec une vitesse de vent constante de 11,5 m/s et une charge de 10,3 MW.

L'analyse de la Figure 5.9-a, révèle l'impact significatif du BESS sur la stabilité de fréquence du système. Sans BESS, la fréquence chute considérablement, atteignant environ 58 Hz à $t = 8$ s, avec une tendance continue à la baisse, ce qui suggère une instabilité potentielle du système. Cette déviation importante placerait un réseau réel dans une situation critique, susceptible de déclencher les mécanismes de délestage automatique. En revanche, avec l'intégration du BESS, la stabilité du système est remarquablement préservée, avec seulement une légère diminution initiale suivie d'une stabilisation rapide autour de 59,7 Hz. L'encadré agrandi met en évidence cette différence cruciale dans les premiers instants suivant la perturbation, où le BESS parvient à limiter l'amplitude du nadir de fréquence.

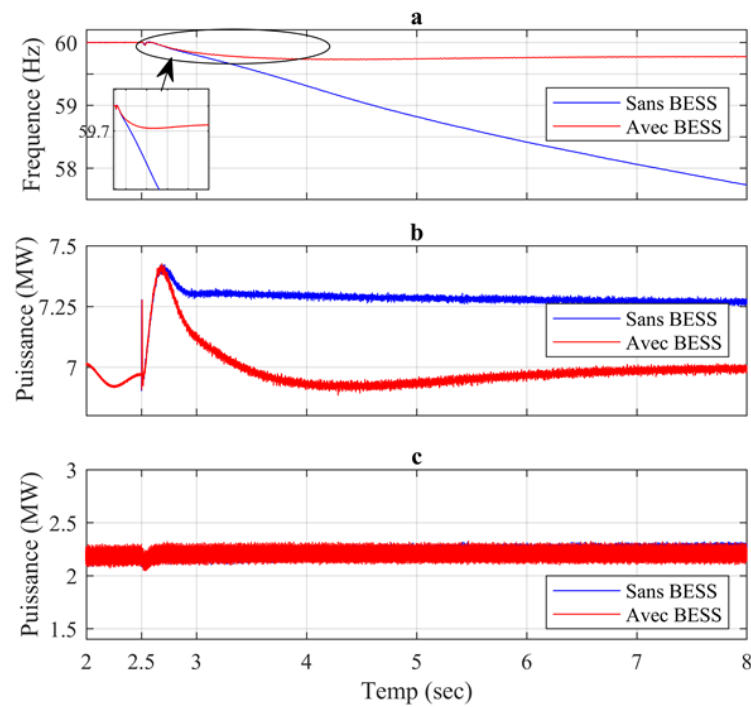


Figure 5.9. Réponse du système lors du cas 01 :

- a- la réponse de fréquence,
- b- la puissance de sortie hydroélectrique,
- c- la puissance de sortie du GADA

La Figure 5.9-b, montre l'évolution de la puissance fournie par la centrale hydroélectrique dans les deux configurations. Sans BESS, après un pic transitoire d'environ 7,5 MW, la centrale maintient un niveau de production élevé autour de 7,3 MW, indiquant un effort continu pour compenser le déficit de puissance. Avec le BESS, on observe une réponse initiale similaire, suivie d'une réduction progressive jusqu'à environ 7 MW. Cette différence de comportement illustre la répartition plus équilibrée de l'effort de régulation entre les différentes sources lorsque le BESS est présent.

La Figure 5.9-c, présente la puissance de sortie du GADA qui reste relativement stable autour de 2,2 MW dans les deux scénarios, confirmant le découplage inhérent aux éoliennes modernes équipées de convertisseurs d'électronique de puissance. On note néanmoins de légères fluctuations transitoires au moment de la perturbation, plus visibles avec le BESS, ce qui suggère une interaction dynamique entre les différents composants du système.

La Figure .10 permet d'analyser en détail le comportement du BESS pendant l'événement. La Figure 5.10-a, montre l'évolution de l'état de charge (SOC), initialement à 71,5% (proche de la limite maximale définie dans la stratégie de contrôle), qui diminue progressivement à partir de $t = 2,5$ s pour atteindre environ 71,3% à la fin de la simulation. Cette faible variation du SOC (seulement 0,2%) témoigne de l'efficacité de la stratégie de commande de la batterie tout en assurant une contribution significative à la stabilisation du système.

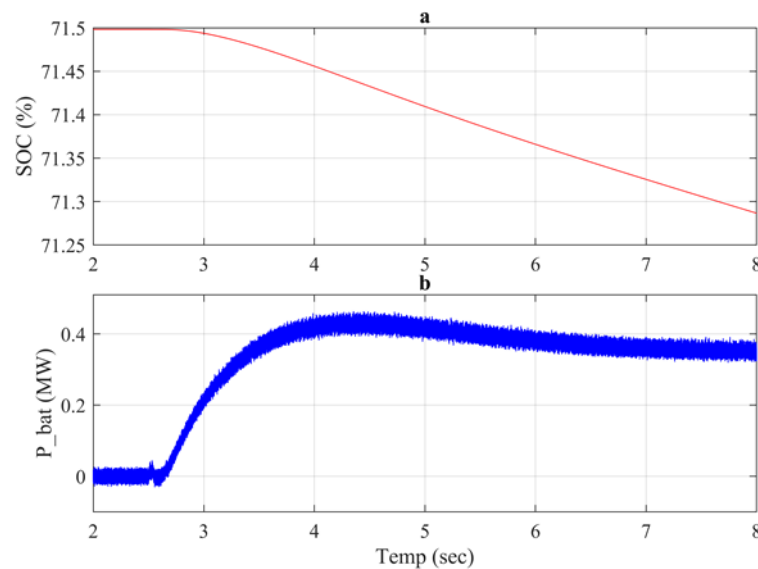


Figure 5.10. Comportement du BESS lors du cas 01 :
a- l'état de charge (SOC),
b- la puissance injectée par le BESS

La Figure 5.10-b, illustre la réponse dynamique du BESS en termes de puissance injectée. On constate une réaction quasi instantanée à $t = 2,5$ s, suivie d'une augmentation progressive jusqu'à atteindre un maximum d'environ 0,4 MW aux alentours de $t = 4,5$ s. Par la suite, la puissance fournie se stabilise autour de 0,37 MW. Les légères oscillations observées dans le profil de puissance reflètent l'action continue du contrôleur qui ajuste finement l'injection de puissance en fonction de l'écart de fréquence instantané. Il est particulièrement intéressant de noter que, malgré une puissance injectée relativement modeste (0,4 MW) par rapport à la puissance nominale de la centrale hydroélectrique (7,5 MW), le BESS a un impact considérable sur la stabilité de fréquence du système. Cette efficacité remarquable s'explique par la rapidité de réponse du BESS et la précision de sa stratégie de contrôle, qui permet d'intervenir exactement au moment où le système est le plus vulnérable, immédiatement après la perturbation.

L'analyse conjointe des deux figures met en évidence la complémentarité entre le BESS et les sources conventionnelles dans la régulation de la fréquence. Tandis que la centrale hydroélectrique fournit une réponse inertielle naturelle mais relativement lente, le BESS apporte une contribution immédiate qui limite l'amplitude de la déviation initiale de fréquence, permettant ainsi au système de rester dans des plages de fonctionnement sécuritaires. La stratégie de commande de la batterie, en coordonnant intelligemment les transitions entre les modes de fonctionnement du BESS tout en respectant les contraintes du SOC, assure une utilisation optimale des ressources du système de stockage sans compromettre sa durée de vie opérationnelle.

b. Cas 02 : Déconnexion du réseau principal avec forte demande

Les Figures 5.11 et 5.12 illustrent les résultats de simulation du deuxième cas d'étude, qui examine un scénario plus complexe combinant deux perturbations successives : une déconnexion du réseau principal à $t = 2,5$ s, suivie d'une augmentation significative de la charge de 10,3 MW à 11,1 MW à $t = 4,5$ s. Cette séquence d'événements constitue un scénario particulièrement critique pour la stabilité du système.

La Figure 5.11-a met en évidence les différences dramatiques de fréquence de comportement entre les configurations avec et sans BESS. Sans système de stockage, la fréquence présente une évolution en deux phases distinctes : une première diminution modérée suite à la déconnexion réseau, suivie d'une chute catastrophique après l'augmentation de charge à $t = 4,5$ s, atteignant environ 55 Hz à $t = 8$ s avec une tendance continue à la baisse. Cette valeur se situe bien en-dessous du seuil critique de 56,5 Hz qui, dans un réseau réel, déclencherait les mécanismes de protection et provoquerait probablement un blackout. En revanche, avec l'intégration du BESS (courbe rouge), la fréquence reste remarquablement stable, ne subissant qu'une légère diminution supplémentaire lors de l'augmentation de la charge, pour se stabiliser finalement autour de 59,2 Hz. Cette performance illustre la capacité exceptionnelle du BESS à amortir des perturbations multiples et séquentielles.

L'analyse de la Figure 5.11-b, révèle le comportement adaptatif de la centrale hydroélectrique face à cette double perturbation. Sans BESS, on observe une réponse en deux temps bien distincte : une première augmentation modérée après la déconnexion réseau, suivie d'une montée en puissance beaucoup plus importante après l'augmentation de charge à $t = 4,5$ s, atteignant et maintenant environ 8,2 MW. Cette surcharge significative par rapport à la capacité nominale de la centrale s'avère néanmoins insuffisante pour stabiliser la fréquence du système. En présence du BESS, la centrale hydroélectrique présente un comportement plus mesuré, avec un pic transitoire à chaque perturbation, puis une stabilisation rapide autour de 7 MW, démontrant ainsi une répartition plus équilibrée de l'effort de régulation entre les différentes sources.

La Figure 5.11-c montre que la puissance de sortie du GADA reste relativement stable autour de 2,2 MW dans les deux configurations, avec une légère tendance à l'augmentation dans le scénario sans BESS vers la fin de la simulation, probablement en réponse à la chute continue de la fréquence. Cette observation confirme le découplage intrinsèque des éoliennes vis-à-vis des variations de fréquence du réseau, même en présence de multiples perturbations.

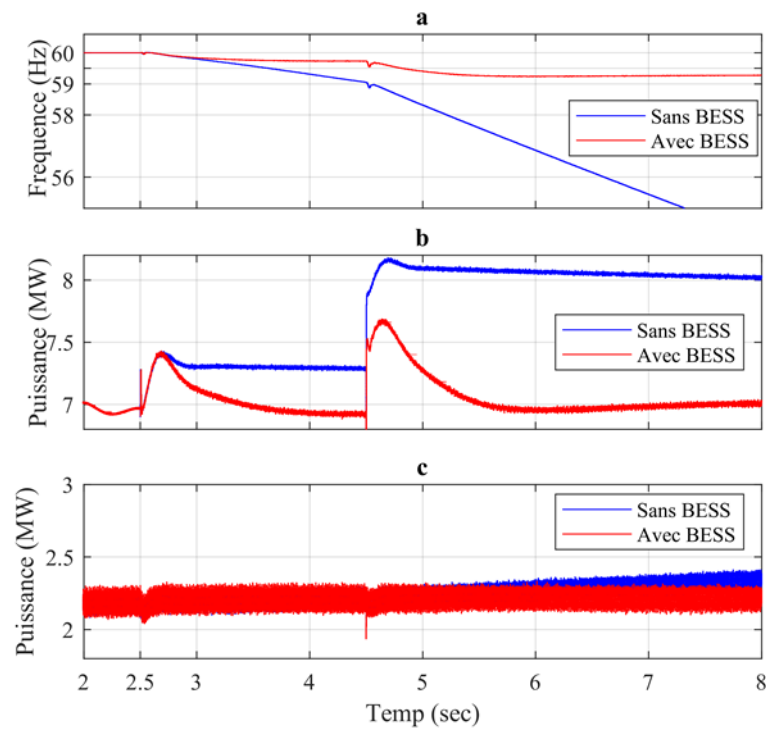


Figure 5.11. Réponse du système pendant le cas 02 :

- a- la réponse de fréquence,
- b- la puissance de sortie hydroélectrique,
- c- la puissance de sortie du GADA

La Figure 5.12 permet d'examiner en détail la contribution du BESS dans ce scénario critique à double perturbation. La Figure 5.12-a montre l'évolution du SOC, qui décroît de manière plus marquée que dans le cas précédent, passant de 71,5% à environ 71% sur la période observée. Cette diminution plus marquée reflète la sollicitation accrue du système de stockage en raison de déséquilibres énergétiques successifs.

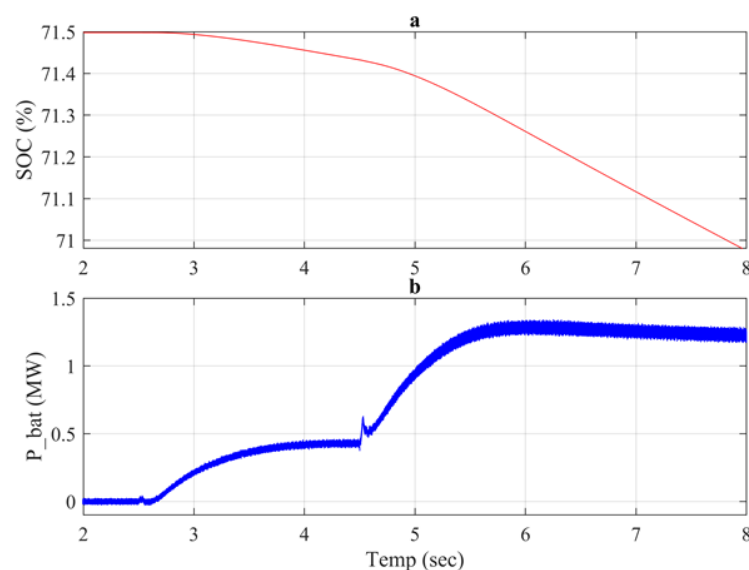


Figure 5.12. Comportement du BESS pendant le scénario 02 :

- a- l'état de charge (SOC),
- b- la puissance injectée par le BESS

La Figure 5.12-b, illustre parfaitement la dynamique d'adaptation du BESS aux deux perturbations successives. On observe clairement un profil bimodal : une première phase d'injection progressive atteignant environ 0,45 MW après la déconnexion du réseau, suivie d'une augmentation rapide jusqu'à un plateau d'environ 1,25 MW après l'augmentation de la charge à $t = 4,5$ secondes. Ce comportement démontre la réactivité et l'adaptabilité remarquables de la stratégie de commande, qui ajuste dynamiquement la contribution du BESS en fonction de l'évolution des conditions du réseau. Il est particulièrement impressionnant de constater que, malgré la sévérité accrue de ce scénario à double perturbation, le BESS parvient à maintenir la fréquence au-dessus de la limite inférieure critique de 59 Hz, ce qui permet au système de continuer à fonctionner dans une plage acceptable. Cette performance illustre parfaitement la valeur ajoutée du BESS en tant que solution de renforcement de la résilience des réseaux électriques face à des perturbations complexes et séquentielles.

c. Cas 03 : Variation de la production éolienne après déconnexion réseau

Les Figures 5.13 et 5.14 présentent les résultats du troisième cas d'étude, qui analysent le comportement du système face à des variations de la production éolienne (Figure 4.21) après une déconnexion du réseau principal. Ce scénario, d'une durée de simulation allant jusqu'à 12 secondes, permet d'évaluer la réponse du système à des fluctuations naturelles de la ressource éolienne, ce qui représente des conditions d'exploitation plus réalistes.

La Figure 5.13-a, illustre l'évolution de la fréquence du système dans ce contexte dynamique. Sans BESS, on observe une dégradation progressive et significative de la fréquence à la déconnexion initiale, atteignant environ 58 Hz à $t = 7$ s, puis continuant à chuter jusqu'à environ 56 Hz à la fin de la simulation. Cette tendance est ponctuée par des variations supplémentaires correspondant aux fluctuations de la production éolienne, avec notamment des inflexions plus marquées autour de $t = 7,5$ s et $t = 11,5$ s. En revanche, avec l'intégration du BESS, la fréquence se stabilise remarquablement autour de 59,7 Hz après la perturbation initiale, et parvient à maintenir ce niveau malgré les variations de la production éolienne. On note uniquement de légères ondulations autour de la valeur moyenne, témoignant de la capacité du système de stockage à absorber efficacement les fluctuations.

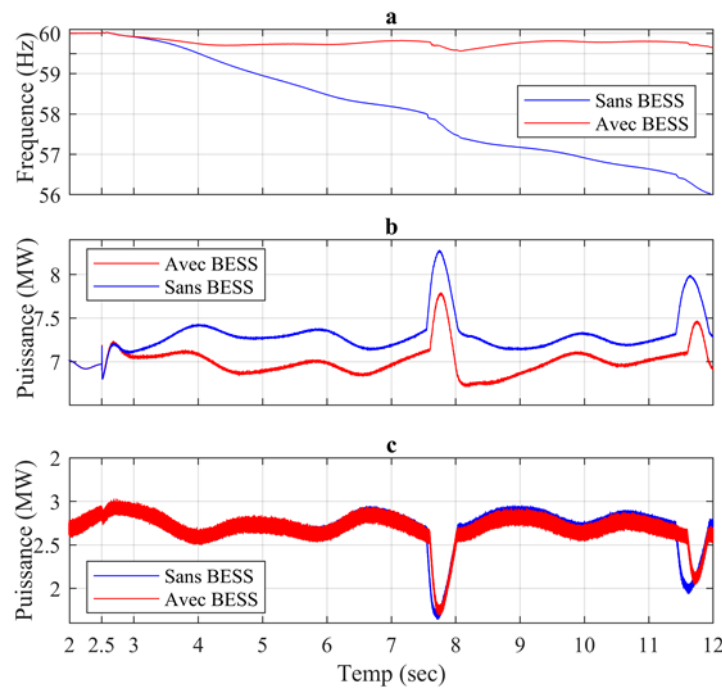


Figure 5.13. Réponse du système pendant le cas 03 :

- a- la réponse de fréquence,
- b- la puissance de sortie hydroélectrique,
- c- la puissance de sortie du GADA

L'analyse de la Figure 5.13-b, révèle le comportement de la centrale hydroélectrique face à ces conditions variables. Sans BESS, la centrale est contrainte d'ajuster continuellement sa production pour tenter de compenser les fluctuations, avec des pics atteignant 8,5 MW à $t = 7,8$ s et 8 MW à $t = 11,5$ s, bien au-delà de sa puissance nominale. Cette sollicitation excessive représente un stress opérationnel important pour l'équipement. En présence du BESS, la centrale hydroélectrique présente un comportement beaucoup plus stable, avec une production moyenne autour de 7 MW et des variations moins prononcées. Les pics transitoires sont significativement réduits, ne dépassant pas 7,5 MW, ce qui contribue à préserver la durée de vie et l'efficacité de l'équipement.

La Figure 5.13-c, montre l'évolution de la puissance de sortie du GADA, qui varie entre 2,5 et 3 MW en fonction des fluctuations de la vitesse du vent. On note particulièrement deux creux importants à $t = 7,8$ s et $t = 11,5$ s, correspondant à des baisses temporaires de la vitesse du vent. La similitude des courbes avec et sans BESS témoigne de l'indépendance du comportement du GADA vis-à-vis du système de stockage en termes de production de puissance active, confirmant que le GADA suit sa propre stratégie de contrôle axée sur l'extraction maximale de puissance à partir du vent disponible.

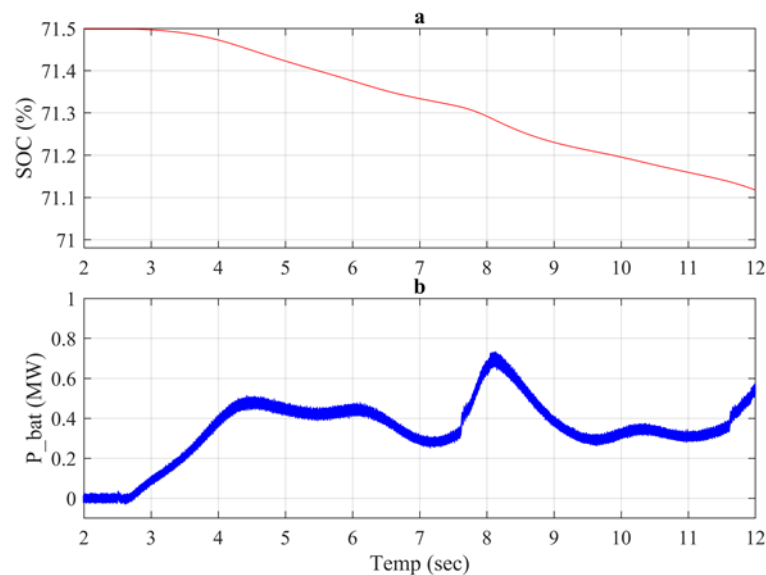


Figure 5.14. Comportement du BESS pendant le scénario 03 :

a- l'état de charge (SOC),

b- la puissance injectée par le BESS

La Figure 5.14 permet d'examiner en détail le comportement du BESS dans ce scénario de production variable. La Figure 5.14-a montre l'évolution du SOC sur la période de simulation étendue. On observe une diminution progressive et relativement linéaire, passant de 71,5% à environ 71,1% sur 10 secondes, avec une légère accélération de la décharge autour de $t = 8$ s, correspondant à une période de baisse plus prononcée de la production éolienne. La Figure 5.14-b, illustre la dynamique d'adaptation de la puissance injectée par le BESS face aux variations de la production éolienne. Après la phase initiale de montée progressive suivant la déconnexion réseau, on observe des modulations significatives de la puissance en réponse directe aux fluctuations de la production éolienne. Particulièrement notable est le pic d'injection atteignant 0,7 MW autour de $t = 8$ s, coïncidant précisément avec la baisse temporaire de production de l'éolienne. Cette réactivité démontre l'efficacité de la stratégie de contrôle qui ajuste en temps réel la contribution du BESS en fonction des conditions instantanées du système.

Ce troisième cas d'étude met en lumière l'un des avantages les plus significatifs des systèmes de stockage par batterie : leur capacité à lisser les fluctuations inhérentes aux sources d'énergie renouvelable. Le BESS joue ici un double rôle crucial : il assure non seulement le maintien de la stabilité de fréquence suite à la déconnexion réseau, mais contribue également à l'absorption des variations de production éolienne, réduisant ainsi la sollicitation des sources conventionnelles comme la centrale hydroélectrique.

d. Cas 04 : Défaut triphasé suite à une déconnexion réseau

Les Figures 4.15 et 4.16 présentent les résultats du quatrième cas d'étude, qui examine un scénario particulièrement critique combinant une déconnexion du réseau principal à $t = 2,5$ s, suivie d'un défaut triphasé survenant à $t = 4,5$ s et persistant pendant 200 ms. Cette séquence représente l'une des perturbations les plus sévères susceptibles d'affecter un réseau électrique.

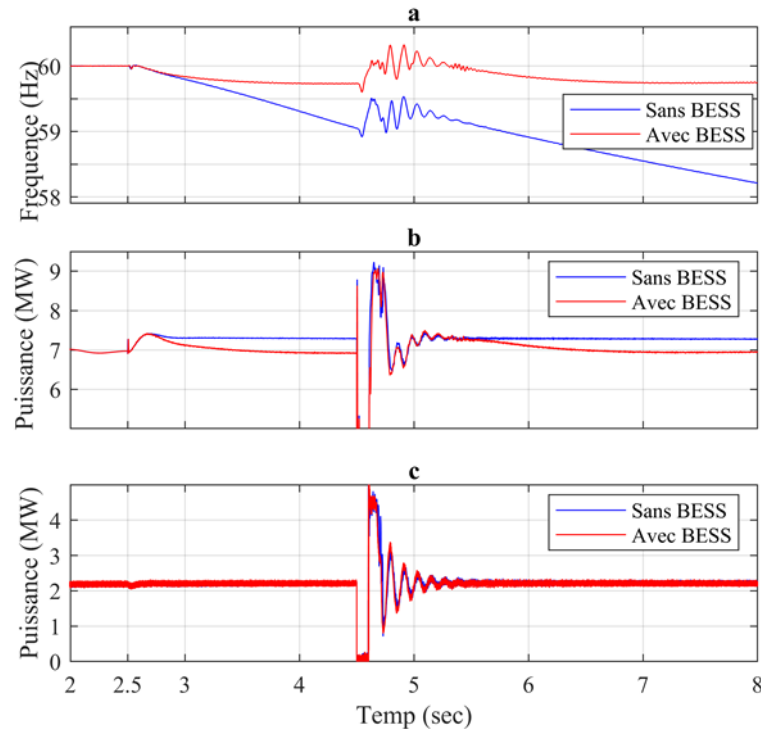


Figure 5.15. Réponse du système pendant le cas 04 :

- a- la réponse de fréquence,
- b- la puissance de sortie hydroélectrique,
- c- la puissance de sortie du GADA

La Figure 5.15-a met en évidence l'impact d'une double perturbation sur la fréquence du système. En l'absence de BESS, la fréquence connaît d'abord une baisse progressive due à la déconnexion réseau, puis subit une série d'oscillations sévères après l'apparition du défaut triphasé, avant de poursuivre sa chute jusqu'à environ 58 Hz en fin de simulation. Ces oscillations transitoires, typiques des défauts de court-circuit, constituent un risque majeur pour la stabilité dynamique. À l'inverse, avec l'intégration du BESS, bien que des oscillations persistent après le défaut, elles sont nettement amorties et la fréquence se stabilise rapidement autour de 59,7 Hz. Ce résultat démontre la capacité du BESS à renforcer la stabilité fréquentielle tout en améliorant l'amortissement des oscillations électromécaniques post-défaut.

De son côté, la Figure 5.15-b illustre la réponse de la centrale hydroélectrique à la même séquence d'événements. Dans les deux configurations, on observe une interruption momentanée de la production lors du défaut triphasé, suivie d'un pic transitoire proche de 9 MW durant la phase de

récupération, ce qui correspond au comportement classique des générateurs synchrones en situation de court-circuit. La différence essentielle apparaît lors de la phase de stabilisation : sans BESS, la centrale maintient une puissance élevée autour de 7,5 MW, tandis qu'avec BESS, elle revient progressivement à un niveau plus modéré, avoisinant 7 MW. Cette évolution souligne une répartition plus équilibrée de l'effort de régulation entre les différentes sources, ce qui réduit la sollicitation du groupe hydraulique et renforce la résilience globale du système.

La Figure 5.15-c illustre la réponse du GADA au défaut triphasé. On observe une chute instantanée de la production jusqu'à 0 MW pendant toute la durée du défaut, suivie de fortes oscillations transitoires durant la phase de récupération, avec des pics dépassant 4 MW avant d'atteindre une stabilisation progressive. Ce comportement est typique des générateurs asynchrones à double alimentation confrontés à des creux de tension profonds, où les dispositifs de protection de l'électronique de puissance peuvent entraîner une déconnexion temporaire des convertisseurs.

L'analyse comparative des courbes met en évidence une similitude de réponse, avec ou sans BESS, durant cette phase initiale, ce qui souligne que la dynamique immédiate du GADA est essentiellement gouvernée par ses propres systèmes de protection et de contrôle. Toutefois, la présence du BESS favorise une stabilisation plus rapide de la production après le défaut.

La Figure 5.16 approfondit l'examen du comportement du BESS face à cette séquence complexe de perturbations. La Figure 5.16-a présente l'évolution du SOC, qui décroît en deux phases distinctes, correspondant aux deux perturbations successives. On remarque en particulier le plateau autour de $t = 5$ s, traduisant la période durant laquelle le BESS cesse temporairement d'injecter de la puissance active pendant le défaut triphasé.

La Figure 5.16-b, illustre la dynamique d'injection de puissance du BESS, qui révèle une stratégie de contrôle particulièrement sophistiquée. Après une première phase d'injection progressive, suivie de la déconnexion du réseau, on observe une interruption presque complète pendant le défaut triphasé, suivie d'oscillations importantes correspondant à la phase de récupération post-défaut. Cette interruption temporaire est une caractéristique importante de la stratégie de commande qui adapte intelligemment la contribution du BESS en fonction des conditions instantanées du réseau. En cas de défaut, l'injection de puissance active est généralement moins efficace que l'injection de puissance réactive pour maintenir la tension, ce qui explique cette modulation temporaire. Après la phase transitoire, le BESS reprend progressivement son rôle de soutien de fréquence, avec une puissance stable autour de 0,4 MW. Un élément particulièrement notable est le pic d'injection de puissance, qui atteint brièvement plus de 1,2 MW au moment de l'élimination du défaut. Cette injection, transitoire mais intense, joue un rôle crucial dans la stabilisation du système pendant la phase critique de

récupération post-défaut, contribuant à l'amortissement des oscillations de fréquence observées et facilitant le retour à un état stable.

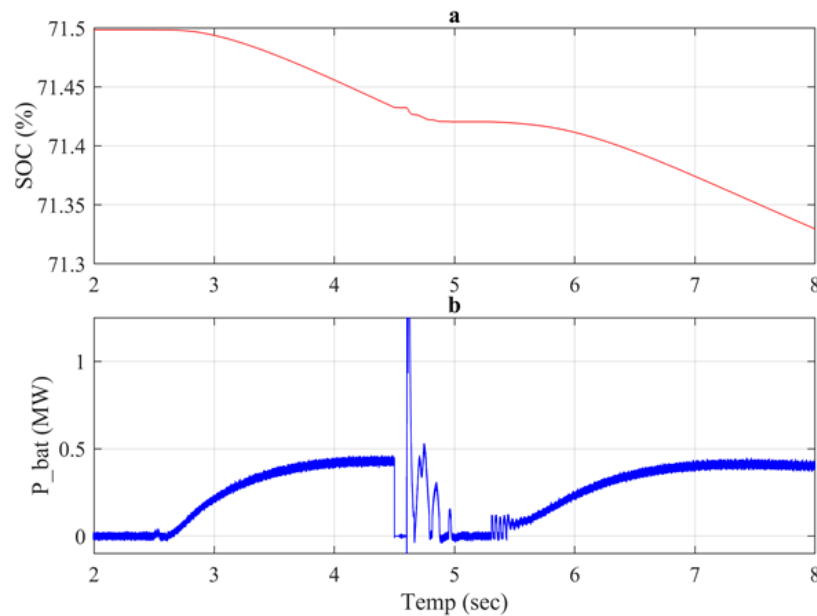


Figure 5.16. Comportement du BESS pendant le scénario 04 :
a- l'état de charge (SOC),
b- la puissance injectée par le BESS

Ce quatrième cas d'étude démontre la robustesse et l'adaptabilité remarquables du système BESS face à des perturbations complexes et sévères. Au-delà du simple support de fréquence en régime quasi-stationnaire, le BESS démontre ici sa capacité à contribuer de manière significative à la stabilité dynamique du réseau lors des transitoires post-défaut, un aspect particulièrement critique dans les réseaux à forte pénétration d'énergies renouvelables où l'inertie globale est réduite.

5.8. Conclusion

Ce chapitre a présenté une analyse approfondie de l'intégration des systèmes de stockage d'énergie par batterie aux éoliennes équipées de générateurs asynchrones à double alimentation, afin d'améliorer la stabilité de fréquence des réseaux électriques. Cette association technologique apparaît comme une solution particulièrement prometteuse face aux défis posés par la transition énergétique mondiale et par l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables.

L'étude comparative des différentes technologies de stockage d'énergie a mis en évidence une grande diversité de solutions, chacune se distinguant par des caractéristiques propres en matière de densité énergétique, de rendement, de durée de vie et de coût. Dans ce contexte technologique complexe, les systèmes BESS se démarquent par leur flexibilité opérationnelle, leur temps de réponse quasi instantané et leur modularité, des qualités qui en font des candidats privilégiés pour la

stabilisation des réseaux électriques intégrant une forte proportion de sources renouvelables intermittentes.

Les modélisations et simulations menées au cours de ce travail ont confirmé de manière convaincante l'efficacité de l'association BESS–GADA dans divers scénarios d'exploitation. Les quatre cas étudiés (déconnexion du réseau sous faible demande, déconnexion avec accroissement de la charge, variations de la production éolienne et défaut triphasé) ont permis d'évaluer la robustesse et l'adaptabilité de la solution proposée face à des perturbations de nature variée.

L'analyse dynamique détaillée a mis en lumière plusieurs avantages complémentaires de l'intégration hybride :

- Une réduction notable de la sollicitation des unités conventionnelles (notamment l'hydroélectrique), leur permettant de fonctionner à des régimes plus stables et proches de leur point nominal, ce qui contribue à prolonger leur durée de vie ;
- Une amélioration significative de l'amortissement des oscillations électromécaniques post-défaut, renforçant la stabilité transitoire du réseau ;
- Une capacité accrue d'absorption des fluctuations éoliennes, transformant une source intrinsèquement intermittente en une ressource plus prévisible et contrôlable ;
- Une gestion optimisée du SOC, grâce à une stratégie de contrôle intelligente qui limite les cycles profonds de charge/décharge et assure une longévité accrue du BESS.

Ces résultats s'inscrivent pleinement dans le contexte actuel de transition énergétique, marqué par l'intégration massive des énergies renouvelables dans le mix électrique. L'approche proposée constitue une réponse pertinente à l'une des principales limites de ces sources : leur faible inertie intrinsèque et leur incapacité naturelle à fournir un support de fréquence suffisant.

En conclusion, l'intégration des systèmes BESS aux éoliennes représente une avancée majeure vers des réseaux électriques plus résilients, stables et flexibles, capables d'intégrer une part croissante d'énergies renouvelables. Cette solution hybride, alliant des technologies modernes de stockage et de conversion, s'affirme comme un levier essentiel de la transition vers un système électrique décarboné, fiable et durable, répondant aux défis énergétiques et environnementaux du XXI^e siècle.

Conclusions Générales et Perspectives

6.1. Synthèse des Contributions

Au terme de cette recherche consacrée à l'étude et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques hybrides AC/DC intégrant des sources d'énergie dispersées, plusieurs contributions significatives ont été apportées à la compréhension et à la résolution des défis complexes liés à la transition énergétique mondiale.

Cette recherche a établi un cadre conceptuel solide en proposant une classification étendue de la stabilité des systèmes électriques modernes, intégrant aux catégories traditionnelles (stabilité d'angle du rotor, de tension et de fréquence) les phénomènes émergents liés aux sources interfacées par des convertisseurs, notamment la stabilité de résonance et la stabilité induite par les convertisseurs. Les innovations développées incluent une méthode de commande VOC sans PLL pour les convertisseurs VSC-HVDC, offrant une simplification architecturale majeure et une réduction substantielle des besoins de calcul, tout en maintenant des performances équivalentes. Pour les systèmes éoliens, des stratégies de contrôle coordonnées combinant inertie virtuelle et statisme ont été développées, transformant ces générateurs naturellement découplés en contributeurs actifs à la stabilité de fréquence grâce à une implémentation purement logicielle. L'aboutissement de cette démarche réside dans l'intégration optimisée des systèmes de stockage BESS aux éoliennes GADA, créant une solution hybride dont la supériorité a été démontrée à travers quatre scénarios d'exploitation, révélant des bénéfices substantiels, notamment la réduction de la sollicitation des unités conventionnelles, l'amélioration de l'amortissement des oscillations électromécaniques et une capacité remarquable d'absorption des fluctuations de production éolienne.

Au-delà des contributions techniques spécifiques, cette thèse offre une vision intégrée et multidimensionnelle de la problématique de la stabilité des réseaux électriques modernes. Elle démontre que l'amélioration de la stabilité ne peut se limiter à une approche monolithique, mais requiert plutôt une combinaison stratégique d'innovations à différents niveaux : transmission HVDC optimisée, contrôle avancé des sources renouvelables et intégration judicieuse des systèmes de

stockage. Cette perspective systémique, qui prend en compte les interactions complexes entre les différentes composantes, représente une avancée conceptuelle importante pour la conception et l'exploitation des réseaux électriques du futur.

6.2. Perspectives de recherche

Plusieurs axes de recherche complémentaires méritent d'être explorés pour approfondir l'amélioration de la stabilité des réseaux hybrides. L'extension à d'autres sources renouvelables dispersées (photovoltaïques, hydroélectriques) permettrait d'étudier leurs impacts spécifiques sur la stabilité de fréquence et de tension, ainsi que leurs interactions dynamiques avec les sources éoliennes existantes. L'adaptation des stratégies de contrôle aux systèmes HVDC multi-terminaux constituerait une avancée significative, nécessitant l'analyse des couplages de stabilité entre de multiples convertisseurs et le développement d'algorithmes de contrôle coordonné pour maintenir la stabilité globale du réseau face aux perturbations. L'optimisation des systèmes de stockage hybrides constitue un domaine prometteur pour améliorer les marges de stabilité tout en exploitant les complémentarités temporelles entre les différentes technologies de stockage. L'intégration de techniques d'intelligence artificielle pourrait permettre une prédiction et une correction proactives des instabilités, notamment pour anticiper les pertes de stabilité de fréquence liées à des variations météorologiques rapides. Enfin, l'analyse de la résilience des stratégies de stabilité face aux cyberattaques et aux défaillances multiples constitue un enjeu croissant pour garantir la continuité du service de stabilité dans les réseaux électriques futurs fortement numérisés.

En conclusion, ce travail de recherche contribue de manière significative à l'avancement des connaissances dans le domaine des réseaux électriques hybrides AC/DC intégrant des sources dispersées. Les méthodes et solutions développées offrent des perspectives concrètes pour faciliter la transition énergétique mondiale, en permettant une intégration plus massive des énergies renouvelables sans compromettre la stabilité et la fiabilité des systèmes électriques, enjeux fondamentaux pour construire un avenir énergétique durable et résilient.

Annexe A

Paramètres du système VSC-HVDC

A.1 Paramètres du système et de simulation

Paramètres	Valeur
Tension maximale des deux sources AC	31,1 kV
Fréquence fondamentale des deux réseaux	50, 60 Hz
Tension du bus continu (V_{dc})	90 kV
Condensateur du bus continu (C_{dc})	6000 μF
Résistance du câble DC (R)	5 Ω
Inductances du filtre (L_1, L_2)	0,006 mH
Fréquence de commutation (f_s)	6 kHz

Annexe B.

Paramètres du système GADA

B.1 Paramètres électriques et mécaniques du système GADA

Paramètre	Valeur
Fréquence du stator (f_s)	50 Hz
Puissance nominale du stator (P_s)	2 MW
Tension nominale du stator (V_s)	690 V
Courant nominal du stator (I_s)	1760 A
Nombre de paires de pôles (p)	2
Résistance monophasée du stator (R_s)	0.00259 Ω
Résistance monophasée du rotor (R_r)	0.00289 Ω
Inductance de magnétisation (L_m)	0.0025 H
Inductance de fuite du stator (L_s)	0.002586 H
Inductance de fuite du rotor (L_r)	0.002586 H
Période de commutation (T_s)	5e-6 sec

B.2 Paramètres des contrôleurs

Paramètres	Valeur
$K_{p\ i_{rd,q}}$ (RSC)	57.5
$K_{i\ i_{rd,q}}$ (RSC)	50000
$K_{p\ i_{rd,q}}$ (GSC)	30
$K_{p\ i_{rd,q}}$ (GSC)	5700
$K_{p\ i_{rd,q}}$ (DC)	1000
$K_{p\ i_{rd,q}}$ (DC)	300000

Références Bibliographique

- [1] International Renewable Energy Agency, *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. Abu Dhabi: IRENA, 2019. Disponible sur : <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019>
- [2] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*, 2ème éd. Londres, UK: IET, 1998.
- [3] N. Hatziargyriou et al., "Definition and classification of power system stability – revisited & extended," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, juil. 2021.
- [4] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, août 2004.
- [5] P. M. Anderson, and A. A. FOUAD, *Power System Control and Stability*, 2nd ed., New York, USA: IEEE Press, 2003.
- [6] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*. New York, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [7] J. Machowski, J. W. Bialek, et J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 3ème éd. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2020.
- [8] T. Cutsem, C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Boston, MA, USA: Springer US, 1998.
- [9] International Energy Agency, *World Energy Outlook 2023*. Paris: IEA, 2023. Disponible sur : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [10] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, et G. D. Demetriades, "VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 592–602, Mar. 2009.
- [11] H. Bevrani, A. Ghosh, et G. Ledwich, "Renewable energy sources and frequency regulation: Survey and new perspectives," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 4, no. 5, pp. 438–457, sept. 2010.
- [12] L. Meegahapola, S. Bu, et M. Gu, *Hybrid AC/DC Power Grids: Stability and Control Aspects*. Cham, Suisse: Springer International Publishing, 2022.
- [13] L. Xiong, X. Liu, Y. Liu, et F. Zhuo, "Modeling and stability issues of voltage-source converter-dominated power systems: A review," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 8, no. 6, pp. 1530–1549, nov. 2022.
- [14] P. Kundur, N. J. Balu, et M. G. Lauby, "Proposed terms and definitions for subsynchronous oscillations," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-99, no. 2, pp. 506–511, mars 1980.
- [15] E. Bompard, T. Huang, Y. Wu, et M. Cremenescu, "Classification and trend analysis of threats origins to the security of power systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 50, pp. 50–64, sept. 2013.
- [16] N. Tomin, D. Panasetsky, et A. Isakov, "Stability of power grids: State-of-the-art and future trends," *EPJ Web Conf.*, vol. 217, 2019, Art. no. 01017.
- [17] S. Mehta et P. Basak, "A comprehensive review on control techniques for stability improvement in microgrids," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 31, no. 4, 2021, Art. no. e12822.
- [18] H. Saadat, *Power System Analysis*, 3ème éd. New York: McGraw-Hill, 2010.
- [19] M. A. Almutiari et M. J. Rawa, "Transient stability analysis of large-scale PV penetration on power systems," *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 13, no. 5, pp. 1030–1038, mai 2020.
- [20] R. Shah, J. C. Sanchez, R. Preece, et M. Barnes, "Stability and control of mixed AC–DC systems with VSC-HVDC: A review," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 10, pp. 2433–2443, 2018.
- [21] H. Wang et Z. Li, "A review of power system transient stability analysis and assessment," in *Proc. 2019 Prognostics and System Health Management Conf. (PHM-Qingdao)*, Qingdao, Chine, oct. 2019, pp. 1–6.
- [22] C. Vournas, "Power System Voltage Stability," in *Encyclopedia of Systems and Control*, London:

- Springer, 2014, pp. 1–7.
- [23] B. H. Chowdhury et C. W. Taylor, "Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1354–1359, nov. 2000.
 - [24] I. Dobson, T. Van Cutsem, C. Vournas, C. L. DeMarco, M. Venkatasubramanian, T. Overbye, et C. A. Canizares, "Voltage stability assessment: Concepts, practices and tools," *IEEE Power Engineering Society*, Special Publication SP101PSS, janv. 2002.
 - [25] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*, Power Electronics and Power Systems Series. Cham, Suisse: Springer International Publishing, 2014.
 - [26] H. Bevrani, H. Golpîra, A. R. Messina, N. Hatzargyriou, F. Milano, et T. Ise, "Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 194, mai 2021, Art. no. 107114.
 - [27] S. Saha, M. I. Saleem, et T. K. Roy, "Impact of high penetration of renewable energy sources on grid frequency behaviour," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 145, févr. 2023, Art. no. 108701.
 - [28] G. Li, X. Liu, Y. Xin, T. Jia, K. Yan, et T. Wang, "Research on frequency stability of power system with high penetration renewable energy: A review," *High Volt. Eng.*, vol. 50, no. 3, pp. 1165–1181, mars 2024.
 - [29] S. Lim, T. Kim, K. Y. Lee, D. Choi, et J.-W. Park, "Impact of high penetration of renewables on power system frequency response: A review and verification," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 217, 2025, Art. no. 115728.
 - [30] J. Shair, H. Li, J. Hu, et X. Xie, "Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 145, juil. 2021, Art. no. 111111.
 - [31] A. Rahim, A. R. Al-Awami, M. A. Abido, et A. K. Srivastava, "Review of sub-synchronous interaction in wind integrated power systems: Classification, challenges, and mitigation techniques," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 8, no. 1, mai 2023, Art. no. 23.
 - [32] R. Moreno-Sánchez, C. A. Núñez-Gutiérrez, N. Visairo-Cruz, J. Hernández-Ramírez, et J. Segundo-Ramírez, "Understanding the origin of SSR in series-compensated DFIG-based wind farms: Analysis techniques and tuning," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 117660–117672, 2021.
 - [33] P. Cartwright, "Power electronics based applications for the increased penetration of wind power into electrical networks," Thèse de doctorat, Dept. Elect. Eng., Univ. Manchester, Manchester, Royaume-Uni, 2004.
 - [34] J. Adams, C. Carter, et S.-H. Huang, "ERCOT experience with sub-synchronous control interaction and proposed remediation," in *Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition (T&D)*, Orlando, FL, USA, mai 2012.
 - [35] J. Shair, X.-R. Xie, L. Wang, W. T. Liu, J. He, et H. Liu, "Overview of emerging subsynchronous oscillations in practical wind power systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 99, pp. 159–168, janv. 2019.
 - [36] I. Löfgren et O. Lennerhag, "Analysis and mitigation of SSCI when integrating wind power to series compensated lines," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 223, oct. 2023, Art. no. 109623.
 - [37] X. Wang, F. Blaabjerg, et W. Wu, "Modeling and analysis of harmonic stability in an AC power-electronics-based power system," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 12, pp. 6421–6432, déc. 2014.
 - [38] C. Eckel, D. Babazadeh, et C. Becker, "Classification of converter-driven stability and suitable modeling and analysis methods," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 53056–53073, 2024.
 - [39] A. Shrestha et F. Gonzalez-Longatt, "Frequency stability issues and research opportunities in converter dominated power system," *Energies*, vol. 14, no. 14, janv. 2021, Art. no. 4184.
 - [40] B. Pang et al., "Review of the analysis and suppression for high-frequency oscillations of the grid-connected wind power generation system," *CES Trans. Electr. Mach. Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 127–142, juin 2024.
 - [41] B. Pang, X. Jin, X. Zhu, K. Liao, J. Yang, et Z. He, "High frequency oscillation damping for the VSC-

- HVDC connects to a wind farm via a cable transmission line," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 147, mai 2023, Art. no. 108845.
- [42] B. Muftau et M. Fazeli, "The role of virtual synchronous machines in future power systems: A review and future trends," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 206, mai 2022, Art. no. 107775.
- [43] L. Fan et Z. Miao, "An explanation of oscillations due to wind power plants weak grid interconnection," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 488–490, janv. 2018.
- [44] J. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, et al., "Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 5, pp. 2287–2296, oct. 2014.
- [45] C. Decker, "Energy transportation: electricity," in *Handbook of Energy Economics and Policy*, Academic Press, 2021, pp. 193–238.
- [46] T. Gönen et Y. Hou, *Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design*, 4ème éd. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2024.
- [47] A. Kalair, N. Abas, et N. Khan, "Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1653–1675, juin 2016.
- [48] D. Jovcic et K. Ahmed, *High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids*. Chichester, West Sussex, UK: Wiley-Blackwell, 2015.
- [49] O. E. Oni, I. E. Davidson, et K. N. I. Mbangula, "A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications," *Trans. Environ. Electr. Eng.*, vol. 1, no. 3, pp. 68–76, sept. 2016.
- [50] A. G. Endegnanew, "Stability analysis of high voltage hybrid AC/DC power systems," Thèse de doctorat, Dept. Génie Électrique, Univ. Cape Town, Cape Town, Afrique du Sud, juin 2019.
- [51] D. Jovcic, *Direct Current Transmission*, 2ème éd. Londres, UK: Institution of Engineering and Technology, 1998.
- [52] E. Pan, B. Yue, X. Li, Z. Zhao, et Q. Zhu, "Integration technology and practice for long-distance offshore wind power in China," *Energy Convers. Econ.*, vol. 1, no. 1, pp. 4–19, 2020.
- [53] M. Radwan et S. P. Azad, "Protection of multi-terminal HVDC grids: A comprehensive review," *Energies*, vol. 15, no. 24, janv. 2022, Art. no. 9552.
- [54] H. Wang et M. A. Redfern, "The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks," in *Proc. 45th Int. Univ. Power Eng. Conf. (UPEC)*, Cardiff, UK, août 31–sept. 3, 2010, pp. 1–5.
- [55] M. Wang, T. An, H. Ergun, Y. Lan, B. Andersen, M. Szechtman, W. Leterme, J. Beerten, et D. Van Hertem, "Review and outlook of HVDC grids as backbone of transmission system," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 7, no. 4, pp. 797–810, juil. 2021.
- [56] W. Yao, H. Zhou, Y. Xiong, et J. Wen, *Active Control of Large-Scale Offshore Wind Farms Connected Via VSC-HVDC*. Singapour: Springer, 2025.
- [57] M. Eremia, C.-C. Liu, et A.-A. Edris, *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2016.
- [58] P. Lundberg, B. Jacobson, V. K. Kasal, S. M. Shanthakumar, et A. Kumar, "Convert from AC to HVDC for higher power transmission," *ABB News*, déc. 2018.
- [59] N. Chaudhuri, B. Chaudhuri, R. Majumder, et A. Yazdani, *Multi-terminal Direct-Current Grids: Modeling, Analysis, and Control*. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2014.
- [60] J. Arrillaga, Y. H. Liu, et N. R. Watson, *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. Chichester, UK: Wiley, 2007.
- [61] S. Nilsson, "Feasibility study of HVDC grids," in *High Voltage DC Transmission Systems*, B. R. Andersen et S. L. Nilsson, Eds. Cham, Suisse: Springer, 2023, pp. 1–33.
- [62] C. Du, "VSC-HVDC for industrial power systems," Thèse de doctorat, Chalmers Univ. Technology, Göteborg, Suède, 2007.

- [63] H. Wu et X. Wang, "Design-oriented transient stability analysis of PLL-synchronized voltage-source converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 35, no. 4, pp. 3573–3589, avr. 2020.
- [64] M. Davari et Y. A.-R. I. Mohamed, "Robust vector control of a very weak-grid-connected voltage-source converter considering the phase-locked loop dynamics," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 2, pp. 977–994, févr. 2017.
- [65] A. Yazdani et R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2010.
- [66] R. Bouzidi, "Contribution à l'optimisation et à la commande adaptative des entraînements électriques," Thèse de doctorat, Dept. Génie Électrique, Univ. Mohamed Khider, Biskra, Algérie, juin 2019.
- [67] Global Wind Energy Council, Disponible sur : <https://www.gwec.net>
- [68] World Wind Energy Association, "WWEA annual report 2023: Record year for windpower," Bonn, Allemagne, mars 2024. Disponible sur : <https://wwindea.org/AnnualReport2023>.
- [69] I. Ngamroo, "Review of DFIG wind turbine impact on power system dynamic performances," *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 12, no. 3, pp. 301–311, 2017.
- [70] D. Xu, F. Blaabjerg, W. Chen, et N. Zhu, *Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2018.
- [71] P. Mondal, M. K. Malakar, P. Tripathy, S. Krishnaswamy, et U. K. Saha, "Robust observer design for sensorless voltage and frequency control of a doubly fed induction generator in standalone mode," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 37, no. 2, pp. 844–854, juin 2022.
- [72] D. Wang, X. Gao, K. Meng, J. Qiu, L. L. Lai, et S. Gao, "Utilisation of kinetic energy from wind turbine for grid connections: A review paper," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 6, pp. 615–624, juin 2018.
- [73] International Energy Agency, *Renewables 2023 – Analysis*. Paris, France: IEA, 2023. Disponible sur : <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.
- [74] Global Wind Energy Council, *Global Wind Report 2024*. Bruxelles, Belgique: GWEC, 2024. Disponible sur : https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024_digital-version_final-1-compressed.pdf
- [75] S. Saha, O. J. Sending, K. Szulecki, et F. Zuleeg, *The Political Economy of Global Climate Action: Where Does the West Go Next After COP28?* Oslo, Norvège: Norwegian Institute of International Affairs, 2024.
- [76] Our World in Data, "Global installed renewable energy capacity by technology," données adaptées de l'IRENA, 2024. Disponible sur : <https://ourworldindata.org/grapher/installed-global-renewable-energy-capacity-by-technology>
- [77] Ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies Renouvelables, "Ministère de l'Énergie," Alger, Algérie, 2025. Disponible sur : <https://www.energy.gov.dz>
- [78] Our World in Data, "Wind power generation," 2024. Disponible sur : <https://ourworldindata.org/grapher/wind-generation>
- [79] M. H. Ali, *Wind Energy Systems: Solutions for Power Quality and Stabilization*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2017.
- [80] Md. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood, et A. Jawad, "Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review," *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 6191–6219, nov. 2022.
- [81] K. Harisha et V. N. Jayasankar, "Frequency stability of a wind-based energy system by virtual inertia controller of an inverter connected to grid," *IETE J. Res.*, vol. 70, no. 3, pp. 3134–3149, mars 2024.
- [82] Y. Chi et al., "Overview of mechanism and mitigation measures on multi-frequency oscillation caused by large-scale integration of wind power," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 433–443, déc. 2019.
- [83] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, et Y. Mitani, *Virtual Inertia Synthesis and Control*, Power Systems Series. Cham, Suisse: Springer International Publishing, 2021.
- [84] J. Bhukya et P. Singh, "Enhancing stability via coordinated control of generators, wind farms, and energy

- storage: Optimizing system parameters," *J. Energy Storage*, vol. 96, août 2024, Art. no. 112513.
- [85] X. Zhang, W. Wei, et L. Ni, "DC voltage control of AC/DC hybrid distribution network with low-speed distributed wind energy conversion systems," in *Proc. 2018 2nd IEEE Conf. Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, Chine, oct. 2018, pp. 1–6.
- [86] M. Stiebler, *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*, Green Energy and Technology Series. Berlin, Allemagne: Springer, 2008.
- [87] S. B. A. Kashem et al., "A comprehensive review and the efficiency analysis of horizontal and vertical axis wind turbines," *Eur. J. Sustain. Dev. Res.*, vol. 5, no. 3, juin 2021, Art. no. em0163.
- [88] M. H. Rashid, *Electric Renewable Energy Systems*. Amsterdam, Pays-Bas: Academic Press, 2015.
- [89] S. Rehman, M. M. Alam, L. M. Alhems, et M. M. Rafique, "Horizontal axis wind turbine blade design methodologies for efficiency enhancement—A review," *Energies*, vol. 11, no. 3, mars 2018, Art. no. 506.
- [90] A. M. Biadgo et G. Aynekulu, "Aerodynamic design of horizontal axis wind turbine blades," *FME Trans.*, vol. 45, no. 4, pp. 640–647, 2017.
- [91] D. R. Mittal, "An overview of different types of wind generator systems," *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng.*, vol. 2, no. 4, 2017.
- [92] H. Torkaman et A. Keyhani, "A review of design consideration for doubly fed induction generator based wind energy system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 160, pp. 128–141, juil. 2018.
- [93] B. Wu, Y. Li, D. Liu, et J. Wang, *Modeling and Analysis of Doubly Fed Induction Generator Wind Energy Systems*. Amsterdam, Pays-Bas: Elsevier, 2015.
- [94] J. Hu, J. Zhu, et D. G. Dorrell, "Predictive direct power control of doubly fed induction generators under unbalanced grid voltage conditions for power quality improvement," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 943–950, juil. 2015.
- [95] M. Shuaibu, A. S. Abubakar, et A. F. Shehu, "Techniques for ensuring fault ride-through capability of grid connected DFIG-based wind turbine systems: A review," *Niger. J. Technol. Dev.*, vol. 18, no. 1, juin 2021, Art. no. 1.
- [96] G. S. Chawda et A. G. Shaik, "Power quality improvement in rural grid using adaptive control algorithm to enhance wind energy penetration levels," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 14, no. 3, pp. 2075–2084, mai 2023.
- [97] S. Li, T. A. Haskew, K. A. Williams, et R. P. Swatloski, "Control of DFIG wind turbine with direct-current vector control configuration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 1–11, janv. 2012.
- [98] P. Breeze, *Wind Power Generation*. Amsterdam, Pays-Bas: Academic Press, 2015.
- [99] T. L. Burton, N. Jenkins, E. Bossanyi, D. Sharpe, et M. Graham, *Wind Energy Handbook*, 3ème éd. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2021.
- [100] L. Qi et Z. Zhu, "Doubly fed induction generator-based wind power generation: Advanced controls and applications," *IET Conf. Proc.*, vol. 2024, no. 19, pp. 565–570, janv. 2025.
- [101] S. Khoete, Y. Manabe, M. Kurimoto, T. Funabashi, et T. Kato, "Robust H-infinity control for DFIG to enhance transient stability during grid faults," in *Proc. World Congress on Engineering and Computer Science*, San Francisco, CA, USA, 2016.
- [102] G. Abad, J. L. Taberna, M. Rodriguez, L. Marroyo, et G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2011.
- [103] V. Yaramsu et B. Wu, *Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems*. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2016.
- [104] F. Poitiers, T. Bouaouiche, et M. Machmoum, "Advanced control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 7, pp. 1085–1096, juil. 2009.
- [105] R. Cardenas, R. Pena, S. Alepuz, et G. Asher, "Overview of control systems for the operation of DFIGs in wind energy applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 7, pp. 2776–2798, juil. 2013.

- [106] Y. Fu, Y. Wang, et X. Zhang, "Integrated wind turbine controller with virtual inertia and primary frequency responses for grid dynamic frequency support," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 8, pp. 1129–1137, 2017.
- [107] A. B. Attya, J. L. Dominguez-Garcia, et O. Anaya-Lara, "A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 2071–2087, janv. 2018.
- [108] J. Lee, E. Muljadi, P. Sørensen, et Y. C. Kang, "Releasable kinetic energy-based inertial control of a DFIG wind power plant," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 279–288, janv. 2016.
- [109] M. Hwang, E. Muljadi, J.-W. Park, P. Sørensen, et Y. C. Kang, "Dynamic droop-based inertial control of a doubly-fed induction generator," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 924–933, juil. 2016.
- [110] J. Morren, S. W. H. de Haan, W. L. Kling, et J. A. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, févr. 2006.
- [111] F. Sánchez, F. Gonzalez-Longatt, et J. L. Rueda, "Security assessment of system frequency response," in *Proc. 2019 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. (PESGM)*, Atlanta, GA, USA, août 2019, pp. 1–5.
- [112] M. Kang, K. Kim, E. Muljadi, J.-W. Park, et Y. C. Kang, "Frequency control support of a doubly-fed induction generator based on the torque limit," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4575–4583, nov. 2016.
- [113] M. Dreidy, H. Mokhlis, et S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 144–155, mars 2017.
- [114] M. Aneke et M. Wang, "Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review," *Appl. Energy*, vol. 179, pp. 350–377, oct. 2016.
- [115] M. M. Islam, M. Saad, S. A. Ansari, et al., "Improving reliability and stability of the power systems: A comprehensive review on the role of energy storage systems to enhance flexibility," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 152738–152765, 2024.
- [116] Global Wind Energy Council, *GWEC's Global Wind Report 2022*. Bruxelles, Belgique: GWEC, 2022. Disponible sur : <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport/2022>
- [117] Y.-K. Wu et K.-T. Tang, "Frequency support by BESS – Review and analysis," *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 187–191, janv. 2019.
- [118] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, et C. N. Rasmussen, "Review of energy storage system for wind power integration support," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 545–553, janv. 2015.
- [119] Bloomberg NEF, *2H 2023 Energy Storage Market Outlook*. New York, NY, USA: Bloomberg New Energy Finance, 2023. Disponible sur : <https://about.bnef.com/blog/2h-2023-energy-storage-market-outlook/>
- [120] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, et J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, janv. 2015.
- [121] G. J. May, A. Davidson, et B. Monahov, "Lead batteries for utility energy storage: A review," *J. Energy Storage*, vol. 15, pp. 145–157, févr. 2018.
- [122] B. Dunn, H. Kamath, et J.-M. Tarascon, "Electrical energy storage for the grid: A battery of choices," *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, nov. 2011.
- [123] K. B. Hueso, M. Armand, et T. Rojo, "High temperature sodium batteries: Status, challenges and future trends," *Energy Environ. Sci.*, vol. 6, no. 3, pp. 734–749, févr. 2013.
- [124] D. O. Akinyele et R. K. Rayudu, "Review of energy storage technologies for sustainable power networks," *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 8, pp. 74–91, déc. 2014.
- [125] D. A. Elalfy, E. Gouda, M. F. Kotb, V. Bureš, et B. E. Sedhom, "Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends," *Energy Strategy Rev.*, vol. 54, juil. 2024, Art. no. 101482.
- [126] I. Learmonth, "Energy storage supports clean electricity and grid stability," *Clean Energy Finance*

- Corporation, 25 févr. 2021. Disponible sur : <https://www.cefc.com.au/media/media-release/cefc-backs-300-mw-victorian-big-battery-to-strengthen-grid-and-support-more-renewable-energy/>
- [127] International Energy Agency, "Energy storage," IEA Grid-Scale Storage Database. Disponible sur : <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>
 - [128] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor, et F. Blaabjerg, "Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143–35164, 2018.
 - [129] J.-Y. Hwang, S.-T. Myung, et Y.-K. Sun, "Sodium-ion batteries: Present and future," *Chem. Soc. Rev.*, vol. 46, no. 12, pp. 3529–3614, 2017.
 - [130] S. Nyamathulla et C. Dhanamjayulu, "A review of battery energy storage systems and advanced battery management system for different applications: Challenges and recommendations," *J. Energy Storage*, vol. 86, mai 2024, Art. no. 111179.
 - [131] A. R. Khoei, A. Ahmadian, M. Sedighy, A. Elkamel, et M. S. H. Suleman, "Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 104, pp. 192–208, avr. 2019.
 - [132] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, et T. S. Ustun, "Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555–4585, 2019.
 - [133] H. Xu et M. Shen, "The control of lithium-ion batteries and supercapacitors in hybrid energy storage systems for electric vehicles: A review," *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 15, pp. 20524–20544, 2021.
 - [134] M. Liu, X. Cao, C. Cao, P. Wang, C. Wang, J. Pei, H. Lei, X. Jiang, R. Li, et J. Li, "A review of power conversion systems and design schemes of high-capacity battery energy storage systems," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52030–52042, 2022.
 - [135] D.-I. Stroe, V. Knap, M. Swierczynski, A.-I. Stroe, et R. Teodorescu, "Operation of a grid-connected lithium-ion battery energy storage system for primary frequency regulation: A battery lifetime perspective," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 1, pp. 430–438, janv. 2017.
 - [136] K. C. Divya et J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, avr. 2009.
 - [137] K. S. Ng, C.-S. Moo, Y.-P. Chen, et Y.-C. Hsieh, "Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries," *Appl. Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 1506–1511, sept. 2009.
 - [138] H. M. Hussein, A. Aghmadi, M. S. Abdelrahman, S. M. S. H. Rafin, et O. Mohammed, "A review of battery state of charge estimation and management systems: Models and future prospective," *WIREs Energy Environ.*, vol. 13, no. 1, 2024, Art. no. e507.
 - [139] M. Adaikkappan et N. Sathiyamoorthy, "Modeling, state of charge estimation, and charging of lithium-ion battery in electric vehicle: A review," *Int. J. Energy Res.*, vol. 46, no. 3, pp. 2141–2165, 2022.
 - [140] K. Matikainen, "Technical and commercial comparison of AC- and DC-coupled battery energy storage systems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 163498–163507, 2020.
 - [141] F. Lo Franco, A. Morandi, P. Raboni, et G. Grandi, "Efficiency comparison of DC and AC coupling solutions for large-scale PV+BESS power plants," *Energies*, vol. 14, no. 15, 2021, Art. no. 4823.
 - [142] P. Singh, K. Arora, U. C. Rathore, E. Yang, G. P. Joshi, et K. C. Son, "Performance evaluation of grid-connected DFIG-based WECS with battery energy storage system under wind alterations using FOPID controller for RSC," *Mathematics*, vol. 11, no. 9, janv. 2023.
 - [143] X. Tan, Q. Li, et H. Wang, "Advances and trends of energy storage technology in microgrid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 179–191, janv. 2013.
 - [144] C. Park, V. Knazkins, F. R. S. Sevilla, P. Korba, et J. Poland, "On the estimation of an optimum size of energy storage system for local load shifting," in *Proc. 2015 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, Denver, CO, USA, juil. 2015, pp. 1–5.

- [145] J. Leadbetter et L. Swan, "Battery storage system for residential electricity peak demand shaving," *Energy Build.*, vol. 55, pp. 685–692, déc. 2012.
- [146] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, et R. Villafáfila-Robles, "A review of energy storage technologies for wind power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, mai 2012.
- [147] H. Luo, C. Xu, K. Dai, C. Cheng, Y. Huang, et F. Pan, "Balance control of SOC for MMC-BESS with power fluctuation suppression, PCC voltage regulation, and harmonic mitigation in grid-connected wind farm," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 117732–117744, 2022.
- [148] U. Datta, A. Kalam, et J. Shi, "A review of key functionalities of battery energy storage system in renewable energy integrated power systems," *Energy Storage*, vol. 3, no. 5, 2021, Art. no. e224.
- [149] A. K. Jha, A. Mishra, et J. Chaudhary, "Battery energy storage system for reducing the impact of PV penetration on frequency regulation," in *Proc. Int. Conf. Role of Energy for Sustainable Social Development (RESSD-2022)*, Bhaktapur, Népal, août 2022.
- [150] M. S. Pilehvar et B. Mirafzal, "A frequency control method for islanded microgrids using energy storage systems," in *Proc. 2020 IEEE Applied Power Electronics Conf. and Exposition (APEC)*, La Nouvelle-Orléans, LA, USA, mars 2020, pp. 1623–1628.
- [151] . Hua, X. Shentu, Q. Xie, et Y. Ding, "Voltage/frequency deviations control via distributed battery energy storage system considering state of charge," *Appl. Sci.*, vol. 9, no. 6, janv. 2019.
- [152] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt, et S. Hashemi, "Grid-connected battery energy storage system: A review on application and integration," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 182, août 2023, Art. no. 113400.
- [153] M. A. Abdullah, K. M. Muttaqi, D. Sutanto, et A. P. Agalgaonkar, "An effective power dispatch control strategy to improve generation schedulability and supply reliability of a wind farm using a battery energy storage system," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1093–1102, juil. 2015.
- [154] A. Chhetri, D. K. Saini, et M. Yadav, "Applications of BESS in electrical distribution network with cascading failures study: A review," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 188267–188295, 2024.
- [155] J. J. Justo, F. Mwasilu, et J.-W. Jung, "Doubly-fed induction generator based wind turbines: A comprehensive review of fault ride-through strategies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 447–467, mai 2015.
- [156] North American Electric Reliability Council, Frequency Task Force of the NERC Resources Subcommittee, *Frequency Response Standard Whitepaper*. Princeton, NJ, USA: NERC, 2004. Disponible sur : https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%200712%20Frequency%20Response%20DL/Frequency_Response_White_Paper.pdf
- [157] X. Deng, R. Mo, P. Wang, J. Chen, D. Nan, et M. Liu, "Review of RoCoF estimation techniques for low-inertia power systems," *Energies*, vol. 16, no. 9, janv. 2023.

ملخص:

تسارع التحول العالمي للطاقة نحو المصادر المتجددة، مدفوعاً بالسياسات المناخية لتقليل انبعاثات ثاني أكسيد الكربون. يُغير هذا التحول الأنظمة الكهربائية من هياكل مركزية إلى شبكات هجينة معقدة للتيار المتردد/المستمر تدمج طاقات متجددة مشتتة. رغم توفير فرص مستدامة، فإنه يطرح تحديات استقرار بسبب التقطع وانخفاض القصور الذاتي وواجهات الإلكترونيات القوية. تُحسن هذه الأطروحة استقرار الأنظمة الهجينة للتيار المتردد/المستمر مع المصادر المشتتة بتطوير أدوات مبتكرة للنمذجة والتحليل والتحكم. يوفق البحث بين الأمان الكهربائي ومتطلبات التحول الطاقوي، مقترحاً حلولاً قوية للدمج واسع النطاق للطاقات المتجددة. يضع العمل إطاراً شاملاً من خلال تصنيف موسع للاستقرار، موسعاً فئات IEEE لتشمل استقرار الرنين والمحفز بالمحولات للاختراق المتجدد العالي. تقدم كبير في تحليل VSC-HVDC عبر طريقة بدون PLL يقدم تبسيطاً معمارياً وتقليلات حاسوبية مع الحفاظ على الأداء. لأنظمة الرياح GADA، تحول الاستراتيجيات المنسقة التي تجمع القصور الذاتي الافتراضي والتحكم بالانحدار المولدات المنفصلة إلى مساهمين فعالين في التردد عبر التنفيذ البرمجي. تتوج المقاربة بدمج BESS في مزارع GADA، مما يخلق حلولاً هجينة تجمع مرونة الطاقة المتجددة مع تفاعلية التخزين. تجمع المنهجيات التحليل الطيفي والتحليل الزمني والتحكم اللامركزي، مع التحقق عبر MATLAB/Simulink. يُقدم هذا البحث تقدماً في معرفة الشبكات الهجينة للتيار المتردد/المستمر، ممكناً دمجاً شاملاً للطاقات المتجددة دون المساس بالاستقرار والموثوقية.

كلمات مفتاحية: استقرار أنظمة الطاقة الكهربائية، شبكات الطاقة الهجينة للتيار المتردد/المستمر، محولات VSC-HVDC، توربينات الرياح GADA، تخزين الطاقة بالبطاريات (BESS)، استقرار التردد.

Résumé :

La transition énergétique mondiale vers les sources renouvelables s'est accélérée, stimulée par les politiques climatiques visant à réduire les émissions de CO₂. Cette transformation fait évoluer les systèmes électriques d'architecture centralisée vers des réseaux hybrides AC/DC complexes intégrant des énergies renouvelables dispersées. Bien qu'offrant des opportunités durables, elles introduisent des défis de stabilité liés à l'intermittence, à l'inertie réduite et aux interfaces d'électronique de puissance. Cette thèse améliore la stabilité des systèmes hybrides AC/DC avec sources dispersées en développant des outils innovants de modélisation, d'analyse et de contrôle. La recherche concilie la sécurité électrique et les exigences de la transition énergétique, en proposant des solutions robustes pour l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables. Le travail établit un cadre complet en proposant une classification étendue de la stabilité, en élargissant les catégories IEEE pour inclure la stabilité de résonance et la stabilité induite par des convertisseurs, afin d'assurer une forte pénétration des renouvelables. Des avancées significatives dans l'analyse VSC-HVDC grâce à une méthode sans PLL offrent une simplification architecturale et des gains de performance computationnelle. Pour les systèmes éoliens GADA, des stratégies coordonnées combinant inertie virtuelle et statisme transforment les générateurs découplés en contributeurs actifs de fréquence grâce à une implémentation logicielle. L'approche culmine avec l'intégration de BESS dans les parcs éoliens, créant des solutions hybrides alliant la flexibilité des énergies renouvelables et la réactivité du stockage. Les méthodologies combinent l'analyse modale, temporelle et le contrôle décentralisé, validées avec MATLAB/Simulink. Cette recherche fait progresser les connaissances sur les réseaux hybrides AC/DC, permettant une intégration massive des énergies renouvelables sans compromettre la stabilité et la fiabilité.

Mots Clés : Stabilité des systèmes électriques, Réseaux électriques hybrides AC/DC, Convertisseurs VSC-HVDC, Éoliennes GADA, Stockage d'énergie par batterie (BESS), Stabilité de fréquence.

Abstract:

The global energy transition towards renewable sources has accelerated, driven by climate policies to reduce CO₂ emissions. This transformation changes electrical systems from centralized architectures to complex hybrid AC/DC networks integrating dispersed renewables. While offering sustainable opportunities, it introduces stability challenges due to intermittency, reduced inertia, and power electronics interfaces.

This thesis improves stability in hybrid AC/DC systems with dispersed sources by developing innovative modeling, analysis, and control tools. The research reconciles electrical security with energy transition demands, proposing robust solutions for large-scale renewable integration. The work establishes a comprehensive framework through extended stability classification, expanding IEEE categories to include resonance and converter-induced stability for high renewable penetration. Significant advances in VSC-HVDC analysis through a PLL-less method offer architectural simplification and computational reductions while maintaining performance. For DFIG wind systems, coordinated strategies combining virtual inertia and droop control transform decoupled generators into active frequency contributors through software implementation. The approach culminates with BESS integration in DFIG farms, creating hybrid solutions combining renewable flexibility with storage reactivity.

Methodologies combine modal analysis, time-domain analysis, and decentralized control, validated through MATLAB/Simulink. This research advances hybrid AC/DC grid knowledge, enabling massive renewable integration without compromising stability and reliability.

Key Words: Power system stability, Hybrid AC/DC power systems, VSC-HVDC converters, DFIG wind turbines, Battery energy storage (BESS), Frequency stability.