Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أكلي محند أولحاج - البويرة

Université Akli Mohand Oulhadj Bouira

كلية العلـــوم التطبيقية

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique

Laboratoire Procédés pour matériaux Energie/ Eau et Environnement (Lpm3E)

# THESE DE DOCTORAT

Présentée en vue de l'obtention du grade de Docteur

En : GENIE ELECTRIQUE

Spécialité : Energies Renouvelables

Par :

**FARES ZITOUNI**

Intitulée :

## Contributions au contrôle des systèmes électriques en présence des sources d'énergies renouvelables

Soutenue publiquement le ..... devant le Jury composé de :

| Nom et Prénom | Grade | Qualité | Etablissement |
|---|---|---|---|
| YASSA Nacera | MCA | Présidente | Université de Bouira |
| REZKI Mohamed | Prof | Directeur de Thèse | Université de Bouira |
| GRICHE Issam | MCA | Codirecteur de Thèse | Université de Bouira |
| SAYAH Samir | Prof | Examinateur | Université de SETIF1 |
| MELLAH Hacene | MCA | Examinateur | Université de Bouira |
| BEDOUI Samir | MCA | Examinateur | Université de OUM EL BOUAGHI |
| BENSAFIA Yacine | Prof | Examinateur | Université de Bouira |

2025 / 2026

# *Dédicaces*

Je dédie ce travail :

- **À mes très chers parents**, pour leur amour, leurs sacrifices, leur soutien indéfectible, leurs encouragements constants et leur accompagnement tout au long de mon parcours.
- **À ma chère épouse**, pour son amour, sa patience, sa compréhension et son soutien inconditionnel durant toutes ces années.
- **À mes adorables enfants, Djoumana, Tasnim et Mohamed Amir**, qui représentent ma source de motivation, de fierté et de bonheur.
- **À toute ma famille**, pour son soutien et ses encouragements.

# *Remerciements*

Je souhaiterais tout d'abord exprimer ma profonde gratitude envers mes deux directeurs de thèse, **M. Mohamed REZKI** et **M. Issam GRICHE**, pour leur encadrement exceptionnel, leurs précieux conseils et leur disponibilité. Ils ont fait preuve de grandes qualités scientifiques et humaines qui m'ont permis de mener à bien cette thèse de doctorat dans les meilleures conditions.

Mes sentiments respectueux et reconnaissants s'adressent également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont accordé à ce travail :

- **Mme. Nacera YASSA,** de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.
- **M. Samir Sayah**, pour avoir accepté de participer à l'évaluation de ce travail et pour ses remarques pertinentes et constructives.
- **M. Samir Bedoui,** d'avoir accepté d'être examinateur en émettant des remarques constructives.
- **M. Hacene MELLAH,** qui me fait l'honneur de participer au jury de cette thèse.
- **M. Yacine BENSAFIA,** pour avoir accepté d'examiner cette thèse en qualité de membre du jury.

Je tiens également à adresser mes sincères remerciements à mes amis, à mes parents et à mon épouse, qui m'ont apporté un soutien précieux tout au long de ces années.

BOUIRA, le 18/02/2026

Fares ZITOUNI

# Sommaire

INTRODUCTION GENERALE ..... 17

1. Contexte et justification du travail ..... 17
2. Problématique scientifique ..... 18
3. Objectifs de la recherche ..... 18
4. Méthodologie générale ..... 19
5. Organisation du manuscrit ..... 20

***Chapitre 01*** ..... *22*

INTRODUCTION GENERALE ET ENJEUX DES SYSTEMES ELECTRIQUES INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES ..... 22

1.1. Introduction ..... 22
1.2. Évolution des systèmes électriques modernes ..... 23
1.3. Intégration des sources d'énergie renouvelable ..... 24
1.3.1. Énergie éolienne ..... 24
1.3.2. Énergie photovoltaïque ..... 25
1.3.3. Complémentarité des systèmes hybrides PV–éolien ..... 25
1.4. Principaux défis techniques liés à l'intégration des énergies renouvelables ..... 26
1.4.1. Variabilité et incertitude de la production ..... 26
1.4.2. Réponse inertielle et stabilité de fréquence ..... 27
1.4.3. Régulation de tension et puissance réactive ..... 27
1.4.4. Interactions des convertisseurs et qualité de l'énergie ..... 27
1.4.5. Coordination des protections et limites des équipements ..... 28
Tableau 3.1. Synthèse des principaux enjeux liés à l'intégration des énergies renouvelables. ..... 28
1.5. Stabilité des systèmes électriques intégrant des sources renouvelables ..... 28
1.5.1. Stabilité de l'angle rotorique ..... 29
1.5.2. Stabilité de fréquence ..... 29
1.5.3. Stabilité de tension ..... 30
1.5.4. Stabilité induite par les convertisseurs ..... 30
1.6. Dispositifs FACTS et amélioration de la stabilité ..... 30
1.6.1. Rôle du TCSC ..... 31
1.6.2. Rôle du SVC ..... 31
1.6.3. Complémentarité du TCSC et du SVC ..... 31
Tableau 1.2. Comparaison fonctionnelle du TCSC et du SVC. ..... 32
1.7. Nécessité de commandes avancées ..... 32
1.8. Conclusion ..... 33

*Chapitre 02* ..... *34*

MODELISATION MATHEMATIQUES DU SYSTEME HYBRIDE PV -EOLIEN CONNECTER AU RESEAU ELECTRIQUE ..... 34

2.1. Introduction ..... 34
2.2. Architecture, hypothèses et conventions de modélisation ..... 35
2.2.1. Architecture énergétique retenue ..... 35
2.2.2. Hypothèses générales ..... 35
2.2.3. Repères, conventions de signe et notations ..... 36
2.3. Modélisation du sous-système éolien (GADA/MADA) ..... 36
2.3.1. Modèle électrique du DFIG en repères (d–q) ..... 36
2.3.2. Modèle mécanique de la chaîne de transmission ..... 37
2.3.3. Modèle électrique du DFIG dans le repère d-q ..... 37
2.3.4. Flux magnétiques et couple électromagnétique ..... 38
2.3.5. Puissances active et réactive statoriques ..... 38
2.3.6. Convertisseur côté rotor et commande vectorielle ..... 38
2.3.7. Couplage énergétique du RSC avec le bus continu ..... 39
2.4. Modélisation du sous-système photovoltaïque ..... 40
2.4.1. Modèle électrique du module et agrégation du champ ..... 40
2.4.2. Modèle moyenné du convertisseur Boost ..... 41
2.4.3. Commande MPPT ..... 41
2.4.4. Raccordement au bus continu commun ..... 42
2.5. Couplage hybride et interface avec le réseau ..... 42
2.5.1. Dynamique du bus continu commun ..... 42
2.5.2. Modèle du filtre et du GSC ..... 43
2.5.3. Puissances échangées avec le réseau ..... 43
2.5.4. Régulation de la tension du bus continu ..... 44
2.5.5. Gestion et répartition des puissances ..... 44
2.5.6. Vérification de la cohérence énergétique ..... 44
2.6. Modélisation des dispositifs FACTS ..... 45
2.6.1. Modèle réduit du TCSC ..... 45
2.6.2. Modèle réduit du SVC ..... 46
2.6.3. Complémentarité du TCSC et du SVC ..... 46
2.7. Modèle dynamique du réseau SMIB et équations du PCC ..... 47
2.8. Modèle global différentiel-algébrique du système ..... 48
2.8.1. Définition des états, variables algébriques, commandes et perturbations ..... 48
2.8.2. Représentation non linéaire différentielle-algébrique ..... 49
2.8.3. Linéarisation autour d'un point de fonctionnement ..... 49
2.9. Discussion, hypothèses et limites du modèle ..... 49
2.10. Synthèse et conclusion du chapitre ..... 50

*Chapitre 03* ..... *52*

COMMANDES INTELLIGENTES APPLIQUES A LA STABILISATION D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-EOLIEN ..... 52

3.1. Introduction et objectifs ..... 52
3.2. État de l'art des commandes intelligentes pour les réseaux hybrides ..... 52
3.2.1. Commande neuro-floue (ANFIS) ..... 53
3.2.2. Optimisation par algorithmes évolutionnaires (GA, PSO) ..... 53
3.2.3. Commande à ordre fractionnaire (FOPI/FOPID) ..... 53
3.2.4. Approches hybrides et synthèse ..... 53
3.3. Modélisation du TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) ..... 53
3.3.1. Principe de fonctionnement ..... 54
3.3.2. Influence du TCSC sur le flux de puissance ..... 54
3.3.3. Modèle équivalent et représentation schématique ..... 55
3.4. Contrôleur Hybride ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC ..... 55
3.4.1. Architecture et principe de la commande ANFIS–GA–LL ..... 55
3.4.2. Fonction de transfert Lead–Lag ..... 57
3.4.3. Fonction coût d'optimisation ..... 57
3.4.4. Algorithme génétique (GA) ..... 58
3.4.5. Module ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System) ..... 59
3.4.6. Loi de commande globale du contrôleur ANFIS–GA–LL ..... 61
3.4.7. Critères d'évaluation du contrôleur ANFIS–GA–LL ..... 62
3.4.8. Tableau récapitulatif des paramètres ..... 62
3.5. Régulateur adaptatif AFOPI–SVC ..... 63
3.5.1. Interface de commande du SVC ..... 63
3.5.2. Modèle dynamique du SVC ..... 64
3.5.3. Régulateur FOPI classique ..... 64
3.5.4. Adaptation du contrôleur AFOPI ..... 64
3.5.5. Schéma fonctionnel du régulateur AFOPI–SVC ..... 65
3.6. Synthèse et conclusion du chapitre ..... 65
3.6.1. Synthèse des approches développées ..... 65
3.6.2. Apports scientifiques du chapitre ..... 66
3.6.3. Conclusion ..... 66

*Chapitre 04* ..... *68*

VALIDATION ET ANALYSE COMPARATIVE DES REGULATEURS INTELLIGENTS ..... 68

4.1. Introduction ..... 68
4.2. Objectifs spécifiques de la validation ..... 68
4.3. Méthodologie générale ..... 69

4.3.1. Modèle du réseau étudié (SMIB)....69
4.3.2. Scénarios et conditions de simulation....70
4.3.3. Indicateurs de performance....71
4.4. Validation du régulateur ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC....71
4.4.1. Scénario de perturbation et conditions de test....71
4.4.2. Analyse de la réponse de la vitesse rotorique (Δω)....71
4.4.3. Analyse de l'évolution de l'angle de puissance (Δδ)....72
4.4.4. Analyse de la puissance active transmise....73
4.4.5. Synthèse partielle de la validation du régulateur ANFIS–GA–LL....74
4.5. Validation du régulateur AFOPI–SVC....74
4.5.1. Scénario de perturbation et conditions de test....75
4.5.2. Analyse de la tension au point de couplage commun (V_PCC)....75
4.5.3. Analyse de la puissance réactive fournie par le SVC....76
4.5.4. Analyse de la vitesse rotorique et de l'angle de puissance....77
4.5.5. Synthèse partielle....77
4.6. Résultats comparatifs globaux....78
4.6.1. Synthèse des performances des deux régulateurs....78
4.6.2. Analyse comparative....79
4.6.3. Discussion et enseignements....80
4.7. Conclusion du chapitre....81
ANNEXES....P.A
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES....A.1
ANNEXE A PARAMETRES DES RESEAUX DE TEST....P.A.4
ANNEXE B PARAMETRES DE LA CHAINE DE CONVERSION EOLIENNE....P.A.5

## *Liste des figures*

**Figure 1.1.** Structure simplifiée d'un système électrique interconnecté montrant la chaîne de conversion de l'énergie et les compensateurs FACTS [23], [24]. .....24

**Figure 1.2.** Architecture du système hybride PV–éolien connecté au réseau. [25], [31]. .....26

**Figure 1.3**. Classification des différentes formes de stabilité dans les systèmes électriques modernes [23], [27], [37]. .....29

**Figure 2.1**. Architecture générale du système hybride PV–éolien connecté au réseau électrique par .....35

**Figure 2.2.** Représentation vectorielle du DFIG dans le repère synchrone d-q orienté suivant le flux statorique. [58], [62]. .....39

**Figure 2.3.** Schéma de principe de la chaîne éolienne à DFIG, comprenant la connexion statorique directe au réseau et la chaîne rotorique RSC–bus continu–GSC [58], [60], [61]. .....40

**Figure 2.4.** Structure du sous-système photovoltaïque avec convertisseur Boost, commande MPPT et raccordement au bus continu commun. [60], [62], [63]. .....42

**Figure 2.5.** Couplage énergétique du système hybride PV–éolien via un bus continu commun, avec raccordement au réseau par le GSC et compensation réactive par SVC.[58], [59], [60]. .....45

**Figure 3.1** Modèle équivalent du TCSC connecté en série dans une ligne de transmission [70]. ....55

**Figure 3.2**. Schéma fonctionnel du contrôleur hybride ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC [75]....56

**Figure 3.3**. Structure fonctionnelle du TCSC équipé du contrôleur intelligent ANFIS–GA–LL [75]. .....56

**Figure 3.4** Architecture du module ANFIS [75], [79]. .....61

**Figure 3.5**. Schéma fonctionnel du régulateur adaptatif AFOPI–SVC pour la régulation de tension .....65

**Figure 4.1.** Réponse de la vitesse rotorique Δω(t) du générateur après une variation de la puissance mécanique ; comparaison entre les régulateurs CPSS, ANFIS–PSS, GA–LL et ANFIS–GA–LL. ..72

**Figure 4.2.** Évolution de l'angle de puissance Δδ(t) sous variation de la puissance mécanique ; comparaison entre les régulateurs ANFIS–PSS, GA–LL et ANFIS–GA-LL. .....73

**Figure 4.3.** Puissances active et réactive transmises sur la ligne équipée du TCSC ; comparaison des réponses du système avec PSS et avec le contrôleur ANFIS–GA–LL. .....74

**Figure 4.4**. Réponse de la tension au point de couplage commun (V_PCC) après une augmentation de charge de 15 % ; comparaison entre les régulateurs PI et AFOPI–SVC [6]. .....76

**Figure 4.5.** Évolution de la puissance réactive QSVC après une augmentation de charge de 15 % ; comparaison entre les régulateurs PI et AFOPI–SVC [6]. .....76

**Figure 4.6.** Réponse de la vitesse rotorique $\Delta\omega(t)$ et de l'angle de puissance $\Delta\delta(t)$ après une variation du couple mécanique de 10 % ; comparaison entre CPSS et AFOPI–SVC [6]. .....77

# *Liste des tableaux*

**Tableau 3.1.**Paramètres optimisés du contrôleur ANFIS–GA–LL.....62

**Tableau 4.1.** Paramètres du système étudié et conditions de simulation.....69

**Tableau 4.2.** Performances comparées des régulateurs PI, CPSS et AFOPI–SVC pour les deux scénarios de....77

**Tableau 4.3.** Synthèse comparative des performances des régulateurs ANFIS–GA–LL–TCSC et AFOPI–SVC ..... 78

# *Listes des Acronymes et Symboles*

## Acronymes

| | |
|---|---|
| ANFIS | Adaptive Neural Fuzzy Inference System |
| AVR | Automatic Voltage Regulator |
| CCT | Critical Clearing Time |
| SMC | Sliding mode control |
| FACTS | Flexible Alternating Current Transmission Systems |
| HT / THT | Haute Tension / Très Haute Tension |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| $C_p$ | Coefficient de puissance |
| MADA | Machine Asynchrone Double Alimentation |
| PSS | Power System Stabilizers |
| RN | Réseaux de Neurones |
| WT | Wind Turbine |
| MLI | Modulation de Largeur d'Impulsion |
| NFC | Neuro-flou Contrôle. |
| PI | Proportionnel ; Intégrateur |
| SVC | Static Var Compensator |
| TCR | Thyristor Contrôleled Reactor |
| TCSC | Thyristor Contrôleled Serie Capacitor |
| TSC | Thyristor Switched Capacitor |
| TSR | Thyristor Switshed Reactor |
| TSSC | Thyristor Switshed Serie Capacitor |
| WTG | Wind Turbine Generator |

## Symboles

| | |
|---|---|
| $\phi_d, \phi_q$ | Composante directe et quadrature de flux magnétique |
| $\mu$ | Degré d'appartenance d'une variable floue |
| $x_i$ | Entrée d'un réseau de neurone |
| $K_B$ | Facteur de compensation du TCSC |
| $\alpha$ | L'angle d'amorçage du TCR |
| $b_i$ | Le seuil interne du neurone |
| $w_{ij}$ | Poind de connection d'un reseau de neurone |
| $B_{SVC}$ | Susceptance du SVC |
| $H_i$ | Constante d'inertie de i-ème générateur |
| $D_i$ | Constante d'amortissement de i-ème générateur |
| $\omega_i$ | Vitesse angulaire du rotor de i-ème générateur |
| $\delta_i$ | Angle du rotor de i-ème générateur |
| $P_{mi}$ | Puissance d'entrée mécanique du i ème générateur |

| | |
|---|---|
| $P_{ei}$ | Puissance électrique d'entrée du i-ème générateur |
| $T'_{d0i}, T'_{q0i}$ | Constantes de temps transitoires sur les axes d et q |
| $E'_{di}, E'_{qi}$ | FEM transitoire sur l'axe d et l'axe q |
| $x'_{di}, x'_{qi}$ | Réactances transitoires sur les axes d et q |
| $I'_{d0i}, I'_{q0i}$ | Courants du i$^{ème}$ générateur sur l'axe d et l'axe q |
| $V_{ex}$ | Tension d'excitation |
| Vt | Tension du générateur terminal |
| R | Rayon des pales de la turbine éolienne |
| $V_w$ | Vitesse du vent |
| $\rho$ | Densité de l'air |
| $n$ | Number of wind turbine |
| $R_r, L_r$ | Inductance et résistance de ligne. |
| $I_{rd}, I_{rq}$ | Courants du réseau entre ($d, q$) dans le cadre de référence. |
| $\omega_g$ | Fréquence angulaire de la tension du réseau. |
| $V_{rd}, V_{rq}$ | Conception de la loi de contrôle dans le cadre de référence ($d, q$) |
| $V_{rq}^{eq}, V_{rd}^{eq}$ | Contrôle équivalent |
| $K_{Vrq}, K_{Vrd}$ | Constantes positives |

# *Déclarations*

## Déclaration 1

Ce travail n'a pas été déjà accepté et n'est pas soumis en considération pour un diplôme quelconque.

Signé ..... (Fares ZITOUNI)

## Déclaration 2

Cette thèse est soumise pour l'obtention du diplôme de DOCTORAT LMD.

Signé ..... (Fares ZITOUNI)

## Déclaration 3

Cette thèse est le résultat de mes propres investigations, sauf indication contraire. D'autres sources sont reconnues par des références explicites. Une bibliographie est jointe à la fin de ce manuscrit.

Signé ..... (Fares ZITOUNI)

# *Listes des travaux de recherche relatives à la thèse*

## 1. Publications Revues Internationales

- F. ZITOUNI, I. GRICHE, M. REZKI "Power System Control Including Hybrid System PV/Wind with SVC based on Adaptive Fractional Order PI Controller", Publication in PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN 0033-2097, Vol. 102, Issue 2/2026, p.p.40-47, February 2026, doi : 10.15199/48.2026.02.7

- F. ZITOUNI, I. GRICHE, M. REZKI, "Parallel ANFIS-GA Lead-Lag Controller for Enhancing Power System Stability with Wind Turbine Integration", Publication in Journal Européen des Systèmes Automatisés -JESA, ISSN : 1269-6935, Vol. 58, Issue 12, 2025, p.p.2477-2483, doi: https://doi.org/10.18280/jesa.581203.

## 2. Conférences Internationales

- **Fares ZITOUNI, Issam GRICHE, Mohamed REZKI, Kamel SAOUDI and Hacene MELLAH** "Power System Stability Enhancement by Simultaneous Tuning of Fuzzy PSS and Fuzzy based STATCOM Controllers Including Wind Farm", 4thInternational Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E'2024), November 09-10, 2024, Bouira, Algeria

## 3. Conférences nationales

- **F. Zitouni, I.Griche, M. REZKI, M.Y.Touafek and K.Saoudi,** " Power System Stability Enhancement equipped by Wind Turbine using a new Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) Controller", Study Day: Developing scientific research skills using artificial intelligence techniques (تطوير مهارات البحث العلمي باستعمال تقنيات الذكاء الإصطناعي)", May 19, 2024, Bouira, Algeria.

# *Résumés*

**ملخص** :تشهد الأنظمة الكهربائية الحديثة تحولات عميقة نتيجة الإدماج المتزايد لمصادر الطاقات المتجددة، ولا سيما الطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح، في إطار الانتقال الطاقوي وتحقيق التنمية المستدامة. غير أن الطبيعة المتقطعة لهذه المصادر، إلى جانب انخفاض القصور الذاتي للشبكات الكهربائية، تؤدي إلى بروز تحديات تقنية معقدة تتمثل في عدم استقرار التردد، تقلبات الجهد، وتدهور جودة القدرة الكهربائية، خاصة أثناء حالات الاضطراب العابرة.

تندرج هذه الرسالة في هذا السياق، وتهدف إلى تحسين الاستقرار الديناميكي وتنظيم الجهد في الأنظمة الكهربائية الهجينة الشمسية–الريحية المتصلة بالشبكة، من خلال تطوير استراتيجيات تحكم ذكية وتكيفية تعتمد على تقنيات الذكاء الاصطناعي، خوارزميات التحسين، والتحكم ذي الرتبة الكسرية. وقد تم تطوير نموذج رياضي شامل للنظام الهجينPV–Éolien ، يشمل مولد الرياح ذو التغذية المزدوجة(DFIG) ، النظام الكهروضوئي، والشبكة الكهربائية، مع دمج أجهزة FACTS، وبالأخص المعوض المتسلسل المتحكم فيه بالثايرستور (TCSC) والمعوض التفاعلي الثابت.(SVC)

كما تم اقتراح منظمتين ذكيتين مبتكرتين لتحسين أداء النظام واستقراره. المنظم الأول هو المنظم الهجينANFIS–GA–LL المطبق على جهازTCSC ، والذي يجمع بين نظام الاستدلال العصبي الضبابي، خوارزمية وراثية للتحسين، ومصححLead–Lag ، بهدف تخميد التذبذبات الكهروميكانيكية وتحسين الاستقرار العابر. أما المنظم الثاني فهو منظم AFOPI–SVC القائم على التحكم الكسري التكيفي، والمخصص لتنظيم الجهد وتعويض القدرة غير الفعالة بشكل ديناميكي.

تم تقييم فعالية الاستراتيجيات المقترحة من خلال محاكاة عددية باستخدام برنامج Matlab/Simulink تحت عدة سيناريوهات تشغيل تشمل تغيرات الحمل، تقلبات سرعة الرياح والإشعاع الشمسي، إضافة إلى الأعطال العابرة. وأظهرت النتائج المتحصل عليها تفوق وحدات التحكم الذكية المقترحة مقارنة بالمنظمات التقليدية من حيث سرعة الاستجابة، المتانة، تحسين جودة القدرة الكهربائية، والقدرة العالية على تخميد التذبذبات، مما يؤكد أهمية اعتماد الحلول الذكية والتكيفية لضمان التشغيل الآمن والمستقر للشبكات الكهربائية الحديثة ذات الاختراق العالي للطاقات المتجددة.

**كلمات مفتاحية:**

الأنظمة الكهربائية، الطاقة الشمسية والريحية، الاستقرار الديناميكي، تنظيم الجهد، FACTS، TCSC، SVC، ANFIS، التحكم الكسري.

## Résumé

L'intégration massive des sources d'énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne et le photovoltaïque, constitue un enjeu majeur pour les réseaux électriques modernes en raison de la variabilité de la production, de la diminution de l'inertie globale du système et de l'augmentation des comportements non linéaires. Ces phénomènes engendrent des problèmes de stabilité transitoire, des oscillations électromécaniques ainsi que des perturbations de la tension et de la fréquence, affectant directement la qualité de l'énergie électrique.

Cette thèse s'inscrit dans ce contexte et vise à améliorer la stabilité dynamique et la régulation de la tension des systèmes électriques hybrides PV–Éolien connectés au réseau, à travers le développement de stratégies de commande intelligentes et adaptatives. Un modèle mathématique global et détaillé du système hybride a été élaboré, intégrant un générateur éolien à double alimentation (DFIG), un système photovoltaïque, le réseau électrique, ainsi que des dispositifs FACTS, notamment le Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) et le Static Var Compensator (SVC).

Deux régulateurs intelligents innovants ont été proposés. Le premier est un contrôleur hybride ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC, combinant un système neuro-flou adaptatif, une optimisation par algorithme génétique et un correcteur Lead–Lag, afin d'amortir efficacement les oscillations électromécaniques et d'améliorer la stabilité transitoire. Le second est un régulateur AFOPI–SVC basé sur une commande à ordre fractionnaire adaptative, destiné à assurer une régulation précise et robuste de la tension tout en garantissant une compensation dynamique de la puissance réactive.

Les performances des stratégies proposées ont été validées à l'aide de simulations numériques sous Matlab/Simulink, en considérant divers scénarios de fonctionnement incluant des variations de charge, des fluctuations de vent et d'irradiance, ainsi que des défauts transitoires. Les résultats obtenus démontrent la supériorité des régulateurs intelligents par rapport aux commandes classiques en termes de rapidité, de robustesse, de stabilité dynamique et de qualité de puissance, confirmant ainsi l'intérêt des approches intelligentes pour les réseaux électriques modernes à forte pénétration des énergies renouvelables.



**Mots-clés :**
Systèmes électriques, énergie éolienne et photovoltaïque, stabilité dynamique, régulation de tension, FACTS, TCSC, SVC, ANFIS, commande fractionnaire.

## Abstract

The large-scale integration of renewable energy sources, particularly wind and photovoltaic power, represents a major challenge for modern power systems due to the intermittent nature of generation, reduced system inertia, and increased nonlinear behavior. These factors lead to voltage and frequency fluctuations, electromechanical oscillations, and degradation of power quality, especially under transient operating conditions.

This thesis aims to enhance the dynamic stability and voltage regulation of grid-connected hybrid PV–Wind power systems through the development of intelligent and adaptive control strategies. A comprehensive mathematical model of the hybrid system is developed, incorporating a doubly-fed induction generator (DFIG), a photovoltaic generation unit, the power grid, and FACTS devices, namely the Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) and the Static Var Compensator (SVC).

Two innovative intelligent controllers are proposed. The first is an ANFIS–GA–LL controller applied to the TCSC, which combines adaptive neuro-fuzzy inference, genetic algorithm optimization, and a Lead–Lag compensator to effectively damp electromechanical oscillations and improve transient stability. The second is an AFOPI–SVC controller based on adaptive fractional-order control, designed to achieve accurate voltage regulation and dynamic reactive power compensation.

The effectiveness of the proposed control strategies is validated through extensive simulations using Matlab/Simulink under various operating scenarios, including load variations, wind speed and solar irradiance fluctuations, and transient faults. Simulation results demonstrate that the proposed intelligent controllers significantly outperform conventional control schemes in terms of dynamic response, robustness, damping performance, and power quality, high lighting their suitability for stabilizing modern power systems with high penetration of renewable energy sources.



**Keywords :**

Power systems, wind and photovoltaic energy, dynamic stability, voltage regulation, FACTS, TCSC, SVC, ANFIS, fractional-order control.

# INTRODUCTION GENERALE

## 1. Contexte et justification du travail

La production et la consommation d'énergie électrique connaissent, au cours des dernières décennies, une croissance continue due à l'évolution démographique, à l'industrialisation et à la numérisation des activités humaines. Cette augmentation de la demande énergétique s'accompagne d'enjeux environnementaux importants et renforce la nécessité d'une transition vers des systèmes électriques plus durables [1].

Pour répondre à ce défi, les instances internationales ont engagé une transition énergétique profonde, favorisant l'intégration des sources d'énergies renouvelables (SER) telles que l'éolien et le solaire photovoltaïque, reconnues pour leur caractère propre, durable et inépuisable [2], [3].

Cependant, l'essor de ces technologies modifie en profondeur la structure et le comportement des réseaux électriques. Contrairement aux centrales conventionnelles à base de turbines synchrones, les unités de production renouvelable — souvent décentralisées et interfacées par des convertisseurs électroniques — introduisent une variabilité temporelle et spatiale importante de la production. Cette nature intermittente, associée à la réduction de l'inertie globale du système, engendre de nouveaux défis en matière de stabilité du réseau électrique, notamment en ce qui concerne la stabilité de fréquence, la stabilité de tension et la stabilité angulaire.

Des études ont montré que l'intégration massive des sources d'énergies renouvelables, combinée à l'utilisation de dispositifs FACTS, constitue une solution efficace pour améliorer la stabilité dynamique et le contrôle des réseaux électriques [7], [8].

Par ailleurs, le développement de stratégies de commande avancées basées sur l'intelligence artificielle, notamment les approches neuro-floues et les techniques d'optimisation, permet d'améliorer significativement les performances dynamiques et la robustesse des systèmes électriques [9] – [11].

En complément, l'introduction de la commande à ordre fractionnaire dans les systèmes électriques a démontré une amélioration notable en matière de stabilité et de régulation de tension, en particulier dans les réseaux à faible inertie [12], [13].

D'autres travaux ont confirmé l'intérêt de combiner les dispositifs FACTS avec des stratégies de commande intelligentes dans les systèmes hybrides PV–éolien, afin d'assurer une meilleure stabilité dynamique et une amélioration de la qualité de l'énergie [14] – [16].

Enfin, des études récentes ont mis en évidence l'importance de ces approches dans les réseaux électriques modernes caractérisés par une forte pénétration des énergies renouvelables [17], [18].

Ainsi, la transition énergétique impose le développement de systèmes de contrôle avancés, ce qui inscrit la présente thèse dans une démarche de contribution à la commande intelligente des systèmes électriques hybrides PV–éolien, afin d'en renforcer la stabilité dynamique et la robustesse vis-à-vis des perturbations.

## 2. Problématique scientifique

L'intégration croissante des sources d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques conventionnels conduit à des systèmes de plus en plus complexes, non linéaires et fortement dynamiques. En particulier, les fluctuations naturelles du vent et de l'irradiance solaire engendrent des variations rapides et imprévisibles de la puissance injectée, susceptibles de provoquer des oscillations électromécaniques, des déséquilibres de tension et une réduction de la marge de stabilité du réseau électrique [4], [6], [11].

Dans les réseaux conventionnels, ces phénomènes sont généralement atténués par l'inertie électromécanique élevée des générateurs synchrones. Cependant, dans les réseaux modernes à forte pénétration d'énergies renouvelables, cette inertie est considérablement réduite, ce qui rend le système plus sensible aux perturbations et aux variations de charge [4], [5]

Les stratégies de commande classiques, telles que les correcteurs proportionnel–intégral (PI) et les stabilisateurs de système de puissance (PSS), ont été largement utilisées pour améliorer la stabilité dynamique des réseaux électriques. Néanmoins, ces approches présentent des limitations notables face à la complexité croissante des systèmes actuels, notamment en raison de leur paramétrage fixe et de leur faible capacité d'adaptation aux non-linéarités et aux variations rapides des conditions de fonctionnement [9], [10], [13].

Par conséquent, le développement de stratégies de commande avancées, intelligentes et adaptatives apparaît comme une nécessité afin de garantir la stabilité dynamique et la régulation de tension des systèmes électriques intégrant des sources renouvelables. Ces stratégies doivent être capables de s'adapter aux incertitudes paramétriques, aux perturbations externes et aux variations rapides de la production, tout en assurant un fonctionnement robuste et fiable du réseau interconnecté.

## 3. Objectifs de la recherche

Les travaux présentés dans cette thèse ont pour objectif principal de contribuer à l'amélioration de la stabilité dynamique et de la régulation de tension des réseaux électriques intégrant des sources

d'énergies renouvelables, en particulier dans le cas des systèmes hybrides photovoltaïque–éolien connectés au réseau.

Pour atteindre cet objectif général, les objectifs spécifiques suivants sont définis :

1. **Développer un modèle mathématique global et détaillé** d'un système électrique hybride photovoltaïque–éolien connecté au réseau, intégrant le générateur éolien à double alimentation (GADA), le système photovoltaïque, le bus continu et les dispositifs de conversion associés.
2. **Concevoir et mettre en œuvre des stratégies de commande avancées** basées sur l'intelligence artificielle, l'optimisation métaheuristique et la commande à ordre fractionnaire, appliquées aux dispositifs FACTS, afin d'améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques et la stabilité transitoire du réseau.
3. **Proposer un contrôleur hybride ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC**, destiné à l'amélioration de la stabilité dynamique et à la réduction des oscillations inter-machines dans le système étudié.
4. **Développer un régulateur AFOPI appliqué au SVC**, visant à assurer une régulation robuste de la tension et une compensation dynamique de la puissance réactive au point de couplage commun.
5. **Évaluer et comparer les performances des stratégies de commande proposées** par rapport aux régulateurs classiques, à travers des simulations numériques sous MATLAB/Simulink, en considérant différents scénarios de fonctionnement et de perturbations.

À travers ces objectifs, la présente thèse vise à démontrer que la combinaison d'approches neuro-floues, métaheuristiques et de la commande à ordre fractionnaire permet de concevoir des stratégies de commande à la fois robustes, flexibles et performantes, adaptées aux réseaux électriques modernes caractérisés par une forte pénétration des sources d'énergies renouvelables [5], [6].

## 4. Méthodologie générale

La méthodologie adoptée dans ce travail repose sur une approche intégrée en quatre étapes :

1. Analyse théorique et état de l'art : étude approfondie des architectures électriques intégrant les sources renouvelables, des problématiques de stabilité et des solutions FACTS existantes (TCSC, SVC) [23], [27], [45].

2. Modélisation mathématique : formulation des équations dynamiques du système hybride PV–Éolien et des dispositifs de compensation, dans le repère (d, q), pour établir un modèle d'état global exploitable en simulation.
3. Conception et optimisation des régulateurs intelligents : utilisation des réseaux neuro-flous (ANFIS), des algorithmes génétiques (GA) et de la commande fractionnaire (FOPI) pour la synthèse de contrôleurs adaptatifs [75], [79], [81].
4. Validation par simulation : implémentation sous MATLAB/Simulink, analyse comparative des performances, évaluation de la stabilité, du dépassement et du temps de réponse sous diverses conditions de perturbation [5], [6].

Cette approche progressive relie la théorie à la pratique, permettant d'évaluer l'efficacité réelle des stratégies proposées dans un environnement de simulation représentatif du réseau électrique moderne.

## 5. Organisation du manuscrit

La thèse est structurée en quatre chapitres principaux, illustrant la progression logique du travail réalisé

- **Chapitre 1 – Introduction générale et fondements des systèmes électriques en présence des sources d'énergies renouvelables**

  Ce chapitre établit les bases théoriques du travail : principes de conversion éolienne et photovoltaïque, impact de l'électronique de puissance sur la dynamique du réseau et classification des types de stabilité. Les dispositifs FACTS (TCSC, SVC) y sont introduits comme moyens efficaces pour le contrôle de puissance et la stabilisation des tensions. La conclusion souligne la nécessité de régulateurs intelligents et adaptatifs.
- **Chapitre 2 – Modélisation mathématique du système hybride PV–Éolien connecté au réseau**

  Ce chapitre développe le modèle global du système hybride : DFIG côté éolien, générateur PV côté solaire et réseau électrique. Le couplage par le bus DC et les équations d'état sont formulés pour servir de base à la conception des contrôleurs.
- **Chapitre 3 – Commandes intelligentes appliquées à la stabilisation d'un système hybride PV–Éolien**

  Ce chapitre est dédié à la conception et à l'optimisation de deux commandes avancées :

  **a.** Le contrôleur ANFIS–GA–LLintégré au TCSC pour l'amortissement des oscillations électromécaniques.

**b.** Le régulateur **AFOPI–SVC** destiné à la régulation adaptative de la tension. L'association d'approches intelligentes (neuro-floues et métaheuristiques) améliore considérablement la stabilité et la robustesse du réseau.

- **Chapitre 4 – Validation et analyse des performances des régulateurs intelligents**
  Ce dernier chapitre présente les résultats de simulation et les comparaisons avec les régulateurs classiques. Les tests incluent des variations de charge, de vent et d'irradiance, ainsi que des défauts temporaires. Les analyses démontrent la supériorité des stratégies proposées en termes de stabilité, rapidité et qualité de tension.

Enfin, la **conclusion générale** résume les contributions majeures du travail et propose des **perspectives de recherche** futures.

# *Chapitre 01*

# INTRODUCTION GENERALE ET ENJEUX DES SYSTEMES ELECTRIQUES INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES

## 1.1. Introduction

Le secteur de l'énergie électrique connaît une transformation structurelle sous l'effet conjoint de l'augmentation des besoins énergétiques, des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et du développement rapide des sources d'énergie renouvelable. Les systèmes électriques, historiquement organisés autour de grandes unités de production synchrones et de flux de puissance principalement unidirectionnels, évoluent progressivement vers des architectures plus décentralisées, plus variables et fortement dépendantes de l'électronique de puissance. [19] – [22]

Parmi les technologies renouvelables, l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque occupent une place importante en raison de leur modularité, de leur disponibilité et de leur aptitude à être intégrées à différentes échelles de puissance. Leur développement contribue à diversifier le mix énergétique et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles. Il introduit toutefois de nouvelles contraintes liées à la variabilité des ressources, à l'incertitude des prévisions, à la diminution de la réponse inertielle naturellement fournie au réseau et aux interactions entre les convertisseurs électroniques et les équipements conventionnels. [21], [22], [27], [37]

Ces évolutions modifient la manière dont la stabilité du réseau doit être analysée et assurée. La tenue de la fréquence, la régulation de la tension, l'amortissement des oscillations électromécaniques et la gestion coordonnée des puissances active et réactive deviennent des fonctions essentielles. Elles nécessitent des dispositifs de compensation rapides ainsi que des stratégies de commande capables de s'adapter aux variations du point de fonctionnement et aux perturbations du réseau. [23], [27], [38]–[40]

Le présent chapitre expose le contexte général de cette transformation, les caractéristiques des principales sources renouvelables considérées, les enjeux de stabilité qui en résultent ainsi que le rôle des dispositifs FACTS et des méthodes de commande avancées. Afin d'éviter toute redondance, les développements mathématiques détaillés de la turbine éolienne, de la génératrice asynchrone à double alimentation, du

générateur photovoltaïque, des convertisseurs, du bus continu, du TCSC et du SVC sont réservés au chapitre 2.

## 1.2. Évolution des systèmes électriques modernes

Un système électrique doit assurer, à chaque instant, l'équilibre entre la production et la consommation, tout en maintenant la fréquence et les tensions dans des limites compatibles avec la sûreté de fonctionnement. Dans les réseaux conventionnels, cet équilibre repose largement sur des groupes synchrones dont les masses tournantes fournissent une réserve d'énergie cinétique immédiatement mobilisable lors d'un déséquilibre de puissance [23], [32], [37].

L'intégration croissante de sources décentralisées modifie profondément cette organisation. Les installations renouvelables, qu'elles soient raccordées aux réseaux de transport, aux réseaux de distribution ou directement à proximité des charges, rendent les flux de puissance bidirectionnels et plus sensibles aux conditions météorologiques [27], [41], [42].

L'électronique de puissance joue un rôle central dans cette transformation. Les convertisseurs permettent d'adapter les niveaux de tension, de synchroniser les sources avec le réseau et de réguler les échanges de puissance. Bien qu'ils offrent des réponses rapides, ils introduisent également des dynamiques susceptibles d'interagir avec les lignes, les filtres, les machines et les autres interfaces électroniques. La stabilité du réseau ne dépend donc plus uniquement des caractéristiques électromécaniques des générateurs, mais également des réglages des boucles de commande et des limites de ces interfaces [28], [34], [41], [42].

Dans ce contexte, les dispositifs FACTS contribuent à améliorer la flexibilité et la capacité de pilotage du réseau. En agissant sur la tension, la puissance réactive ou l'impédance des lignes, ils permettent de mieux répartir les flux de puissance et d'atténuer les effets de certaines perturbations. Les compensateurs série, tels que le TCSC, modifient les caractéristiques électriques des lignes, tandis que les compensateurs shunt, comme le SVC, participent principalement au soutien de la tension. Leur intégration doit toutefois être soigneusement coordonnée avec les autres équipements de commande afin d'éviter des interactions dynamiques défavorables [23], [24], [41], [42].

Ainsi, le système électrique moderne se caractérise par une interdépendance accrue entre les moyens de production, les réseaux, les dispositifs de compensation et les charges. Cette architecture renforce la souplesse d'exploitation, mais rend également l'analyse de la stabilité plus complexe.

Cette transformation est synthétisée à la Figure 1.1.

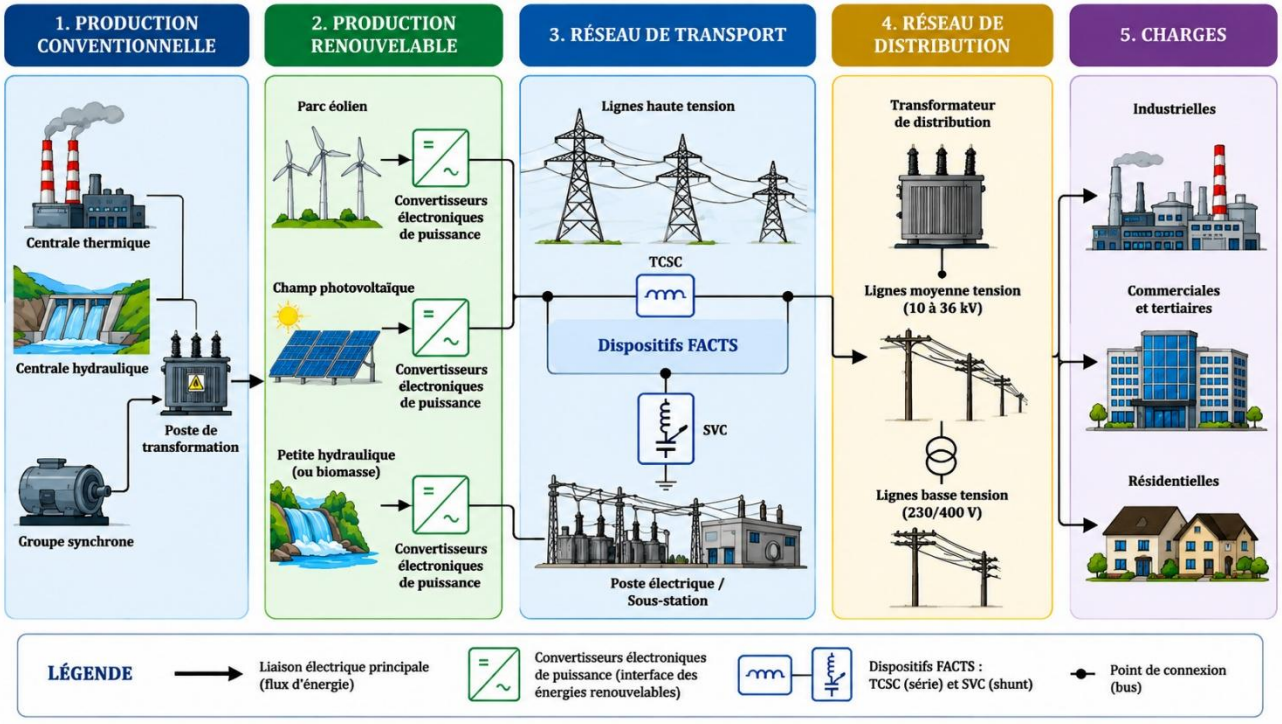



**Figure 1.1.** Structure simplifiée d'un système électrique interconnecté montrant la chaîne de conversion de l'énergie et les compensateurs FACTS [23], [24].

Comme l'illustre la Figure 1.1, la présence de sources conventionnelles, de productions renouvelables et de dispositifs électroniques de compensation rend le fonctionnement du réseau plus flexible, mais également plus complexe du point de vue de sa commande et de sa stabilité.

## 1.3. Intégration des sources d'énergie renouvelable

### 1.3.1. Énergie éolienne

La conversion éolienne repose sur la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique au niveau de la turbine, puis en énergie électrique au moyen d'une génératrice. La puissance disponible varie fortement avec la vitesse du vent et dépend également des caractéristiques aérodynamiques du rotor, du rapport de vitesse spécifique et de l'angle de calage des pales. [25], [26], [31]

Les éoliennes modernes peuvent fonctionner à vitesse variable afin d'améliorer l'extraction de l'énergie sur une plage étendue de vitesses de vent. Parmi les architectures utilisées, la génératrice asynchrone à double alimentation offre un contrôle des puissances active et réactive au moyen d'un convertisseur raccordé au rotor, tandis que le stator demeure directement connecté au réseau. Cette configuration réduit la puissance nominale généralement traitée par l'interface rotorique par rapport à une chaîne à convertisseur pleine puissance, tout en permettant une commande flexible du fonctionnement de la machine. [25], [26], [28], [31]

La production éolienne reste néanmoins variable et dépendante du site. Les variations rapides du vent peuvent entraîner des fluctuations de puissance et des sollicitations mécaniques. Les stratégies de suivi du point de puissance maximale, de limitation de puissance, de contrôle du couple et de réglage de la puissance réactive doivent donc être coordonnées avec les exigences du réseau. La modélisation détaillée de la chaîne éolienne et de la DFIG est développée au chapitre 2.

### 1.3.2. Énergie photovoltaïque

La conversion photovoltaïque repose sur l'effet photovoltaïque produit au sein d'un matériau semi-conducteur. Sous l'action du rayonnement solaire, des porteurs de charge sont générés et séparés par le champ électrique interne de la jonction, ce qui permet l'établissement d'un courant continu dans le circuit extérieur. [50], [51]

Le comportement électrique d'un générateur photovoltaïque est non linéaire. Son courant, sa tension et sa puissance dépendent principalement de l'irradiance reçue et de la température des cellules. Pour chaque condition de fonctionnement, la caractéristique puissance–tension présente un point de puissance maximale. Un algorithme MPPT agit sur le convertisseur associé afin de maintenir le champ photovoltaïque au voisinage de ce point. [50] – [54]

Lorsqu'un système photovoltaïque est raccordé au réseau, l'interface électronique assure l'adaptation du courant continu au réseau alternatif, la synchronisation et le contrôle des puissances échangées. La qualité de cette commande influence directement la stabilité du bus continu, le courant injecté et le soutien éventuel de la tension. Les équations du modèle photovoltaïque, du convertisseur Boost et du raccordement au bus continu commun sont présentées au chapitre 2.

### 1.3.3. Complémentarité des systèmes hybrides PV–éolien

L'association de sources éolienne et photovoltaïque vise à exploiter la diversité de leurs profils de production. Dans certaines régions, les régimes de vent et d'ensoleillement présentent une complémentarité temporelle qui peut réduire la variabilité de la puissance totale. Cette complémentarité n'est cependant pas universelle et doit être vérifiée à partir des données météorologiques du site et des horizons temporels considérés. [27], [33]

Le couplage de plusieurs sources nécessite une architecture énergétique cohérente. Dans le système étudié, la branche photovoltaïque est raccordée à un bus continu commun par un convertisseur Boost. La puissance rotorique de la DFIG transite également par ce bus, tandis que la puissance statorique est directement injectée au point de couplage commun. Le convertisseur côté réseau assure l'équilibre énergétique du bus continu et transfère vers le réseau les puissances qui y convergent. Un TCSC agit en série sur la liaison, alors qu'un SVC assure une compensation shunt au point de couplage commun.

Cette organisation présente l'intérêt de réunir les fonctions de conversion et de régulation autour d'une interface commune. Elle impose en contrepartie un dimensionnement adapté du convertisseur côté réseau et du condensateur du bus continu, ainsi qu'une coordination rigoureuse des boucles de commande. Les bilans de puissance et les modèles détaillés correspondant à cette architecture sont établis dans le chapitre suivant.

L'architecture retenue est représentée de manière simplifiée à la Figure 1.2

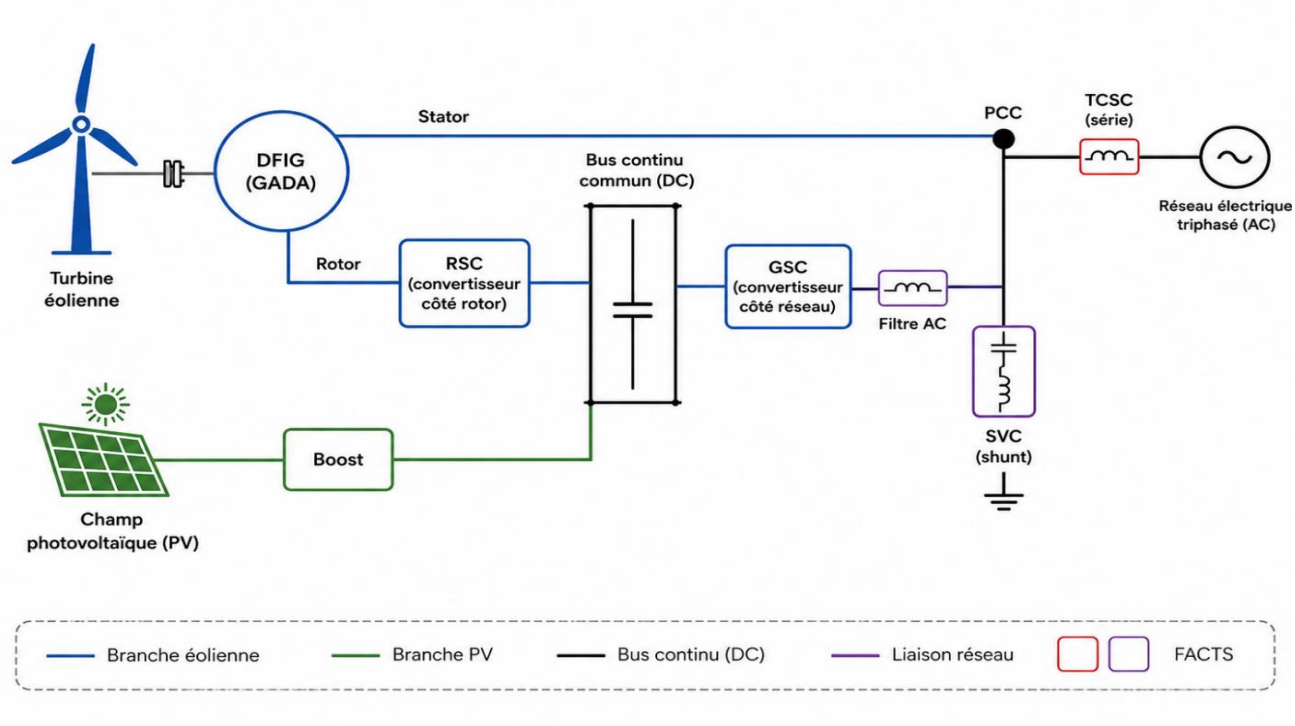



**Figure 1.2.** Architecture du système hybride PV–éolien connecté au réseau. [25], [31].

## 1.4. Principaux défis techniques liés à l'intégration des énergies renouvelables

### 1.4.1. Variabilité et incertitude de la production

La puissance issue du vent et du rayonnement solaire varie selon des phénomènes météorologiques présentant des échelles de temps très différentes. Des fluctuations rapides peuvent être provoquées par des rafales ou par le passage de nuages, tandis que les variations journalières et saisonnières modifient le profil global de production. Cette variabilité complique la prévision, la planification des réserves et le maintien de l'équilibre production–consommation. [21], [22], [27]

La combinaison de plusieurs sources, l'emploi de prévisions améliorées, la gestion flexible de la demande et l'utilisation éventuelle de moyens de stockage permettent de réduire certains effets de cette variabilité. Toutefois, les commandes locales doivent également être capables de répondre rapidement aux changements de puissance disponible sans provoquer de dépassements de courant, de surtensions du bus continu ou d'interactions indésirables avec le réseau.

### 1.4.2. Réponse inertielle et stabilité de fréquence

Dans un réseau dominé par les machines synchrones, l'énergie cinétique stockée dans les rotors contribue spontanément à ralentir les variations de fréquence après un déséquilibre de puissance. Les systèmes photovoltaïques ne possèdent pas de masse tournante. Les éoliennes à vitesse variable disposent d'une énergie cinétique mécanique, mais leur contribution au réseau dépend de la structure du convertisseur et de la stratégie de commande. [32], [37]

Une réduction de la réponse inertielle globale peut entraîner une augmentation de la vitesse de variation de la fréquence et diminuer le temps disponible pour l'action des régulations primaires et des protections. Des fonctions de soutien de fréquence, telles que l'inertie synthétique, la réponse rapide en puissance et la décharge contrôlée de l'énergie cinétique des rotors éoliens, peuvent être introduites. Leur mise en œuvre doit toutefois respecter les limites de courant et éviter une récupération d'énergie trop brusque après la phase de soutien.

### 1.4.3. Régulation de tension et puissance réactive

La tension des nœuds dépend de la topologie du réseau, des flux de puissance, des niveaux de court-circuit et de la disponibilité des moyens de compensation réactive. Les variations rapides de production renouvelable peuvent modifier les échanges de puissance et provoquer des écarts de tension, en particulier dans les réseaux faibles ou fortement chargés. [27], [42]

Les convertisseurs des systèmes éolien et photovoltaïque peuvent participer au contrôle de la puissance réactive dans les limites de leur capacité apparente. Des dispositifs dédiés, tels que les compensateurs shunt, assurent un soutien supplémentaire de la tension. La coordination de ces moyens est essentielle afin d'éviter des actions contradictoires, des oscillations de commande ou une saturation prématurée des convertisseurs.

### 1.4.4. Interactions des convertisseurs et qualité de l'énergie

Les convertisseurs introduisent des boucles rapides de courant, de tension et de synchronisation. Lorsque plusieurs interfaces électroniques sont raccordées à proximité, leurs dynamiques peuvent interagir avec l'impédance du réseau et avec les filtres de raccordement. Ces interactions peuvent produire des oscillations, une amplification harmonique ou une dégradation de la marge de stabilité. [34], [41], [42]

La qualité de l'énergie dépend également des harmoniques, du déséquilibre, des variations rapides de tension et du facteur de puissance. Une étude complète doit distinguer les phénomènes électromécaniques de basse fréquence, étudiés à l'aide de modèles moyennés, des phénomènes électromagnétiques rapides qui exigent des modèles de commutation plus détaillés.

### 1.4.5. Coordination des protections et limites des équipements

La contribution des sources raccordées par convertisseurs aux courants de défaut est généralement limitée et contrôlée. Les protections conçues pour des réseaux conventionnels peuvent alors perdre en sensibilité ou en sélectivité. Les limitations de courant, les stratégies de traversée des défauts et les priorités entre puissance active et réactive doivent être définies de manière cohérente avec les exigences de sûreté du réseau.

Ces contraintes montrent que l'intégration renouvelable ne peut être réduite à la seule maximisation de l'énergie produite. Elle nécessite une vision globale incluant la stabilité, la qualité de l'énergie, les protections, les limites thermiques et les performances dynamiques des commandes.

**Tableau 1.1.** Synthèse des principaux enjeux liés à l'intégration des énergies renouvelables.

| Enjeu | Manifestation | Conséquence possible | Moyens d'atténuation |
|---|---|---|---|
| **Variabilité** | Fluctuations du vent et de l'irradiance | Écarts de puissance et sollicitation des réserves | Prévision, hybridation, stockage, commande coordonnée |
| **Réponse inertielle réduite** | Variation plus rapide de la fréquence | Réduction du temps d'action des régulations | Inertie synthétique, réserve rapide, limitation du gradient de puissance |
| **Tenue de tension** | Variation de puissance réactive et de flux | Sous-tensions, surtensions ou instabilité | SVC, commande réactive des convertisseurs, réglage coordonné |
| **Interactions de commande** | Couplage entre PLL, filtres et boucles de courant | Oscillations ou résonances | Analyse modale, réglage robuste, séparation des bandes passantes |
| **Limites des convertisseurs** | Saturation de courant ou de modulation | Perte temporaire des objectifs de commande | Gestion des priorités, anti-saturation, supervision des limites |

## 1.5. Stabilité des systèmes électriques intégrant des sources renouvelables

La stabilité d'un système électrique correspond à sa capacité à conserver ou à retrouver un état de fonctionnement acceptable après une perturbation. Cette notion recouvre plusieurs phénomènes distincts, associés à des variables, des mécanismes et des échelles de temps différents. Une classification rigoureuse permet d'éviter de confondre la stabilité de l'angle rotorique, la stabilité de fréquence, la stabilité de tension et les phénomènes spécifiquement liés aux convertisseurs. [23], [27], [37], [38]

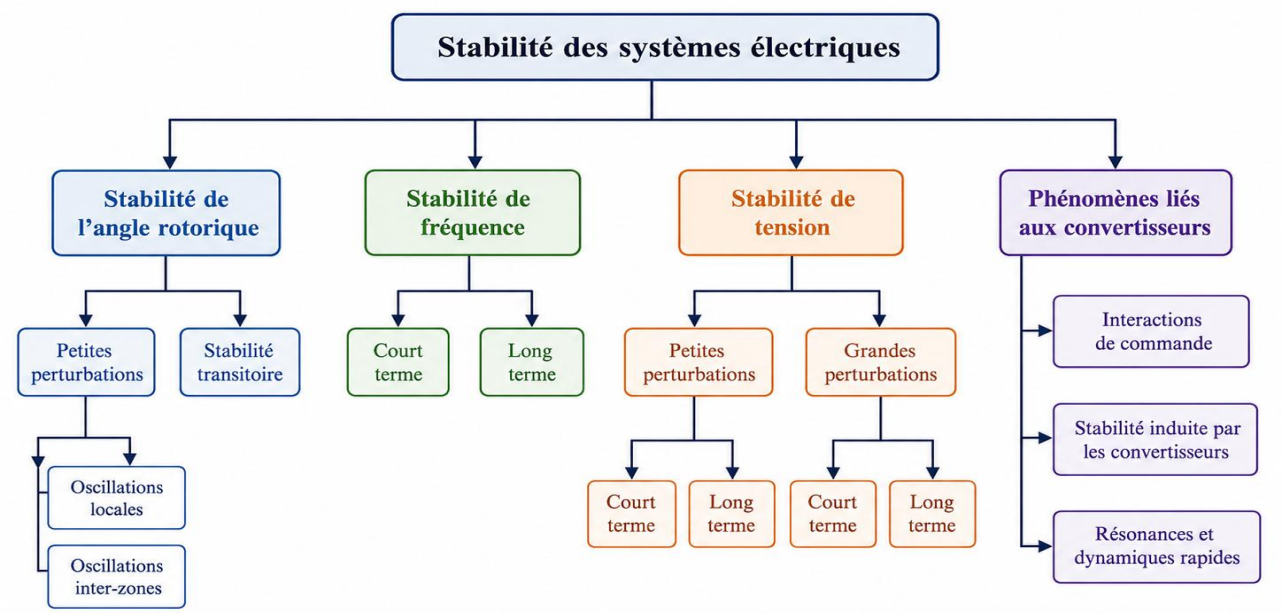



**Figure 1.3**. Classification des différentes formes de stabilité dans les systèmes électriques modernes [23], [27], [37].

### 1.5.1. Stabilité de l'angle rotorique

La stabilité de l'angle rotorique concerne la capacité des machines synchrones interconnectées à maintenir le synchronisme. Elle dépend de l'équilibre entre les couples électromagnétiques et mécaniques et des échanges de puissance entre les différentes zones du réseau. [23], [38]

La stabilité aux petites perturbations étudie la réponse du système autour d'un point de fonctionnement. Elle s'intéresse principalement aux oscillations locales et interzones ainsi qu'à leur amortissement. La stabilité transitoire concerne les perturbations de grande amplitude, telles qu'un court-circuit, la perte d'une ligne ou le déclenchement d'une unité de production. Dans ce cas, l'évolution temporelle non linéaire du système doit être examinée afin de vérifier le maintien du synchronisme.

Les sources renouvelables raccordées par convertisseurs n'obéissent pas directement à la dynamique d'angle d'une machine synchrone classique. Elles influencent néanmoins la stabilité angulaire par les puissances qu'elles injectent, par leurs stratégies de commande et par leur interaction avec les dispositifs de transport et de compensation.

### 1.5.2. Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence désigne la capacité du réseau à maintenir une fréquence acceptable après un déséquilibre important entre la production et la consommation. Elle dépend de la réponse inertielle, de la régulation primaire, des réserves de puissance et, à plus long terme, du rétablissement de l'équilibre énergétique. [32], [37]

Dans les réseaux à forte pénétration de convertisseurs, la réponse de fréquence dépend de plus en plus des fonctions de commande programmées. Les convertisseurs peuvent fournir une puissance supplémentaire pendant une durée limitée, mais cette action est contrainte par la puissance disponible, l'énergie stockée, la capacité du bus continu et les limites de courant.

### 1.5.3. Stabilité de tension

La stabilité de tension correspond à la capacité de maintenir des tensions acceptables aux différents nœuds du réseau après une perturbation. Elle est étroitement liée à la capacité du système à fournir la puissance réactive nécessaire et à maintenir des courants compatibles avec les limites des lignes et des équipements. [27], [42]

Une dégradation progressive de la tension peut être associée à une augmentation de charge, à une insuffisance de compensation réactive ou à la saturation de certains moyens de régulation. Les phénomènes rapides impliquent notamment les convertisseurs et les charges dynamiques, tandis que les phénomènes de plus longue durée peuvent être influencés par les transformateurs à prises, les limiteurs d'excitation et les mécanismes de restauration des charges.

### 1.5.4. Stabilité induite par les convertisseurs

La présence massive d'interfaces électroniques conduit à considérer des phénomènes de stabilité directement liés aux convertisseurs. Les boucles de synchronisation, les contrôleurs de courant, la régulation du bus continu et les filtres peuvent interagir avec l'impédance du réseau. Le risque est particulièrement important lorsque le réseau est faible, lorsque plusieurs convertisseurs disposent de réglages similaires ou lorsque leurs bandes passantes se recouvrent. [41], [42]

La stabilité induite par les convertisseurs nécessite des modèles adaptés au phénomène étudié. Les modèles moyennés conviennent à de nombreuses analyses de stabilité électromécanique et de commande. Les phénomènes de commutation, les résonances de filtres et les harmoniques exigent en revanche des modèles plus rapides et plus détaillés.

Le choix du modèle de représentation constitue donc une étape préliminaire cruciale pour la synthèse des lois de commande, comme cela sera développé dans les chapitres suivants.

## 1.6. Dispositifs FACTS et amélioration de la stabilité

Les systèmes flexibles de transport en courant alternatif, désignés par l'acronyme FACTS, utilisent l'électronique de puissance pour agir rapidement sur certaines grandeurs du réseau. Selon leur mode de connexion, ils peuvent modifier l'impédance d'une ligne, injecter ou absorber de la puissance réactive, contrôler les flux de puissance ou contribuer à l'amortissement des oscillations. [45], [46], [48]

Les FACTS sont généralement classés en dispositifs série, shunt ou combinés. Les dispositifs série agissent principalement sur l'impédance et le transit de puissance. Les dispositifs shunt agissent principalement sur la tension et la compensation réactive. Les dispositifs combinés associent ces deux fonctions au prix d'une structure et d'une commande plus complexes.

### 1.6.1. Rôle du TCSC

Le TCSC est inséré en série dans une ligne de transmission. Il modifie la réactance série équivalente et permet ainsi d'influencer la puissance active transférée. En régime capacitif, il réduit la réactance équivalente de la liaison et peut augmenter la capacité de transfert. En régime inductif, il produit l'effet inverse. [45], [46]

Au-delà du contrôle du transit, une modulation dynamique de la réactance peut contribuer à l'amortissement des oscillations électromécaniques. Le signal de commande doit toutefois respecter les limites du dispositif et éviter les zones de fonctionnement associées à des résonances internes ou à une compensation excessive. Dans cette thèse, le TCSC est principalement mobilisé pour l'amélioration de l'amortissement dynamique et du transfert de puissance.

### 1.6.2. Rôle du SVC

Le SVC est raccordé en dérivation à un nœud du réseau. Il se comporte comme une susceptance variable capable d'injecter ou d'absorber de la puissance réactive. Son action rapide permet de soutenir la tension, d'améliorer le facteur de puissance et de réduire certaines variations provoquées par les changements de charge ou de production. [45], [46]

La capacité du SVC dépend de ses limites de susceptance et de la tension au point de connexion. Lorsque le dispositif atteint une limite, il ne peut plus maintenir la tension indépendamment des conditions du réseau. La commande doit donc intégrer les saturations et être coordonnée avec les autres sources de puissance réactive.

### 1.6.3. Complémentarité du TCSC et du SVC

Le TCSC et le SVC n'agissent ni sur la même variable ni au même point du réseau. Le TCSC influence principalement la réactance série, le transit de puissance et l'amortissement des oscillations. Le SVC agit principalement sur la puissance réactive locale et la tension du point de couplage commun. Leur coordination permet de traiter simultanément des objectifs liés à la stabilité angulaire et à la tenue de tension.

Cette complémentarité justifie l'emploi de deux régulateurs distincts et coordonnés. Une même loi de commande ne doit pas être appliquée indistinctement aux deux dispositifs, car leurs variables physiques,

leurs limites et leurs fonctions principales diffèrent. Les modèles mathématiques réduits retenus pour la synthèse des commandes sont présentés au chapitre 2.

**Tableau 1.2.** Comparaison fonctionnelle du TCSC et du SVC.

| Critère | TCSC | SVC |
|---|---|---|
| Connexion | Série dans la ligne | Shunt au point de couplage |
| Grandeur commandée | Réactance série équivalente | Susceptance et puissance réactive |
| Action principale | Transit de puissance et amortissement | Soutien de tension et compensation réactive |
| Variable de sortie utile | Puissance de ligne, angle ou signal oscillatoire | Tension du PCC ou puissance réactive |
| Limites essentielles | Bornes de compensation et zones de résonance | Bornes de susceptance et dépendance à la tension |

## 1.7. Nécessité de commandes avancées

Les régulateurs classiques, notamment les correcteurs PI/PID et les stabilisateurs de système de puissance, restent adaptés aux boucles internes et aux conditions proches du point de réglage. Leurs performances peuvent toutefois se dégrader lorsque le système devient fortement non linéaire, lorsque les paramètres varient ou lorsque les actionneurs atteignent leurs limites [38]-[40].

Les méthodes neuro-floues, métaheuristiques et d'ordre fractionnaire offrent des degrés de liberté supplémentaires pour l'adaptation et le réglage robuste. Leur intérêt doit néanmoins être établi sur plusieurs points de fonctionnement et en présence de perturbations représentatives, afin d'éviter un réglage valable pour un seul scénario [39], [40], [47].

Dans cette thèse, le TCSC et le SVC sont associés à des objectifs distincts : le TCSC agit sur la réactance série et l'amortissement des oscillations, tandis que le SVC agit sur la puissance réactive et la tension au PCC. La structure détaillée des contrôleurs, leurs paramètres et leurs procédures d'optimisation sont réservés au chapitre 3.

Le positionnement scientifique, les objectifs et l'organisation générale du manuscrit ayant été exposés dans l'Introduction générale, ils ne sont pas repris dans ce chapitre. La suite du travail se concentre sur la modélisation mathématique du système étudié.

## 1.8. Conclusion

Ce chapitre a présenté le contexte général de l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans les systèmes électriques modernes. L'éolien et le photovoltaïque offrent des possibilités importantes de décarbonation et de diversification de la production, mais leur variabilité et leur raccordement par convertisseurs modifient les mécanismes traditionnels de stabilité.

Les principaux enjeux concernent l'équilibre de puissance, la réponse de fréquence, la tenue de tension, l'amortissement des oscillations, les interactions entre convertisseurs et le respect des limites des équipements. La classification de la stabilité a permis de distinguer la stabilité de l'angle rotorique, la stabilité de fréquence, la stabilité de tension, la stabilité induite par les convertisseurs et la stabilité de résonance.

Le TCSC et le SVC ont été retenus en raison de leurs fonctions complémentaires. Le premier agit sur la réactance série, le transfert de puissance et l'amortissement, tandis que le second agit sur la puissance réactive locale et le soutien de tension. Cette complémentarité motive le développement de deux stratégies de commande distinctes et coordonnées.

Le chapitre suivant développe la modélisation mathématique détaillée du système hybride Pv-eolien, du bus continu, des convertisseurs, du réseau et des dispositifs FACTS. Cette modélisation constitue la base de la synthèse et de l'évaluation des commandes proposées dans la suite de la thèse.

# *Chapitre 02*

# MODELISATION MATHEMATIQUES DU SYSTEME HYBRIDE PV -EOLIEN CONNECTER AU RESEAU ELECTRIQUE

## 2.1. Introduction

L'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques impose de disposer de modèles capables de représenter leurs dynamiques propres ainsi que leurs interactions avec les convertisseurs électroniques et le réseau. Les chaînes éolienne et photovoltaïque présentent des comportements non linéaires, dépendent directement des conditions climatiques et sont raccordées au réseau par des interfaces commandées. Une modélisation cohérente est donc indispensable avant toute étude de stabilité ou synthèse de commande [55], [56].

Le système étudié associe une turbine éolienne entraînant une génératrice asynchrone à double alimentation, désignée dans la suite par DFIG, et un champ photovoltaïque raccordé à un bus continu commun par un convertisseur Boost. Le stator de la DFIG est directement connecté au point de couplage commun, tandis que son rotor est relié au bus continu par le convertisseur côté rotor RSC. Le convertisseur côté réseau GSC transfère vers le réseau la puissance reçue du générateur photovoltaïque et de la branche rotorique, tout en régulant la tension du bus continu. Un TCSC est placé en série dans la ligne et un SVC est raccordé en dérivation au point de couplage commun afin d'agir respectivement sur le transfert de puissance et sur la compensation réactive [58], [59], [62].

L'objectif de ce chapitre est d'établir un modèle mathématique unifié, suffisamment détaillé pour représenter les phénomènes dominants, mais compatible avec l'implantation sous MATLAB/Simulink et avec la conception des commandes développées dans la suite de la thèse. Le chapitre présente d'abord l'architecture, les hypothèses et les conventions de signe. Il développe ensuite les modèles des sous-systèmes éolien et photovoltaïque, du bus continu, du GSC et des dispositifs FACTS, avant de regrouper les équations sous une représentation d'état globale.

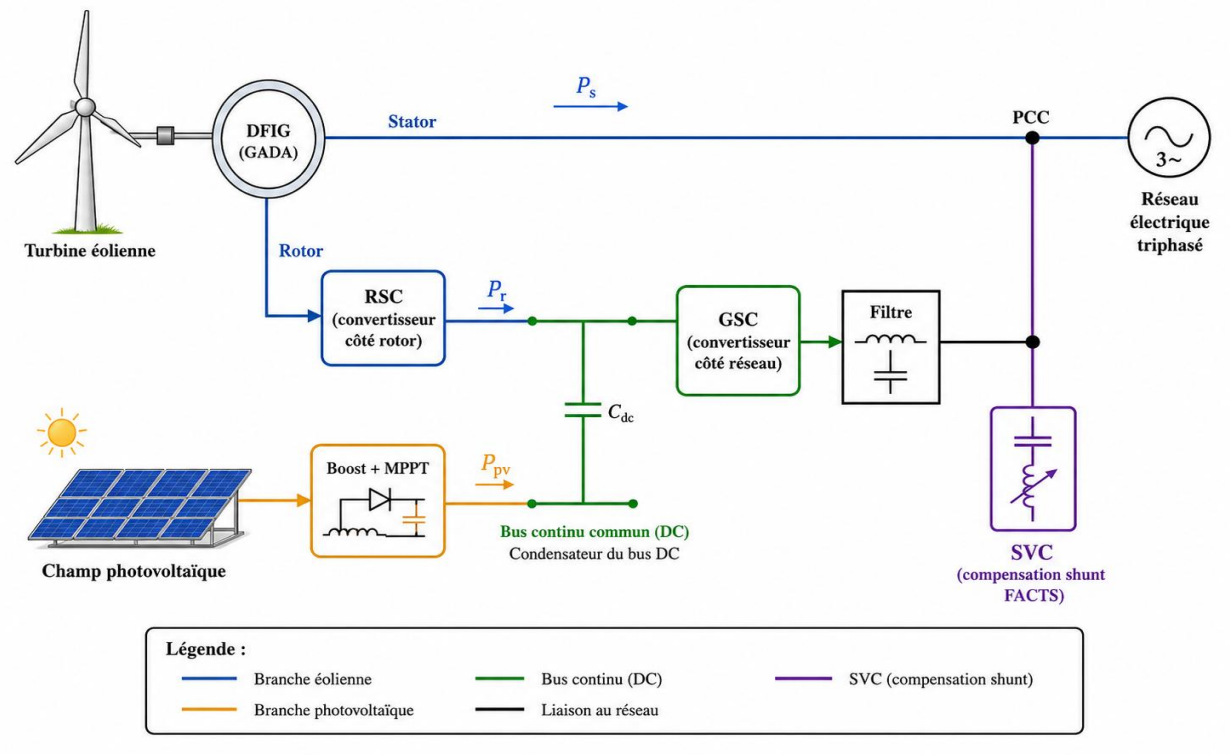



**Figure 2.1**. Architecture générale du système hybride PV–éolien connecté au réseau électrique par l'intermédiaire d'un bus continu commun. [56], [58], [59].

## 2.2. Architecture, hypothèses et conventions de modélisation

### 2.2.1. Architecture énergétique retenue

Dans la chaîne éolienne, la puissance mécanique de la turbine est convertie par la DFIG. La puissance statorique est transmise directement au réseau, alors que la puissance rotorique transite par le RSC, le bus continu et le GSC. Cette distinction est fondamentale : le bus continu ne reçoit pas la totalité de la puissance éolienne, mais uniquement la contribution rotorique de la DFIG. La branche photovoltaïque injecte sa puissance dans ce même bus par l'intermédiaire du convertisseur Boost.

Le partage du bus continu avec la branche photovoltaïque modifie le dimensionnement de l'interface réseau. Dans une DFIG conventionnelle, le GSC traite essentiellement la puissance rotorique. Dans l'architecture étudiée, il doit également transférer la puissance photovoltaïque. Sa puissance nominale doit donc être déterminée à partir de la somme maximale des contributions rotorique et photovoltaïque, augmentée d'une marge liée aux transitoires et aux pertes.

### 2.2.2. Hypothèses générales

Le réseau et les grandeurs triphasées sont supposés équilibrés dans le modèle fondamental. Les paramètres électriques sont considérés constants dans la plage de fonctionnement étudiée. Les convertisseurs de puissance sont représentés par des modèles moyennés, les commutations individuelles des IGBT n'étant pas décrites dans les équations continues. Le convertisseur Boost est supposé fonctionner en conduction

continue. La saturation magnétique, les capacités parasites et les harmoniques de haute fréquence sont négligées. Les pertes sont soit négligées dans les modèles élémentaires, soit regroupées dans des termes équivalents lorsqu'un bilan énergétique global est établi [55], [57], [62].

### 2.2.3. Repères, conventions de signe et notations

Les équations de la DFIG et du convertisseur côté réseau GSC sont exprimées dans un repère synchrone $\mathrm{d–q}$ tournant à la pulsation électrique de référence. La transformation de Park retenue est une transformation amplitude-invariante, définie par :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}. \tag{2.1}$$

Dans cette relation, $\mathrm{x_a}$, $x_b$ et $\mathrm{x_c}$ sont les composantes triphasées de la grandeur considérée, $\mathrm{x_d}$ et $\mathrm{x_q}$ ses composantes dans le repère tournant, $\mathrm{x_0}$ sa composante homopolaire et $\theta$ l'angle électrique du repère. Pour un système triphasé équilibré, la composante homopolaire est nulle. Avec cette normalisation, les puissances active et réactive exprimées dans le repère $\mathrm{d–q}$ comportent le facteur $3/2$.

Pour la DFIG, les courants statoriques et rotoriques sont définis positifs lorsqu'ils entrent dans les enroulements de la machine. Les puissances calculées avec cette convention sont donc positives en absorption. En fonctionnement générateur, la puissance injectée au réseau est l'opposée de la puissance absorbée par la machine. Pour le GSC, les courants $\mathrm{i_d}$ et $\mathrm{i_q}$ sont définis positifs du convertisseur vers le réseau ; les puissances $\mathrm{P_{GSC}}$ et $\mathrm{Q_{GSC}}$ sont alors positives lorsqu'elles sont injectées dans le réseau.

Les équations dynamiques en repère $d–q$ utilisent des grandeurs instantanées transformées selon (2.1). En revanche, les modèles réduits du TCSC et du SVC, utilisés pour l'analyse en régime sinusoïdal fondamental, sont formulés à partir de phaseurs et de valeurs efficaces. Cette distinction est maintenue dans tout le chapitre afin d'éviter toute ambiguïté sur les facteurs de puissance et les conventions d'amplitude.

## 2.3. Modélisation du sous-système éolien (GADA/MADA)

### 2.3.1. Modèle électrique du DFIG en repères (d–q)

La puissance extraite du vent par la turbine dépend de la masse volumique de l'air, de la surface balayée par le rotor, de la vitesse du vent et du coefficient de puissance. Elle s'écrit [56], [62] :

$$\mathrm{P_t} = \frac{1}{2}\rho \mathrm{A C_p}(\lambda, \beta)\mathrm{v_w^3} \tag{2.2}$$

Dans cette expression, $\varrho$ est la masse volumique de l'air en kg/m³, $A=\pi R^2$ la surface balayée en m², R le rayon des pales en mètres, $v_w$ la vitesse du vent en m/s, $\beta$ l'angle de calage des pales et $C_p$ le coefficient de puissance de la turbine.

Le rapport de vitesse spécifique est défini par :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v_w} \tag{2.3}$$

Où $\Omega_t$ représente la vitesse angulaire de la turbine en rad/s. Pour une valeur donnée de β, le coefficient $C_p$ atteint un maximum pour une valeur optimale de λ. La commande de vitesse vise à maintenir la turbine au voisinage de ce point lorsque la vitesse du vent varie.

Le couple aérodynamique appliqué à l'arbre lent est donné par :

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} \tag{2.4}$$

### 2.3.2. Modèle mécanique de la chaîne de transmission

Lorsque la turbine est reliée à la DFIG par un multiplicateur de rapport G et de rendement ηg, les relations idéalisées entre les vitesses et les couples sont :

$$\Omega_m = G\Omega_t, \qquad T_m = \eta_g \frac{T_t}{G} \tag{2.5}$$

Où Ωm et Tm désignent respectivement la vitesse mécanique et le couple appliqué à l'arbre de la génératrice. En adoptant un modèle mécanique à une masse, la dynamique de rotation est décrite par :

$$J\frac{d\Omega_m}{dt} = T_m - T_g - B\Omega_m, \qquad T_g = -T_e \tag{2.6}$$

J est l'inertie équivalente ramenée à l'arbre de la génératrice, B le coefficient de frottement visqueux, et Tg le couple électromagnétique résistant. Avec la convention électrique passive adoptée, le couple électromagnétique $T_e$ est négatif en fonctionnement générateur et $T_g = -T_e$. Si un modèle à deux masses est utilisé dans les simulations, les inerties de la turbine et de la génératrice ainsi que la raideur et l'amortissement de l'arbre doivent être introduits explicitement.

### 2.3.3. Modèle électrique du DFIG dans le repère d-q

Le stator de la DFIG est directement raccordé au réseau, tandis que le rotor est alimenté par le RSC. Dans le repère synchrone tournant à la pulsation électrique ωs, les équations des tensions statoriques et rotoriques s'écrivent [58], [62], [63] :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} \\ v_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - \omega_{sl} \psi_{rq} \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + \omega_{sl} \psi_{rd} \end{aligned} \tag{2.7}$$

Les indices s et r désignent respectivement le stator et le rotor. Les variables v, i et ψ représentent les tensions, les courants et les flux. Rs et Rr sont les résistances des enroulements. Les grandeurs rotoriques sont exprimées dans le même repère synchrone que les grandeurs statoriques. La pulsation de glissement

est définie par :

$$\omega_{sl} = \omega_s - \omega_{r,e}, \qquad \omega_{r,e} = p\Omega_m \tag{2.8}$$

Où $\omega_{r,e}$ est la vitesse électrique du rotor, $\Omega_m$ sa vitesse mécanique et p le nombre de paires de pôles.

### 2.3.4. Flux magnétiques et couple électromagnétique

En supposant des inductances constantes et une répartition sinusoïdale des enroulements, les flux sont reliés aux courants par :

$$\psi_{sd} = L_{si}\, s_d + M_i\, rd$$
$$\psi_{sq} = L_{si}\, s_q + M_i\, ir_q$$
$$\psi_{rd} = L_{ri}\, r_d + M_i\, s_d$$
$$\psi_{rq} = L_{ri}\, r_q + M_i\, s_q$$

Où Ls et Lr sont les inductances propres statorique et rotorique, et M l'inductance mutuelle. Le couple électromagnétique est donné par :

$$T_e = \frac{3}{2} p\left(\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}\right) \tag{2.10}$$

Le signe du couple dépend de la convention de courant et du mode de fonctionnement. La même convention doit être conservée dans les équations électriques, mécaniques et dans les blocs Simulink afin d'éviter une inversion artificielle du sens de puissance.

### 2.3.5. Puissances active et réactive statoriques

Les puissances statoriques calculées avec la convention passive sont données par :

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{3}{2}\left(v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}\right) \\ Q_s &= \frac{3}{2}\left(v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}\right) \end{aligned} \tag{2.11}$$

$P_s$ et $Q_s$ sont positives lorsque la machine absorbe respectivement de la puissance active et réactive. En fonctionnement générateur, la puissance active statorique injectée au réseau est $P_s^{inj}$= -Ps.

### 2.3.6. Convertisseur côté rotor et commande vectorielle

Le RSC commande les tensions rotoriques afin de régler le couple et les puissances statoriques. Une orientation du repère selon le flux statorique est retenue. Elle impose :

$$\psi_{sq} = 0, \qquad \psi_{sd} = \psi_s \tag{2.12}$$

En négligeant la chute de tension dans Rs et en considérant une tension réseau quasi constante, on obtient $v_{sd} \approx 0$ et $v_{sq} \approx V_s$. Les relations de découplage deviennent alors :

$$\begin{aligned} P_s &\simeq -\frac{3}{2}\frac{M}{L_s} V_s i_{rq} \\ Q_s &\simeq \frac{3}{2}\frac{V_s}{L_s}(\psi_s - M i_{rd}) \\ T_e &\simeq -\frac{3}{2} p \frac{M}{L_s} \psi_s i_{rq} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Où $V_s$ désigne l'amplitude de la tension statorique, $M$ l'inductance mutuelle, $L_s$ l'inductance propre statorique, $\psi_s$ le module du flux statorique, et $p$ le nombre de paires de pôles.

Ces expressions montrent que la composante $i_{rq}$ agit principalement sur la puissance active et le couple, tandis que $i_{rd}$ agit principalement sur la puissance réactive. Les signes dépendent de la convention adoptée, mais la structure de découplage reste inchangée. La commande du RSC est organisée en boucles externes de puissance, de couple ou de vitesse, fournissant les références de courant, et en boucles internes rapides de courant produisant les tensions rotoriques de référence [58], [60], [62], [64].

### 2.3.7. Couplage énergétique du RSC avec le bus continu

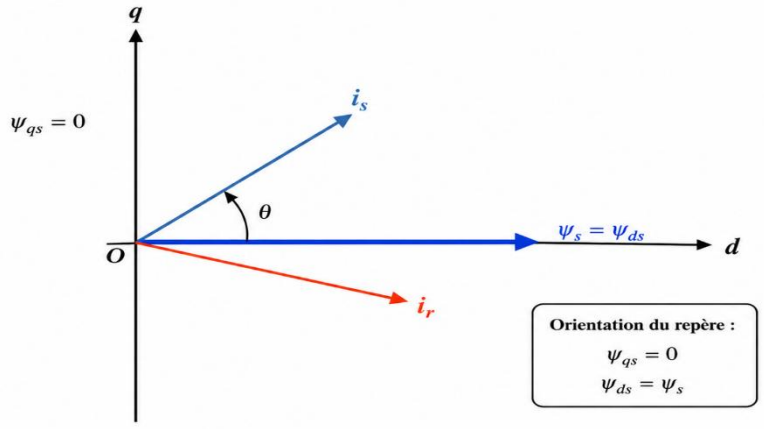
Avec la convention passive adoptée pour la DFIG, la puissance rotorique alternative est positive lorsqu'elle est absorbée par le rotor :

$$P_{r,\,ac} = (3/2)\,(V_{rd}\, i_{rd} + V_{rq}\, i_{rq}) \quad (2.14)$$

La puissance continue P_r,dc est définie positive lorsqu'elle est injectée par le RSC dans le bus continu. En tenant compte des pertes du convertisseur :

$$\begin{aligned} P_{r,dc} &= -P_{r,ac} - P_{loss,RSC} \\ i_{RCS,dc} &= -P_{r,dc}/V_{dc} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Ainsi, en fonctionnement sur-synchrone, $P_{r,\,ac} < 0$ et le rotor fournit de la puissance au bus continu ; en fonctionnement sous-synchrone, $P_{r,\,ac} > 0$ et le bus continu alimente le rotor. Cette convention est utilisée dans le bilan énergétique du bus continu.




Repère synchrone orienté selon le flux statorique, utilisé pour la commande découplée des puissances active et réactive du DFIG.

**Figure 2.2.** Représentation vectorielle du DFIG dans le repère synchrone d-q orienté suivant le flux statorique. [58], [62].

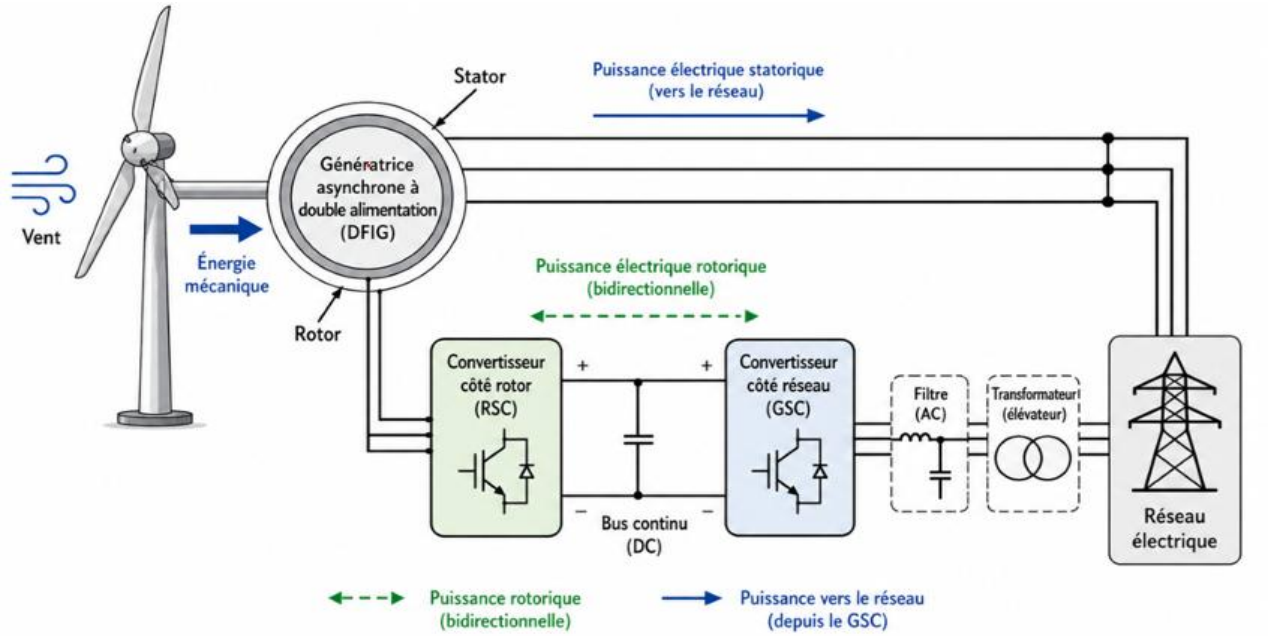



**Figure 2.3.** Schéma de principe de la chaîne éolienne à DFIG, comprenant la connexion statorique directe au réseau et la chaîne rotorique RSC–bus continu–GSC [58], [60], [61].

## 2.4. Modélisation du sous-système photovoltaïque

### 2.4.1. Modèle électrique du module et agrégation du champ

Le modèle à une diode, présenté dans le chapitre précédent, est rappelé sous une forme compacte afin de définir les variables utilisées dans le modèle global. Pour un module photovoltaïque, la relation courant-tension est [55], [56] :

$$V_D = V_m + I_m R_s$$

$$I_m = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left( \frac{V_D}{a N_c V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_D}{R_{sh}} \tag{2.16}$$

$V_D$ représente la tension appliquée à la jonction de la diode. $I_{ph}$ est le courant photo-généré, $I_0$ le courant de saturation, a le facteur d'idéalité, $N_c$ le nombre de cellules en série dans le module, $V_T$ la tension thermique d'une cellule, $R_s$ la résistance série et $R_{sh}$ la résistance parallèle. La température et l'irradiance agissent principalement sur $I_{ph}$, $I_0$ et $V_T$.

Pour un champ constitué de $N_s$ modules en série et $N_p$ branches en parallèle, les grandeurs agrégées sont :

$$V_{PV} = N_s V_m, \qquad I_{PV} = N_p I_m \tag{2.17}$$

La puissance instantanée du champ photovoltaïque est :

$$P_{PV} = V_{PV} I_{PV} \tag{2.18}$$

### 2.4.2. Modèle moyenné du convertisseur Boost

Le champ photovoltaïque est raccordé au bus continu par un convertisseur Boost. Dans le modèle moyenné idéal et en conduction continue, la dynamique du courant de l'inductance est :

$$L_b \frac{di_L}{dt} = V_{PV} - (1 - D)V_{dc} \quad (2.19)$$

$L_b$ est l'inductance du Boost, $i_L$ son courant moyen, D le rapport cyclique compris entre 0 et 1, $V_{PV}$ la tension du champ et $V_{dc}$ la tension du bus continu.

Lorsqu'un condensateur $C_{PV}$ est placé aux bornes du générateur, sa dynamique est donnée par :

$$C_{PV} \frac{dV_{PV}}{dt} = I_{PV} - i_L \quad (2.20)$$

Le courant moyen injecté par le Boost dans le bus continu est :

$$i_{Boost,dc} = (1 - D)i_L \quad (2.21)$$

Au régime permanent et pour un convertisseur idéal, la relation statique est :

$$V_{dc} = \frac{V_{PV}}{1 - D} \quad (2.22)$$

Cette relation n'est valable que si le convertisseur fonctionne en conduction continue et si les pertes de conduction et de commutation sont négligées [59], [60], [62], [63].

### 2.4.3. Commande MPPT

La commande MPPT agit sur le rapport cyclique du Boost ou sur une référence de tension afin de maintenir le point de fonctionnement du champ photovoltaïque au voisinage de la puissance maximale. La condition caractéristique au MPP est :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \quad (2.23)$$

En développant la dérivée de $P_{PV}=V_{PV} I_{PV}$, on obtient la condition utilisée par la conductance incrémentale

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (2.24)$$

La méthode Perturbation et Observation exploite le signe de la variation de puissance, tandis que la conductance incrémentale compare la conductance instantanée $I_{PV}/V_{PV}$ à la conductance différentielle. Dans les deux cas, le MPPT commande la puissance active extraite du champ. Il ne régule pas directement la puissance réactive du réseau.

### 2.4.4. Raccordement au bus continu commun

La sortie du Boost est raccordée au même bus continu que le RSC. Le condensateur du bus continu absorbe temporairement les écarts entre la puissance fournie par les branches photovoltaïque et rotorique et la puissance extraite par le GSC. Cette configuration permet une interface réseau commune, mais impose un dimensionnement du GSC et du condensateur tenant compte de la puissance photovoltaïque en plus de la puissance rotorique.

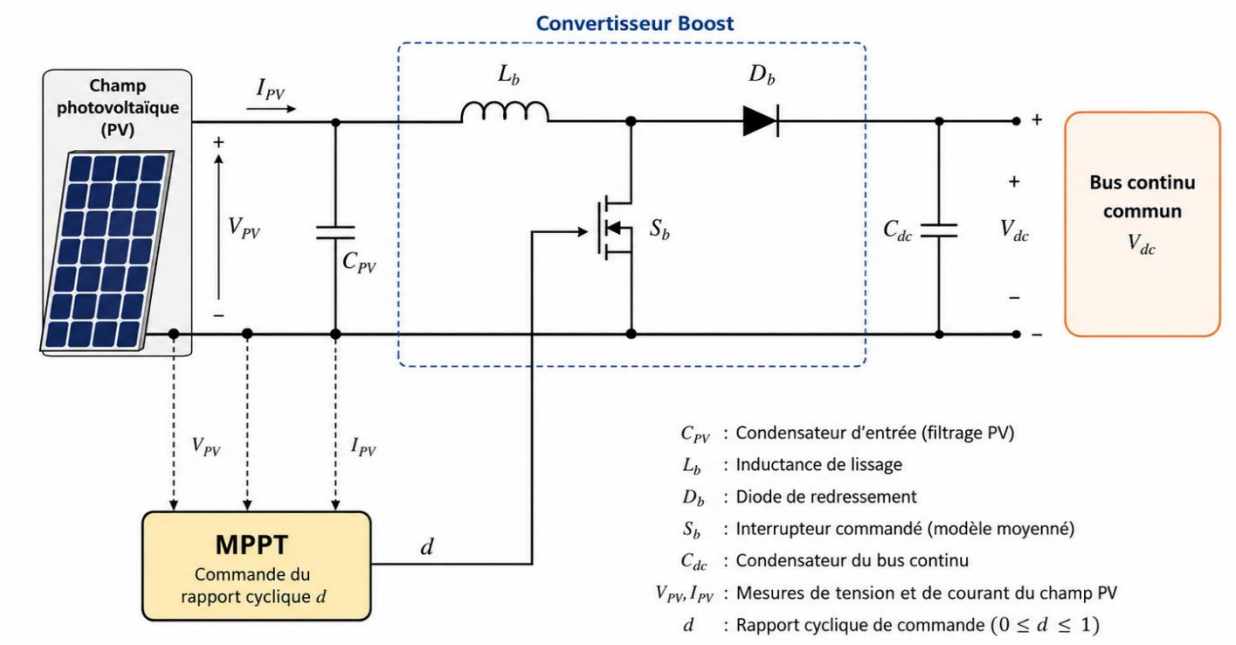



**Figure 2.4.** Structure du sous-système photovoltaïque avec convertisseur Boost, commande MPPT et raccordement au bus continu commun. [60], [62], [63].

## 2.5. Couplage hybride et interface avec le réseau

### 2.5.1. Dynamique du bus continu commun

Les courants $i_{Boost,dc}$ et $i_{RSC}$, dc sont définis positifs lorsqu'ils injectent de l'énergie dans le bus continu. Le courant $i_{GSC,\,dc}$ est positif lorsqu'il est absorbé par le GSC pour être transféré au réseau. Le bilan de courant s'écrit alors :

$$C_{dc}\frac{dV_{dc}}{dt} = i_{Boost,dc} + i_{RSC,dc} - i_{GSC,dc} \tag{2.25}$$

Les puissances continues de port sont définies par :

$$\begin{aligned} P_{PV,dc} &= V_{dc} i_{Boost,dc} \\ P_{r,dc} &= V_{dc} i_{RCS,dc} \\ P_{GSC,dc} &= V_{dc} i_{GSC,dc} \end{aligned} \tag{2.26a}$$

Sous forme énergétique, en tenant compte d'un terme global de pertes continues, le bilan devient :

$$C_{dc}V_{dc}\frac{dV_{dc}}{dt} = P_{PV,dc} + P_{r,dc} - P_{GSC} - P_{loss,bus} \qquad (2.26b)$$

$P_{PV,dc}$ et $P_{r,dc}$ sont positives lorsqu'elles alimentent le bus continu. $P_{GSC,dc}$ est positive lorsque le GSC prélève de la puissance sur le bus pour l'injecter dans le réseau. $P_{loss,bus}$ regroupe uniquement les pertes qui ne sont pas déjà incluses dans les relations de puissance des convertisseurs. Si les pertes du Boost et du GSC sont modélisées séparément, on peut écrire $P_{PV,dc} = \eta B P_{PV}$ et $P_{GSC} = P_{GSC,dc} - P_{loss,GSC}$.

### 2.5.2. Modèle du filtre et du GSC

Le GSC est relié au réseau par un filtre d'inductance $L_f$ et de résistance $R_f$. Les courants $i_d$ et $i_q$ sont positifs du convertisseur vers le réseau. Dans le repère synchrone, le modèle du filtre est :

$$\begin{aligned} L_f\frac{di_d}{dt} &= v_{cd} - v_{gd} - R_f i_d + \omega_g L_f i_q \\ L_f\frac{di_q}{dt} &= v_{cq} - v_{gq} - R_f i_q - \omega_g L_f i_d \end{aligned} \qquad (2.27)$$

$v_{cd}$ et $v_{cq}$ sont les tensions produites par le convertisseur, $v_{gd}$ et $v_{gq}$ les composantes de la tension réseau et $\omega_g$ la pulsation électrique du réseau. Pour un convertisseur de tension à deux niveaux avec indices de modulation normalisés, les tensions moyennes sont :

$$v_{cd} = \frac{V_{dc}}{2}m_d, \qquad v_{cq} = \frac{V_{dc}}{2}m_q \qquad (2.28)$$

$m_d$ et $m_q$ sont les composantes du vecteur de modulation. Leur amplitude doit respecter les limites de modulation linéaire du convertisseur (afin d'éviter la saturation) et la tension disponible sur le bus continu.

### 2.5.3. Puissances échangées avec le réseau

Avec le sens de courant choisi, les puissances injectées par le GSC dans le réseau sont :

$$\begin{aligned} P_{GSC} &= \frac{3}{2}\left(v_{gd}i_d + v_{gq}i_q\right) \\ Q_{GSC} &= \frac{3}{2}\left(v_{gq}i_d - v_{gd}i_q\right) \end{aligned} \qquad (2.29)$$

Lorsque l'axe d est aligné sur le vecteur de tension du réseau, $v_{gq} = 0$ et les expressions se simplifient :

$$v_{gq} = 0 \quad \Rightarrow \quad P_{GSC} = \frac{3}{2}v_{gd}i_d, \qquad Q_{GSC} = -\frac{3}{2}v_{gd}i_q \qquad (2.30)$$

La composante $i_d$ commande alors principalement la puissance active et la tension du bus continu. La composante $i_q$ commande principalement la puissance réactive. Le signe négatif dans l'expression de $Q_{GSC}$ résulte de la convention choisie.

### 2.5.4. Régulation de la tension du bus continu

La boucle externe de tension fournit la référence de courant actif du GSC. Afin que l'action du régulateur soit cohérente avec un courant positif vers le réseau, l'erreur est définie par :

$$e_{dc} = V_{dc} - V_{dc}^{\star}, \qquad \dot{\xi}_{dc} = e_{dc} \tag{2.31}$$

Une élévation de $V_{dc}$ au-dessus de sa référence produit ainsi une erreur positive et commande une augmentation de la puissance exportée. Pour un régulateur PI :

$$i_d^{\star} = K_{p,dc} e_{dc} + K_{i,dc} \xi_{dc} \tag{2.32}$$

$K_{p,dc}$ et $K_{i,dc}$ sont les gains proportionnel et intégral. La référence de courant réactif est déterminée par la consigne de puissance réactive :

$$i_q^{\star} = -\frac{2Q_{GSC}^{\star}}{3v_{gd}} \tag{2.33}$$

Lorsque le fonctionnement à facteur de puissance unitaire est recherché au niveau du GSC, Q_GSC* est fixé à zéro. Les références $i_q^{\star}$ et $i_q^{\star}$ sont suivies par deux boucles internes de courant qui produisent $V_{cd}^{\star}$ et $V_{cq}^{\star}$. La sortie du régulateur de tension ne doit donc pas être utilisée comme une commande directe de modulation, mais sert de référence pour les boucles internes de courant.

### 2.5.5. Gestion et répartition des puissances

Dans le fonctionnement normal étudié, le MPPT extrait la puissance disponible du champ photovoltaïque, tandis que la commande de la DFIG règle la puissance éolienne en fonction du point de fonctionnement de la turbine. Le GSC n'impose pas indépendamment ces productions ; il ajuste la puissance transférée au réseau afin de maintenir l'équilibre du bus continu. Les limitations de courant du RSC, du Boost et du GSC doivent être prises en compte en cas de puissance disponible supérieure à la capacité de conversion.

Une loi de partage pondérée ne doit être introduite que si elle est réellement implantée et si ses coefficients sont définis. En l'absence d'une telle stratégie, le modèle doit simplement représenter l'extraction des puissances disponibles et l'équilibrage du bus continu, sans attribuer arbitrairement une priorité au PV ou à l'éolien.

### 2.5.6. Vérification de la cohérence énergétique

Le bilan des puissances permet de vérifier la cohérence interne du modèle. Il ne constitue pas une validation expérimentale. En régime permanent, la tension du bus continu est constante et l'équation (2.24) conduit à :

$$P_{PV,dc} + P_{r,dc} = P_{GSC} + P_{loss,dc} \tag{2.34}$$

Au point de couplage commun, la puissance active nette injectée dans le réseau est la somme de la puissance statorique injectée directement et de la puissance fournie par le GSC, diminuée des pertes alternatives :

$$P_{grid} = P_s^{inj} + P_{GSC} - P_{loss,ac} \tag{2.35}$$

$P_s^{inj}$ est la puissance statorique injectée au PCC et $P_{loss,\,ac}$ regroupe les pertes du filtre, du transformateur et des éléments de raccordement. En regroupant les contributions photovoltaïque et éolienne, le bilan global peut être écrit :

$$\begin{aligned} P_{PV} + P_{DFIG} &= P_{grid} + P_{loss,tot} \\ P_{DFIG} &= P_s^{inj} + P_r^{inj} \end{aligned} \tag{2.36}$$

$P_r^{inj}$ est la puissance rotorique algébrique injectée au réseau. Son signe dépend du fonctionnement sous-synchrone ou sur-synchrone. Cette convention évite de compter deux fois la contribution éolienne. Les pertes du TCSC et du SVC peuvent être intégrées dans $P_{loss,tot}$ si elles sont considérées.

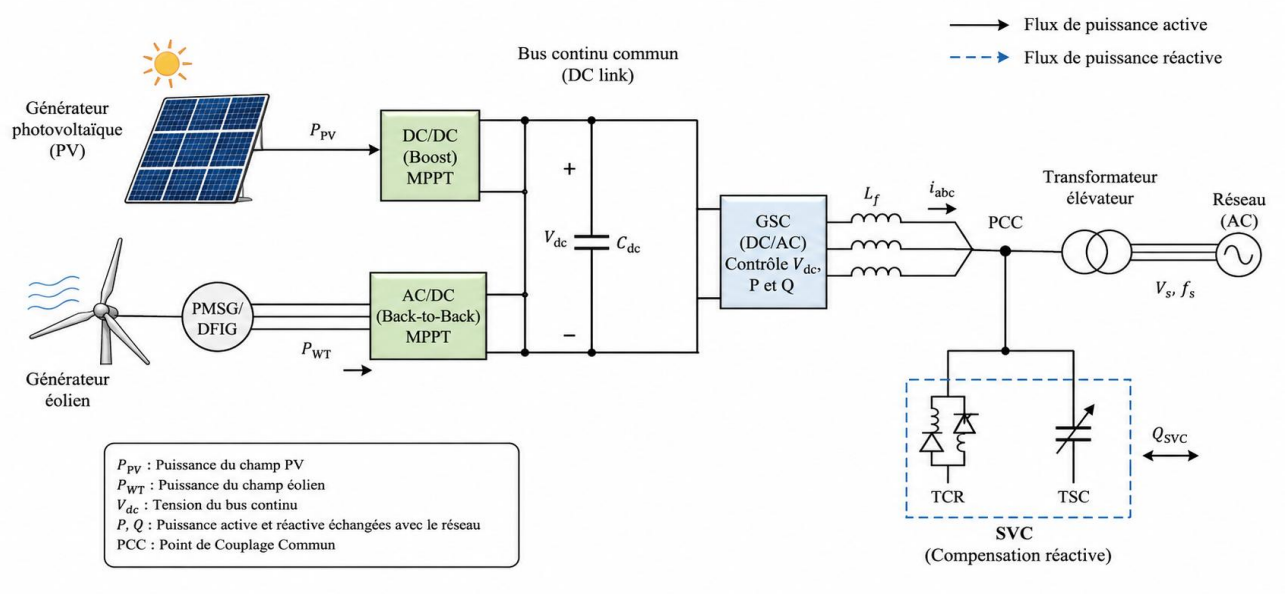



**Figure 2.5.** Couplage énergétique du système hybride PV–éolien via un bus continu commun, avec raccordement au réseau par le GSC et compensation réactive par SVC.[58], [59], [60].

## 2.6. Modélisation des dispositifs FACTS

### 2.6.1. Modèle réduit du TCSC

Le TCSC est connecté en série dans la ligne de transmission. Dans le modèle réduit retenu pour l'étude de stabilité et la synthèse de commande, son action est représentée par une réactance série algébrique variable $X_{TCSC}$, qui modifie la réactance équivalente de la liaison. Pour une ligne supposée sans pertes entre les nœuds $i$ et $j$, la puissance active transférée est approximée par :

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{line} + X_{TCSC}} \sin(\delta_i - \delta_j). \tag{2.37}$$

Dans la convention adoptée, $X_{TCSC}$ est négative en fonctionnement capacitif et positive en fonctionnement inductif. Une compensation capacitive réduit ainsi la réactance équivalente $X_{line} + X_{TCSC}$ et augmente la capacité de transfert de puissance, tandis qu'un fonctionnement inductif produit l'effet inverse. Les limites de fonctionnement doivent vérifier $\mathrm{X_{min}} \leq \mathrm{X_{TCSC}} \leq \mathrm{X_{max}}$, avec $\mathrm{X_{min}} < 0$ lorsque le mode capacitif est autorisé. Les zones de résonance et les valeurs susceptibles de rendre le dénominateur proche de zéro sont exclues du domaine admissible.

Pour la synthèse de commande, la dynamique moyenne de l'actionneur est représentée par un système du premier ordre :

$$\mathrm{T_T}\frac{\mathrm{dX_{TCSC}}}{\mathrm{dt}} = -\mathrm{X_{TCSC}} + \mathrm{sat}\left(\mathrm{X_{TCSC}^{ref}}, \mathrm{X_{min}}, \mathrm{X_{max}}\right), \tag{2.38}$$

Où $\mathrm{T_T}$ est la constante de temps équivalente du TCSC, $\mathrm{X_{TCSC}^{ref}}$ la consigne fournie par le contrôleur et $\mathrm{sat}(\cdot)$ la fonction de saturation imposant les limites admissibles. Ce modèle est suffisant pour l'analyse électromécanique et la conception du contrôleur ANFIS–GA–LL. Un modèle détaillé de la branche thyristorisée serait nécessaire uniquement pour étudier les commutations, les harmoniques ou les résonances internes du dispositif.

### 2.6.2. Modèle réduit du SVC

Le SVC est raccordé en dérivation au point de couplage commun. Il est représenté par une susceptance variable $B_{SVC}$. En définissant $\mathrm{Q_{SVC}^{inj}}$ positive lorsque le dispositif injecte de la puissance réactive dans le réseau, on obtient :

$$\mathrm{Q_{SVC}^{inj}} = \mathrm{B_{SVC}V_{PCC}^2} \tag{2.39}$$

$V_{PCC}$ est la tension efficace au point de couplage commun. Une susceptance positive correspond ici à un fonctionnement capacitif et soutient la tension. La dynamique équivalente du dispositif est représentée par :

$$\begin{aligned} &\mathrm{T_S}\frac{\mathrm{dB_{SVC}}}{\mathrm{dt}} = -\mathrm{B_{SVC}} + \mathrm{B_{SVC}^{\star}} \\ &\mathrm{B_{min}} \leq \mathrm{B_{SVC}} \leq \mathrm{B_{max}} \end{aligned} \tag{2.40}$$

$T_S$ est la constante de temps du SVC, $\mathrm{B_{SVC}^{\star}}$ sa consigne et $B_{min}$, $B_{max}$ les limites de susceptance. La commande de $B_{SVC}$ est élaborée à partir de l'écart de tension ou d'un signal stabilisant défini dans le chapitre suivant.

### 2.6.3. Complémentarité du TCSC et du SVC

Les deux dispositifs n'ont ni la même connexion ni la même fonction principale. Le TCSC agit sur la réactance série et influence le transfert de puissance ainsi que l'amortissement des oscillations électromécaniques. Le SVC agit sur la puissance réactive locale et sur la tension du PCC. Ils doivent donc être représentés par deux blocs distincts. Leur coordination permet de traiter simultanément la stabilité angulaire et la tenue de tension sans confondre les objectifs de commande.

## 2.7. Modèle dynamique du réseau SMIB et équations du PCC

Les chapitres consacrés à la commande et à la validation reposent sur l'évolution de l'angle de puissance $\delta$et de la déviation de vitesse $\Delta\omega$d'une machine synchrone équivalente raccordée à un réseau infini. Cette machine modélise la dynamique électromécanique dominante du réseau d'accueil et doit être distinguée de la génératrice asynchrone à double alimentation (DFIG). Par conséquent, les variables d'état $\delta$et $\Delta\omega$sont explicitement intégrées au modèle global du système.

En notant $\Delta\omega$la déviation de vitesse exprimée en unité relative et $\omega_b$la pulsation électrique de base, la dynamique électromécanique de la machine synchrone est décrite par les équations classiques du mouvement :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_b \Delta\omega \tag{2.41a}$$

$$2H\frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - D_m\Delta\omega \tag{2.41b}$$

Où $H$désigne la constante d'inertie de la machine, $D_m$le coefficient d'amortissement mécanique, $P_m$la puissance mécanique appliquée à l'arbre et $P_e$la puissance électrique délivrée au réseau.

La machine synchrone équivalente est reliée au point de couplage commun (PCC) par la réactance équivalente : $X_g = X'_d + X_T$ , Dans l'hypothèse d'un réseau sans pertes, la puissance active électromagnétique transmise par la machine ainsi que la puissance réactive injectée au PCC s'écrivent :

$$P_e = \frac{E'V_{PCC}}{X_g}\sin(\delta - \theta_{PCC}) \tag{2.41c}$$

$$Q_{e,PCC} = \frac{E'V_{PCC}}{X_g}\cos(\delta - \theta_{PCC}) - \frac{V_{PCC}^2}{X_g} \tag{2.41d}$$

Le PCC est raccordé au réseau infini à travers une ligne dont la réactance équivalente tient compte de la réactance de la ligne et de la compensation série assurée par le TCSC : $X_\ell = X_{line} + X_{TCSC}$ Les puissances active et réactive transférées du PCC vers le réseau infini sont alors données par :

$$P_{line} = \frac{V_{PCC}V_\infty}{X_\ell}\sin(\theta_{PCC} - \theta_\infty) \tag{2.41e}$$

$$Q_{line} = \frac{V_{PCC}^2}{X_\ell} - \frac{V_{PCC}V_\infty}{X_\ell}\cos(\theta_{PCC} - \theta_\infty) \tag{2.41f}$$

Au point de couplage commun, les bilans de puissance active et réactive imposent respectivement les équations algébriques suivantes :

$$0 = P_e + P_s^{inj} + P_{GSC} - P_L - P_{line} \tag{2.41g}$$

$$0 = Q_{e,PCC} + Q_s^{inj} + Q_{GSC} + Q_{SVC}^{inj} - Q_L - Q_{line} \qquad (2.41h)$$

Dans ce système, $V_{PCC}$et $\theta_{PCC}$constituent des variables algébriques déterminées à chaque instant par les équations d'équilibre au PCC. Le réseau infini est caractérisé par une tension $V_\infty$supposée constante et par un angle de référence fixé à :

$$\theta_\infty = 0$$

Le modèle obtenu est ainsi de nature différentielle-algébrique : les équations différentielles décrivent la dynamique électromécanique de la machine synchrone équivalente, tandis que les équations algébriques assurent l'équilibre instantané des puissances active et réactive au PCC. Les signes adoptés restent conformes aux conventions d'injection et d'absorption de puissance définies au début du chapitre.

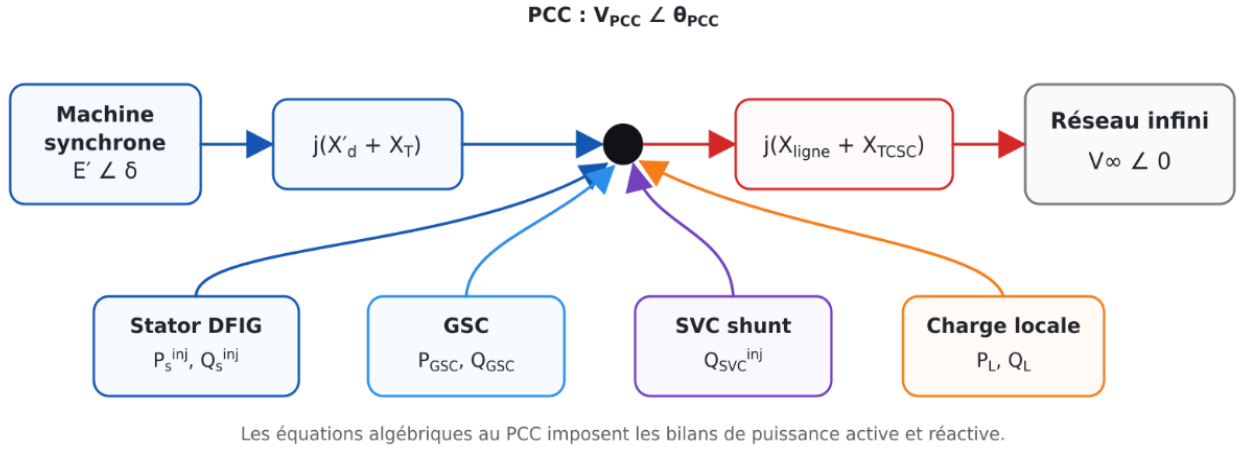



**Figure 2.5**. Schéma réduit du système SMIB au point de couplage commun, incluant les injections du système hybride, le SVC shunt et la réactance série variable du TCSC.

## 2.8. Modèle global différentiel-algébrique du système

### 2.8.1. Définition des états, variables algébriques, commandes et perturbations

En cohérence avec les équations développées dans les sections précédentes, un choix représentatif du vecteur d'état est :

$$x = [x_{DFIG}^T \quad x_{PV}^T \quad x_{dc}^T \quad x_{GSC}^T \quad x_{FACTS}^T \quad x_{FSMIB}^T \ ]^T, \qquad (2.42a)$$

avec :

$$x_{DFIG} = [\psi_{sd} \quad \psi_{sq} \quad \psi_{rd} \quad \psi_{rq} \quad \Omega_m]^T, \qquad (2.42b)$$

$$x_{PV} = [i_L \quad V_{PV}]^T,\ x_{dc} = [V_{dc}],$$

$$x_{GSC} = [i_d \quad i_q]^T,\ x_{FACTS} = [X_{TCSC} \quad B_{SVC}]^T.$$

$$x_{SMIB} = [\delta \ \Delta\omega]^T$$

Les variables algébriques du réseau sont regroupées dans :

$$Z = [V_{PCC} \ \theta_{PCC}]^{\mathrm{T}} \tag{2.42c}$$

Le vecteur de commande et le vecteur des perturbations sont définis par :

$$\mathrm{u} = \left[\mathrm{v_{rd}} \quad \mathrm{v_{rq}} \quad \mathrm{D} \quad \mathrm{m_d} \quad \mathrm{m_q} \quad \mathrm{X_{TCSC}^{ref}} \quad \mathrm{B_{SVC}^{ref}}\right]^{\mathrm{T}}. \tag{2.42d}$$

$$\mathrm{w} = [\mathrm{v_w} \quad \mathrm{G} \quad \mathrm{T} \quad \mathrm{P_L} \quad \mathrm{Q_L} \quad \mathrm{v_\infty}]^{\mathrm{T}},$$

Gs désigne l'irradiance solaire et Tc la température des cellules photovoltaïques, afin d'éviter toute confusion avec le rapport de multiplicateur G. Si les régulateurs PI, les filtres de mesure ou les mécanismes d'adaptation sont représentés par des équations différentielles, leurs états internes doivent être ajoutés au vecteur x.

### 2.8.2. Représentation non linéaire différentielle-algébrique

Le modèle complet est décrit sous la forme non linéaire :

$$\begin{aligned} \dot{\mathrm{x}} &= \mathrm{f}(\mathrm{x}, \mathrm{z}, \mathrm{u}, \mathrm{w}, \mathrm{p}) \\ 0 &= \mathrm{g}\,(\mathrm{x}, \mathrm{z}, \mathrm{u}, \mathrm{w}, \mathrm{p}) \\ \mathrm{y} &= \mathrm{h}(\mathrm{x}, \mathrm{z}, \mathrm{u}, \mathrm{w}, \mathrm{p}) \end{aligned} \tag{2.43}$$

Le vecteur z regroupe les variables algébriques du réseau. Cette forme est nécessaire, car la tension et l'angle du PCC sont imposés par les équations de réseau et les bilans de puissance. Le vecteur de sortie peut comprendre $V_{dc}$, $V_{PCC}$, $\delta$, $\Delta\omega$, $P_s$, $Q_s$, $P_{GSC}$, $Q_{GSC}$, $\Omega_m$ ainsi que les courants des convertisseurs.

### 2.8.3. Linéarisation autour d'un point de fonctionnement

Pour l'analyse modale ou la synthèse d'un correcteur linéaire, le modèle est linéarisé autour d'un point d'équilibre $(\mathrm{x_0}, \mathrm{z_0}\ \mathrm{u_0}, \mathrm{w_0})$. En introduisant les petites variations, on obtient :

$$\Delta\dot{\mathrm{x}} = \mathrm{Ax}\ \Delta\mathrm{x} + \mathrm{Az}\ \Delta\mathrm{z} + \mathrm{B}\ \Delta\mathrm{u} + \mathrm{E}\ \Delta\mathrm{w} \tag{2.44}$$

$$0 = \mathrm{Gx}\ \Delta\mathrm{x} + \mathrm{Gz}\ \Delta\mathrm{z} + \mathrm{Gu}\ \Delta\mathrm{u} + \mathrm{Gw}\ \Delta\mathrm{w}$$

Les matrices sont les jacobiennes de f et g évaluées au point de fonctionnement. Lorsque Gz est inversible, les variables algébriques peuvent être éliminées pour obtenir un modèle d'état réduit utilisable dans l'analyse modale. La linéarisation n'est valable qu'au voisinage du point considéré ; la validation des fortes perturbations doit donc être réalisée sur le modèle non linéaire complet.

## 2.9. Discussion, hypothèses et limites du modèle

Le modèle présenté regroupe les dynamiques dominantes des branches éolienne et photovoltaïque, de leurs convertisseurs, du bus continu, du réseau électrique et des dispositifs FACTS. Il distingue explicitement la puissance statorique directement injectée au point de couplage commun de la puissance

rotorique transitant par le RSC, le bus continu et le GSC. Cette distinction contribue à assurer la cohérence des bilans énergétiques et à éviter le double comptage de la puissance produite par la DFIG.

Plusieurs simplifications ont néanmoins été retenues afin de conserver un modèle exploitable pour l'étude de stabilité et la synthèse des commandes. Les convertisseurs électroniques sont représentés par des modèles moyennés ; les commutations individuelles des composants de puissance et les harmoniques de haute fréquence ne sont donc pas prises en compte. Les pertes détaillées des semi-conducteurs, la saturation magnétique, les effets thermiques et la dépendance fréquentielle de certains paramètres ne sont pas explicitement modélisés. Le réseau électrique est supposé triphasé équilibré dans le modèle $d$–$q$, tandis que les retards associés aux mesures, aux calculs numériques et aux dispositifs d'actionnement sont négligés [55], [62].

Le modèle réduit du TCSC ne représente pas les commutations internes des thyristors ni les phénomènes de résonance susceptibles d'apparaître dans certaines zones de fonctionnement. De même, le SVC est décrit par une susceptance équivalente variable. Ces représentations sont adaptées à l'analyse de la stabilité électromécanique et à la conception des régulateurs. Une étude détaillée des phénomènes électromagnétiques nécessiterait toutefois l'emploi de modèles de commutation, de paramètres plus détaillés et de pas de simulation plus faible.

Les résultats obtenus pourront être complétés par une analyse de sensibilité aux variations paramétriques, aux saturations et aux limitations de courant des convertisseurs. Une validation de type Hardware-in-the-Loop pourrait également constituer une perspective pertinente afin d'évaluer l'influence des retards numériques, des contraintes de calcul et des limitations matérielles sur le comportement des contrôleurs proposés [65].

## 2.10. Synthèse et conclusion du chapitre

Ce chapitre a établi un modèle mathématique unifié du système hybride photovoltaïque–éolien connecté au réseau. La chaîne éolienne a été décrite à partir du modèle aérodynamique de la turbine, de la dynamique mécanique et des équations électriques de la DFIG dans le repère synchrone $d$–$q$. L'architecture retenue distingue explicitement la puissance statorique, directement injectée au point de couplage commun, de la puissance rotorique transitant par le RSC, le bus continu et le GSC.

Le sous-système photovoltaïque a été représenté par le modèle électrique à une diode, l'agrégation série-parallèle des modules et le modèle moyenné du convertisseur Boost. La commande MPPT agit sur le point de fonctionnement du champ afin d'extraire la puissance disponible lorsque l'irradiance et la température varient.

Le couplage énergétique a été formulé au moyen du bilan du bus continu commun. Ce bilan relie la puissance fournie par le convertisseur Boost, la puissance rotorique échangée avec la DFIG, la puissance transférée par le GSC et les pertes. La puissance statorique n'est pas incluse dans ce bilan puisqu'elle est

directement transmise au réseau. Le modèle du GSC met en évidence le rôle de la composante $d$ du courant dans la régulation de $V_{dc}$ et celui de la composante $q$ dans le contrôle de la puissance réactive.

Les modèles réduits du TCSC et du SVC ont été établis en respectant leurs connexions et leurs fonctions respectives. Le TCSC agit sur la réactance série de la ligne et sur le transfert de puissance, tandis que le SVC agit sur la susceptance shunt, la compensation réactive et le soutien de la tension au PCC. La convention algébrique retenue pour $X_{TCSC}$ permet de distinguer explicitement les fonctionnements capacitif et inductif.

L'ensemble des sous-modèles a enfin été regroupé dans une représentation d'état non linéaire explicite comprenant les états de la DFIG, du générateur photovoltaïque, du bus continu, du GSC et des dispositifs FACTS. La forme linéarisée inclut les effets des commandes et des perturbations autour d'un point de fonctionnement, tout en rappelant que la validation des stratégies proposées doit être menée sur le modèle non linéaire pour les perturbations de forte amplitude.

Le modèle ainsi obtenu constitue la base des simulations et de la synthèse des commandes présentées au chapitre suivant. Celui-ci est consacré au contrôleur ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC et au régulateur AFOPI appliqué au SVC, afin d'améliorer respectivement l'amortissement des oscillations électromécaniques et la régulation dynamique de l tension.

# *Chapitre 03*

# COMMANDES INTELLIGENTES APPLIQUES A LA STABILISATION D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-EOLIEN

## 3.1. Introduction et objectifs

Le chapitre précédent a présenté le modèle dynamique du système hybride PV–éolien connecté au réseau. À partir de ce modèle, le présent chapitre développe deux stratégies de commande, chacune répondant à un objectif distinct.

La première utilise un contrôleur ANFIS–GA–LL associé au TCSC pour amortir les oscillations électromécaniques. La seconde associe un régulateur PI adaptatif d'ordre fractionnaire (AFOPI) au SVC pour réguler la tension au point de couplage commun (PCC) [70], [75].

Ce chapitre expose la conception de chaque régulateur et son intégration au système. Leurs performances seront analysées au chapitre 4.

## 3.2. État de l'art des commandes intelligentes pour les réseaux hybrides

Les systèmes hybrides soumis à des variations de production et de charge présentent des non-linéarités et des changements de point de fonctionnement qui limitent l'efficacité d'un réglage fixe. Les méthodes retenues ici répondent à trois besoins distincts : représenter une relation non linéaire, rechercher des paramètres de réglage et accroître la souplesse dynamique du régulateur [71], [72].

ANFIS combine une base de règles floues avec un mécanisme d'apprentissage. Dans cette étude, il fournit un gain adaptatif à partir de grandeurs électromécaniques mesurées, sans remplacer le modèle physique du réseau [75], [79].

L'algorithme génétique réalise hors ligne la recherche des paramètres initiaux du correcteur Lead–Lag. La commande d'ordre fractionnaire apporte, quant à elle, un degré de liberté supplémentaire pour la régulation de tension. Ces rôles complémentaires justifient les deux architectures développées dans ce chapitre.

### 3.2.1. Commande neuro-floue (ANFIS)

Le système ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System) associe l'apprentissage des réseaux neuronaux à l'inférence floue afin d'approximer une relation non linéaire entre les entrées mesurées et le signal d'adaptation.

Son apprentissage hybride estime généralement les paramètres conséquents par moindres carrés et ajuste les paramètres des fonctions d'appartenance par descente de gradient [75], [79]. La structure retenue est détaillée dans la section consacrée au contrôleur proposé.

### 3.2.2. Optimisation par algorithmes évolutionnaires (GA, PSO)

Les algorithmes évolutionnaires recherchent une solution dans un espace de paramètres à partir d'une fonction objective. Le GA est retenu ici pour minimiser un critère ITAE construit à partir des écarts de vitesse rotorique et de puissance électrique [72], [75].

Cette optimisation est effectuée hors ligne ; elle fournit le réglage initial du correcteur Lead–Lag avant l'intervention du module ANFIS.

### 3.2.3. Commande à ordre fractionnaire (FOPI/FOPID)

Un régulateur PI d'ordre fractionnaire remplace l'intégration entière par un opérateur d'ordre non entier. Ce paramètre supplémentaire permet d'ajuster plus finement le compromis entre rapidité, dépassement et robustesse [73], [76].

### 3.2.4. Approches hybrides et synthèse

L'architecture proposée attribue donc une fonction précise à chaque outil : le GA initialise le réglage, l'ANFIS adapte le gain du stabilisateur et l'AFOPI pilote la compensation réactive du SVC. Les sections suivantes formalisent ces choix.

## 3.3. Modélisation du TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Le chapitre 2 a représenté le TCSC par une réactance série variable dans le modèle global. Seule la relation nécessaire à la synthèse de la commande est reprise ici : elle relie l'angle d'amorçage des thyristors à la réactance équivalente du dispositif [70], [81].

Cette formulation permet de convertir le signal délivré par le contrôleur en une variation de compensation série.

### 3.3.1. Principe de fonctionnement

Un TCSC est constitué d'un condensateur série connecté en parallèle avec une inductance commandée par thyristor (TCR). En modifiant l'angle d'allumage α, la réactance apparente du TCSC varie de manière continue entre une valeur inductive et capacitive, selon le mode de conduction [70].

L'impédance équivalente du TCSC peut être exprimée par :

$$X_{TCSC}(\alpha) = X_C\left(\frac{X_L(\alpha)}{X_L(\alpha)-X_C}\right) \quad (3.1)$$

Où

$X_C$ est la réactance du condensateur fixe,

$X_L(\alpha)$ est la réactance variable de la bobine TCR dépendant de l'angle α.

La réactance de la bobine contrôlée est donnée par :

$$X_L(\alpha) = \frac{\pi XL}{2\left(\pi-\alpha+\frac{1}{2}\sin(2\alpha)\right)} \quad (3.2)$$

En ajustant α entre 90° et 180°, le TCSC permet une compensation capacitive variable, ce qui modifie la puissance transmise sur la ligne.

Dans la section suivante (3.3.3), cette relation sera exploitée pour analyser l'influence du TCSC sur le flux de puissance active et sur la stabilité du réseau.

### 3.3.2. Influence du TCSC sur le flux de puissance

La puissance active transmise entre deux nœuds d'un réseau à travers une ligne de réactance équivalente $X_{eq}$est donnée par :

$$P_e = \frac{V_1 V_2}{X_{eq}}\sin\delta \quad (3.3)$$

Où : $V_1, V_2$: modules des tensions d'envoi et de réception,

$\delta$: angle de charge relatif entre les deux tensions.

$X_{eq} = X_L + X_{TCSC}$ représente la réactance totale équivalente de la ligne.

Cette relation traduit la sensibilité du flux de puissance aux variations de l'angle rotorique et de la réactance série, constituant une base essentielle pour la conception du contrôleur de stabilisation appliqué au TCSC [81].

Ainsi, le TCSC influence directement le transfert de puissance active et permet un contrôle dynamique de la stabilité du système.

En régime nominal ($\delta = \delta_0$, $X_{eq} = X_{eq,0}$), une petite variation d'angle $\Delta\delta$ et de réactance $\Delta X_{eq}$(due au TCSC) induit la variation linéarisée suivante :

$$\Delta P_e = \left(\frac{\partial P_e}{\partial \delta}\right)_0 \Delta\delta + \left(\frac{\partial P_e}{\partial X_{eq}}\right)_0 \Delta X_{eq} \quad (3.4)$$

Cette relation traduit la sensibilité du flux de puissance aux variations d'angle rotorique et de réactance, base essentielle pour la conception du contrôleur de stabilisation [67], [70].

### 3.3.3. Modèle équivalent et représentation schématique

Le modèle équivalent du TCSC peut être représenté par un condensateur commandé dont la valeur de réactance dépend continûment de l'angle α. Ce dispositif, connecté en série sur une ligne de transmission, agit directement sur la puissance active échangée entre deux nœuds du réseau.

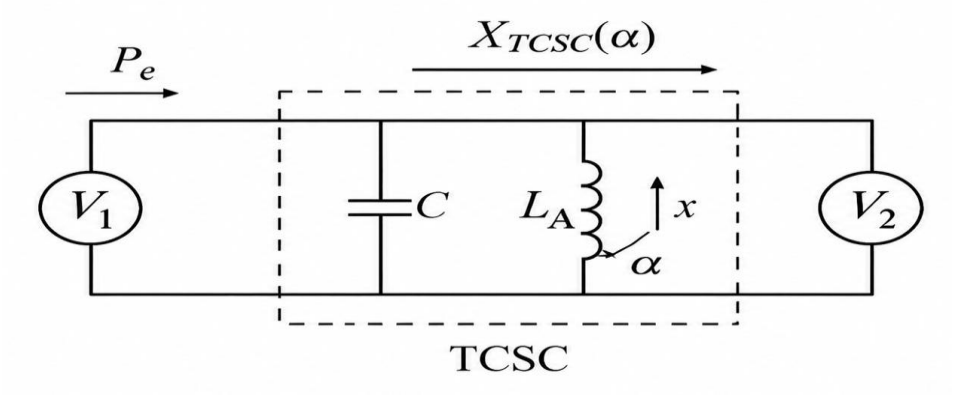



**Figure 3.1** Modèle équivalent du TCSC connecté en série dans une ligne de transmission [70].

La figure 3.1 représente la réactance commandée du TCSC entre les tensions d'envoi et de réception. Après une perturbation, le contrôleur ajuste cette réactance pour modifier la puissance transmise.

La relation entre la réactance du TCSC et le flux de puissance sert de base au contrôleur ANFIS–GA–LL présenté ci-après.

## 3.4. Contrôleur Hybride ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC

### 3.4.1. Architecture et principe de la commande ANFIS–GA–LL

Le contrôleur proposé associe trois fonctions : le correcteur Lead–Lag produit l'action stabilisante, le GA en détermine les paramètres initiaux et l'ANFIS ajuste le gain en fonction de l'état dynamique du réseau [75], [79].

Les entrées retenues sont la déviation de vitesse rotorique Δω et la variation de puissance électrique ΔPe. La sortie commande la variation de réactance du TCSC, puis l'angle d'amorçage correspondant, sous réserve des limites du dispositif.

La Figure 3.2 présente l'enchaînement des trois blocs et leur insertion dans la boucle de stabilisation.

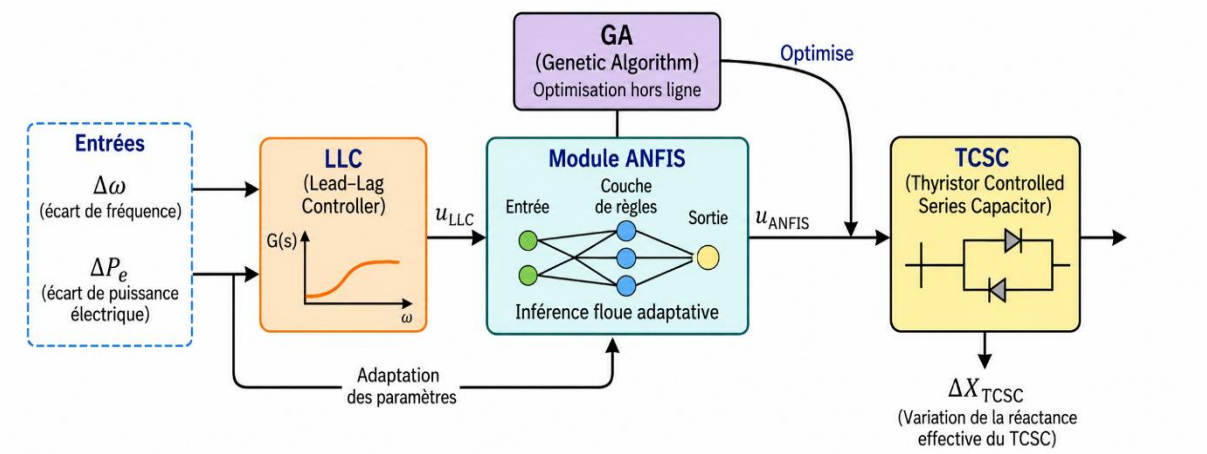



**Figure 3.2**. Schéma fonctionnel du contrôleur hybride ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC [75].

À partir de Δω et ΔPe, l'ANFIS fournit un gain adaptatif. Ce gain module la sortie du correcteur Lead–Lag dont les paramètres nominaux ont été optimisés par le GA.

La Figure 3.3 précise l'intégration du contrôleur dans la chaîne de commande du TCSC : le signal stabilisant est converti en consigne d'angle d'amorçage, puis en variation de réactance série.

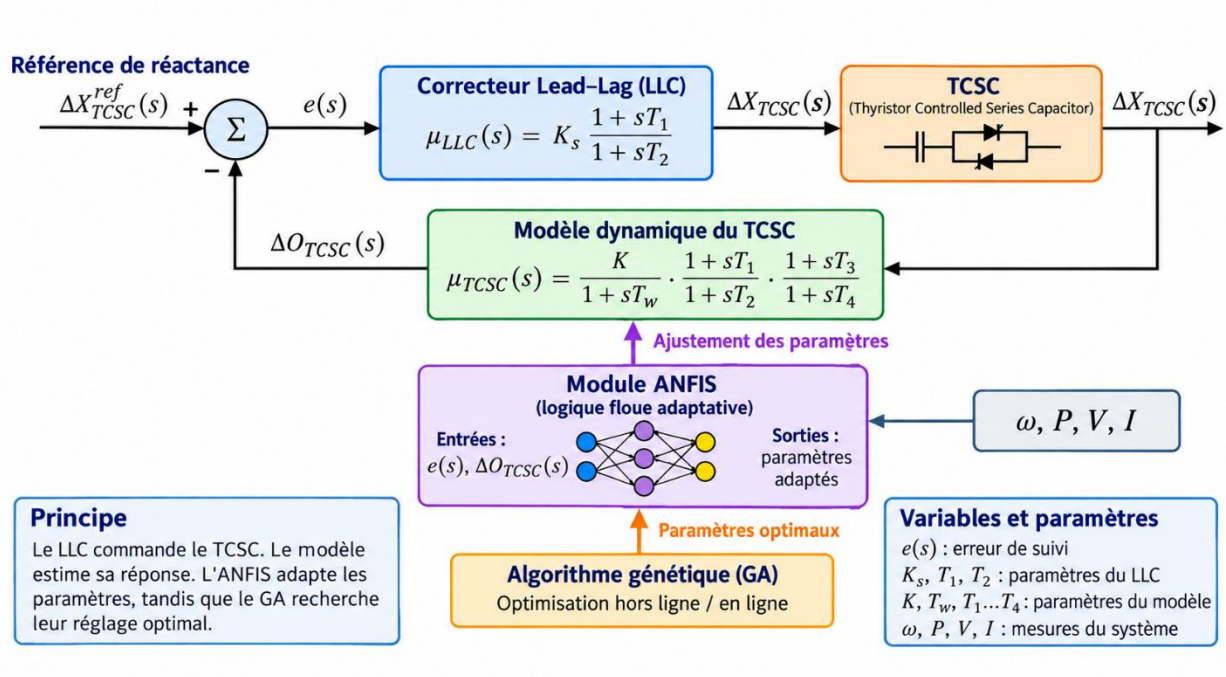



**Figure 3.3**. Structure fonctionnelle du TCSC équipé du contrôleur intelligent ANFIS–GA–LL [75].

Cette boucle de commande adaptative permet d'optimiser le flux de puissance active en temps réel et d'amortir efficacement les oscillations électromécaniques après perturbation [70], [75].

Le contrôleur ANFIS–GA–LL repose sur la combinaison de trois composantes complémentaires : un système neuro-flou adaptatif (ANFIS), un algorithme génétique (GA) et un correcteur de phase de type Lead–Lag. Le modèle ANFIS assure une adaptation continue des

paramètres du correcteur Lead–Lag à partir d'un apprentissage supervisé basé sur les données issues des simulations dynamiques. L'algorithme génétique est utilisé pour optimiser les gains Kp, Ki ainsi que les constantes de temps T1 et T2 du correcteur, en minimisant l'indice de performance ITAE (Integral of Time-weighted Absolute Error), garantissant ainsi une réponse dynamique rapide et robuste [72], [79].

### 3.4.2. Fonction de transfert Lead–Lag

Le correcteur Lead–Lag compense le déphasage du mode électromécanique ciblé et contribue ainsi à son amortissement [67], [74]. Sa fonction de transfert est donnée par :

$$G_{LL}(s) = K_c \frac{(1+sT1)(1+sT3)}{(1+sT2)(1+sT4)} \quad (3.5)$$

Où :

$K_c$: gain du contrôleur,

$T_1, T_2, T_3, T_4$: constantes de temps associées aux corrections d'amplitude et de phase.

Ces paramètres sont initialement optimisés hors ligne par l'algorithme génétique (GA), afin de minimiser la fonction de performance globale du système (voir section 3.4.4).

Ensuite, le module ANFIS ajuste dynamiquement le gain effectif $K_c(t)$selon les conditions instantanées du réseau (vitesse, charge, tension) [75], [79].

Cette configuration hybride assure :

- Une meilleure compensation de phase,
- Une réponse rapide sans dépassement excessif,
- Une adaptation automatique face aux variations des paramètres du réseau.

Ainsi, le bloc Lead–Lag agit comme un stabilisateur local, tandis que l'ANFIS et le GA assurent l'intelligence adaptative globale du régulateur.

### 3.4.3. Fonction coût d'optimisation

Le vecteur de paramètres [Kc, T1, T2, T3, T4] est optimisé par le GA à partir du critère ITAE pondéré suivant :

$$J = \int_0^T t(|\Delta\omega(t)| + |\Delta Pe(t)|)dt \quad (3.6)$$

Où :

$\Delta\omega(t)$: variation instantanée de la vitesse rotorique,

$\Delta P_e(t)$: variation de la puissance électrique,

T: horizon de simulation,

J: critère de performance global à minimiser.

Ainsi, la combinaison optimale des paramètres est obtenue de façon itérative et automatique, sans nécessiter une modélisation analytique complexe.

Les performances obtenues après convergence du GA servent de valeurs initiales au module ANFIS, qui se charge ensuite d'adapter ces paramètres en temps réel selon les conditions du réseau [6], [75], [79].

Cette approche hybride combine les avantages de la recherche globale du GA et de l'adaptation locale de l'ANFIS, garantissant une commande à la fois optimisée hors ligne et auto-ajustable en ligne [72], [74].

### 3.4.4. Algorithme génétique (GA)

L'algorithme génétique (GA) est une méthode d'optimisation évolutionnaire inspirée des principes de la sélection naturelle et de la génétique biologique.

Son objectif est de rechercher, parmi un grand espace de solutions, la combinaison optimale des paramètres du régulateur $[K_c, T_1, T_2, T_3, T_4]$qui minimise la fonction de coût J définie par l'équation (3.6).

Le processus du GA appliqué à la conception du contrôleur ANFIS–GA–LLsuit les étapes suivantes [72], [75] :

1. Initialisation de la population : Une population initiale de N individus est générée aléatoirement. Chaque individu représente une solution candidate, c'est-à-dire un ensemble de paramètres du contrôleur :

$$\text{Individu}_i = [K_c, T_1, T_2, T_3, T_4]_i \quad (3.7)$$

2. Évaluation de la fitness : Chaque individu est évalué selon la fonction objectif ITAE (J). Plus la valeur de $J$est faible, meilleure est la performance du contrôleur associé.
3. Sélection : Les meilleurs individus (ceux ayant la plus petite valeur de J) sont sélectionnés pour générer la nouvelle population. Les méthodes de sélection les plus utilisées sont la roulette wheel et le tournoi.
4. Croisement (Crossover) : Deux individus parents sont combinés pour créer de nouveaux individus (descendants) par échange de leurs caractéristiques selon un taux de

croisement $P_c$.

Ce mécanisme permet d'explorer de nouvelles régions de l'espace des solutions.

5. Mutation : Avec une probabilité $P_m$ , certains paramètres d'un individu sont légèrement modifiés pour introduire de la diversité génétique et éviter la convergence prématurée.
6. Critère d'arrêt : Le processus se répète sur plusieurs générations jusqu'à atteindre un critère de convergence — soit un nombre maximal d'itérations, soit une variation négligeable du coût $J$ entre générations successives.

La solution optimale obtenue est donnée par :

$$[K_c, T_1, T_2, T_3, T_4]_{opt} = \arg\min(J) \tag{3.8}$$

Le meilleur individu fournit le vecteur de paramètres nominal du correcteur Lead–Lag. Cette optimisation est réalisée hors ligne ; l'ANFIS intervient ensuite sur le gain adaptatif pendant le fonctionnement.

### 3.4.5. Module ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System)

Dans l'architecture proposée, le module ANFIS réalise uniquement l'adaptation du gain du correcteur. Il reçoit Δω et ΔPe et fournit Kc(t), ce qui maintient une séparation claire entre apprentissage, compensation de phase et actionnement du TCSC [75], [79].

Ces deux entrées sont cohérentes avec la fonction objective du GA et représentent directement les oscillations électromécaniques à amortir.

#### 3.4.5.1. Architecture du module ANFIS

Le module ANFIS est structuré en cinq couches fonctionnelles successives, chacune assurant une étape spécifique du processus d'inférence neuro-floue [75], [79]. Cette architecture est détaillée ci-après et illustrée à la Figure 3.3.

1. **Couche 1 — Entrées :**
   - Variables d'entrée : $\Delta\omega$ (variation de la vitesse rotorique) et $\Delta P_e$(variation de la puissance électrique).
   - Chaque entrée est associée à un ensemble de fonctions d'appartenance floues (typiquement 3 à 5 de type gaussien ou triangulaire).
2. **Couche 2 — Fonctions d'appartenance :**
   - Calcule les degrés d'appartenance $\mu_i(x)$ pour chaque entrée selon les fonctions floues définies :

$$\mu_i(x) = e^{-\left(\frac{x-c_i}{a_i}\right)^2} \tag{3.9}$$

Ces degrés d'appartenance traduisent la pertinence de chaque règle floue en fonction de l'état du Système.

3. **Couche 3 — Règles floues :**
   - Chaque neurone de cette couche représente une règle du type :

     Si ($\Delta\omega$ est petit) et ($\Delta P_e$ est grand) alors sortie = moyenne.
   - Le poids de chaque règle est calculé comme :

$$w_i = \mu_i(\Delta\omega) \cdot \mu_i(\Delta P_e) \tag{3.10}$$

4. **Couche 4 — Normalisation :**
   - Les poids relatifs sont normalisés pour garantir une somme unitaire :

$$\bar{w}_i = \frac{wi}{\sum_j wj} \tag{3.11}$$

5. **Couche 5 — Déflouisation (sortie) :**
   - Produit la sortie globale de l'ANFIS sous la forme :

$$f_{ANFIS} = \sum \bar{w}_i \cdot f_i(x) \tag{3.12}$$

Le signal final ajuste dynamiquement le gain effectif :

$$K_c(t) = K_{c,opt} + f_{ANFIS}(\Delta\omega, \Delta P_e) \tag{3.13}$$

Les équations (3.9) à (3.13) décrivent successivement les fonctions d'appartenance, l'activation des règles, la normalisation et le calcul du gain adaptatif.

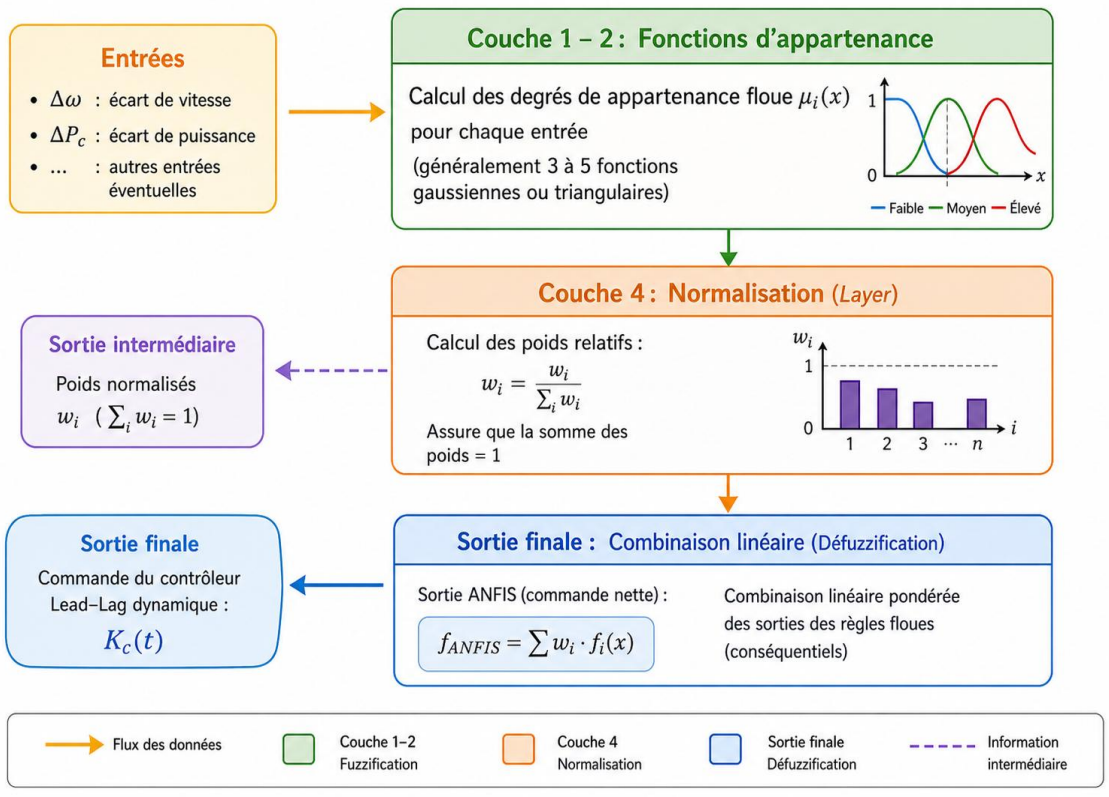


**Figure 3.4** Architecture du module ANFIS [75], [79].

Entrées $\Delta\omega$ , $\Delta P_e$ , Fonctions d'appartenance, Règles floues, Normalisation et Déflouisation.

### 3.4.5.2. Apprentissage et ajustement des paramètres du module ANFIS

L'apprentissage porte sur les paramètres prémisses des fonctions d'appartenance et sur les paramètres conséquents des règles.

- Les paramètres prémisses, associés aux fonctions d'appartenance floues (paramètres de centre $c_i$et de largeur $a_i$) ;
- Les paramètres conséquents, liés aux fonctions de sortie des règles floues $f_i(x)$.

La méthode hybride retenue estime les paramètres conséquents par moindres carrés et ajuste les paramètres prémisses par descente de gradient afin de réduire l'erreur d'apprentissage [75], [79].

La fonction objective à minimiser peut-être exprimée sous la forme :

$$J = \frac{1}{2}\sum_{k=1}^{N}(e(k))^2 \tag{3.14}$$

Où $e(k)$ représente l'erreur instantanée entre la sortie souhaitée et la sortie générée par l'ANFIS, et $N$ le nombre d'échantillons utilisés pour l'apprentissage.

À l'issue de l'apprentissage, le module calcule Kc(t) à partir des entrées mesurées. Sa capacité de généralisation et son influence sur l'amortissement sont vérifiées par les scénarios du chapitre 4.

Le GA et l'ANFIS n'interviennent donc pas au même stade : le premier fixe le réglage nominal hors ligne, tandis que le second adapte le gain pendant la simulation.

### 3.4.6. Loi de commande globale du contrôleur ANFIS–GA–LL

Le contrôleur hybride ANFIS–GA–LL combine de manière hiérarchique les trois composantes décrites précédemment — le régulateur Lead–Lag, le module ANFIS et l'optimisation génétique — afin d'assurer une stabilisation dynamique et adaptative du flux de puissance via le TCSC.

Le signal de commande agissant sur la réactance du TCSC est formulé comme suit :

$$\Delta X_{TCSC}(t) = G_{LL}(s) \times K_c(t) \times (\Delta\omega(t) + \Delta P_e(t)) \tag{3.15}$$

Où :

$G_{LL}(s)$ : fonction de transfert du régulateur Lead–Lag donnée par l'équation (3.6),

$K_c(t)$ : gain adaptatif fourni par le module ANFIS selon l'équation (3.14),

$\Delta\omega(t)$ : déviation de vitesse rotorique,

$\Delta P_e(t)$ : variation de la puissance électrique.

Cette équation traduit le principe d'action combinée des trois sous-systèmes :

- Le Lead–Lag (LL) assure la compensation de phase et l'amplification des signaux de déviation.
- L'algorithme génétique (GA) optimise les paramètres initiaux pour minimiser la fonction de coût ITAE.
- L'ANFIS adapte en temps réel le gain du contrôleur selon l'état instantané du réseau.

Ainsi, le TCSC réagit instantanément aux variations de puissance et de fréquence, maintenant la stabilité du système électrique même dans des conditions de vent ou de charge variables [75], [79].

### 3.4.7. Critères d'évaluation du contrôleur ANFIS–GA–LL

Grâce à cette structure hiérarchique, le contrôleur ANFIS–GA–LL présente les caractéristiques suivantes :

- Temps de réponse réduit : amortissement rapide des oscillations électromécaniques.
- Stabilité renforcée : réponse stable même sous variations rapides de charge ou de vent.
- Adaptabilité : ajustement automatique des paramètres selon les conditions réelles du réseau.
- Robustesse : insensibilité relative aux incertitudes paramétriques et aux perturbations externes.

Ces indicateurs permettent de comparer l'architecture proposée au régulateur de référence sans anticiper les résultats de simulation

### 3.4.8. Tableau récapitulatif des paramètres

Afin de résumer les résultats de l'optimisation effectuée par l'algorithme génétique (GA) et de préciser les paramètres utilisés dans les simulations, le Tableau 3.1 présente les valeurs optimales des constantes du régulateur Lead–Lag ainsi que du gain de commande associé au contrôleur hybride ANFIS–GA–LL.

Ces valeurs assurent un compromis optimal entre rapidité, stabilité et robustesse, tout en facilitant la reproduction du modèle sous MATLAB/Simulink.

**Tableau 3.1.**Paramètres optimisés du contrôleur ANFIS–GA–LL

| Paramètre | Description | Valeur optimale |
|---|---|---|
| Kc | Gain du contrôleur | 1.85 |
| T1 | Constante de temps avance 1 | 0.12s |
| T2 | Constante de temps retard 1 | 0.08s |
| T3 | Constante de temps avance 2 | 0.14s |
| T4 | Constante de temps retard 2 | 0.09s |

Les constantes T1 à T4 définissent la compensation de phase, tandis que Kc fixe le gain nominal du stabilisateur.

Le TCSC traite principalement l'amortissement électromécanique et le transfert de puissance active. La régulation de la tension et de la puissance réactive est confiée au SVC commandé par l'AFOPI, présenté dans la section suivante.

## 3.5. Régulateur adaptatif AFOPI–SVC

Le régulateur AFOPI–SVC complète l'action du TCSC en agissant sur la tension au PCC. Il commande la susceptance du SVC à partir de l'erreur entre la tension mesurée et sa référence [73], [76].

L'ordre fractionnaire et le mécanisme d'adaptation visent à maintenir la qualité de la réponse lorsque la charge ou la production renouvelable varie. Les paramètres, limites et résultats correspondants sont précisés au chapitre 4.

### 3.5.1. Interface de commande du SVC

Le modèle électrique du SVC ayant été établi au chapitre 2, seule son interface de commande est rappelée ici. Le dispositif shunt ajuste l'échange de puissance réactive par l'intermédiaire de l'angle d'amorçage du TCR [70], [81].

La puissance réactive échangée est donnée par [70], [81] :

$$Q_{SVC} = V^2\left(\frac{1}{X_C} - \frac{1}{X_l(\alpha)}\right) \tag{3.16}$$

Où $V$ est la tension au bus, $X_C$ la réactance du condensateur, et $X_L(\alpha)$ la réactance équivalente de l'inductance commandée par thyristor :

$$X_L(\alpha) = \frac{\pi XL}{2(\pi - \alpha + \sin(2\alpha)/2)} \tag{3.17}$$

Ces relations relient l'angle d'amorçage à la puissance réactive. Elles constituent le modèle d'actionnement utilisé par le régulateur AFOPI.

### 3.5.2. Modèle dynamique du SVC

Autour du point d'équilibre, le modèle dynamique linéarisé du SVC peut s'écrire sous la forme :

$$\Delta\dot{V} = \frac{1}{T_v}\Delta V + \frac{K_v}{T_v}\Delta Q_{SVC} \tag{3.18}$$

Où :

$K_v$ est le gain de tension,

$T_v$ est la constante de temps du régulateur.

Ce modèle sert de base à la conception du contrôleur AFOPI, qui ajustera les paramètres pour garantir une tension stable au PCC [81].

### 3.5.3. Régulateur FOPI classique

Le régulateur Fractional Order PI (FOPI) étend la structure PI classique par l'introduction d'un ordre fractionnaire $\lambda$, permettant un ajustement plus fin du comportement dynamique :

$$G_{FOPI}(s) = K_p + \frac{K_i}{S^{\lambda}} \tag{3.19}$$

Avec $0 < \lambda \leq 1$,

où $K_p$ et $K_i$ sont respectivement le gain proportionnel et intégral, et $\lambda$ paramètre fractionnaire qui ajuste la mémoire du système et améliore la robustesse [74], [76].

Le paramètre λ ajoute un degré de liberté pour ajuster le compromis entre rapidité, dépassement et marge de stabilité [73], [76].

### 3.5.4. Adaptation du contrôleur AFOPI

Afin d'obtenir un comportement auto-adaptatif, les gains et l'ordre fractionnaire sont mis à jour en temps réel selon l'erreur de tension [73], [76].

$$Kp(t) = K_{p0} + \mu_p \mid \Delta V(t) \mid \tag{3.20}$$

$$K_i(t) = K_{i0} + \mu_i \int \mid \Delta V(t) \mid dt \tag{3.21}$$

$$\lambda(t) = \lambda_0 + \mu_\lambda e^{-|\Delta V(t)|} \tag{3.22}$$

Où $\mu_p, \mu_i, \mu_\lambda$ sont des coefficients d'adaptation positive.

Le signal de commande appliqué au SVC devient :

$$U_{SVC}(s) = K_P(t)\Delta V + \frac{K_i(t)\Delta V}{S^{\lambda(t)}} \tag{3.23}$$

Ce mécanisme adaptatif permet au régulateur de s'ajuster dynamiquement face aux perturbations rapides du réseau, garantissant une tension stable et un fonctionnement optimal du SVC [73], [76].

### 3.5.5. Schéma fonctionnel du régulateur AFOPI–SVC

La Figure 3.5 illustre la structure globale du régulateur AFOPI–SVC, intégrant la boucle de mesure, la loi d'adaptation, et le pilotage du SVC.

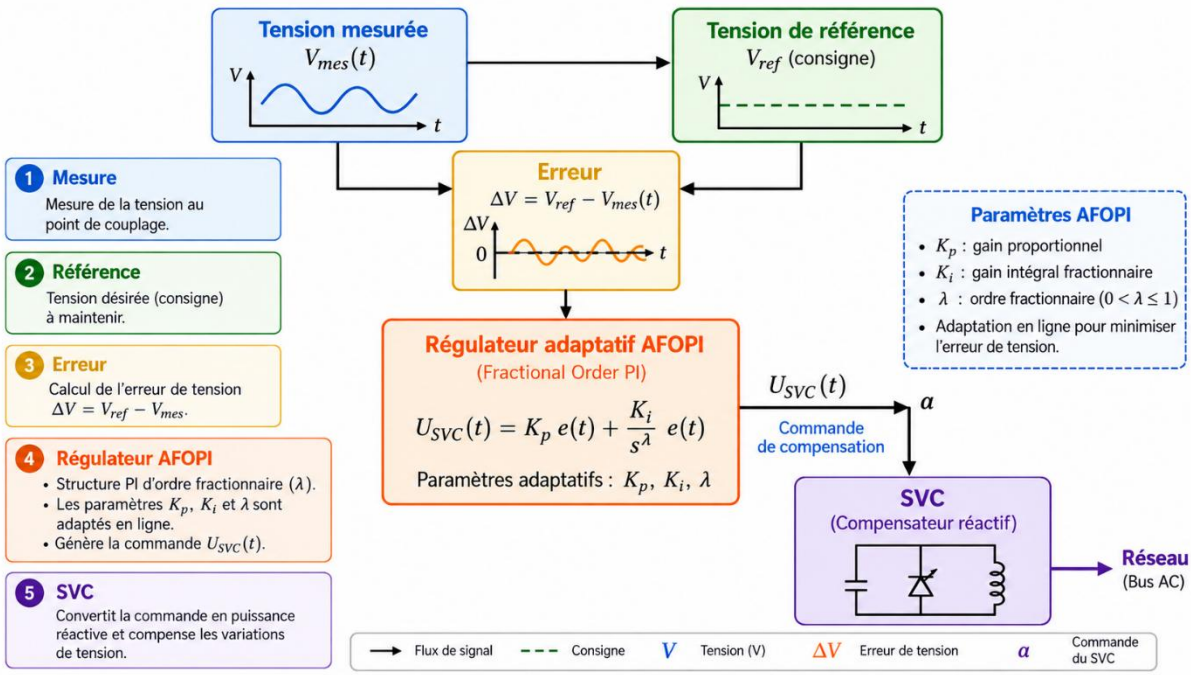



**Figure 3.5**. Schéma fonctionnel du régulateur adaptatif AFOPI–SVC pour la régulation de tension [73], [76].

La tension mesurée au PCC est comparée à la consigne afin de former l'erreur de régulation. Le bloc AFOPI calcule alors la commande du SVC en tenant compte des paramètres adaptés et des limites de l'actionneur. Cette architecture permet d'évaluer séparément le suivi de tension, le dépassement, le temps d'établissement et l'effort de compensation réactive au chapitre 4.

## 3.6. Synthèse et conclusion du chapitre

### 3.6.1. Synthèse des approches développées

Ce chapitre a été consacré à l'étude et à la conception de stratégies de commande intelligentes appliquées à la stabilisation d'un système électrique hybride photovoltaïque–éolien connecté au réseau. L'objectif principal était de proposer des lois de commande capables de répondre efficacement aux défis induits par la forte pénétration des sources d'énergies

renouvelables, notamment la réduction de l'inertie globale du système, l'augmentation des non-linéarités et la variabilité des conditions de fonctionnement [68], [69], [71].

Après un état de l'art des principales approches de commande intelligente appliquées aux réseaux hybrides, la modélisation du Thyristor-Controlled Series Capacitor (TCSC) a été présentée, mettant en évidence son rôle dans le contrôle du flux de puissance active et l'amortissement des oscillations électromécaniques. Sur cette base, un contrôleur hybride ANFIS–GA–LLa été développé. Cette structure associe un régulateur Lead–Lag optimisé hors ligne par algorithme génétique (GA) et un module ANFIS assurant l'adaptation en ligne des paramètres de commande.

Par ailleurs, un régulateur adaptatif AFOPI–SVC a été introduit afin d'assurer la régulation dynamique de la tension au point de couplage commun. L'intégration de la commande à ordre fractionnaire, combinée à un mécanisme d'adaptation, permet d'améliorer la flexibilité et la robustesse du système face aux perturbations et aux variations rapides de charge.

### 3.6.2. Apports scientifiques du chapitre

Les principaux apports scientifiques de ce chapitre peuvent être résumés comme suit :

- La proposition d'un contrôleur hybride ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC, combinant optimisation métaheuristique et adaptation en temps réel pour améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques ;
- La modélisation détaillée de l'architecture et du mécanisme d'apprentissage du module ANFIS, permettant un ajustement dynamique du gain du régulateur en fonction des variations instantanées du réseau ;
- Le développement d'un régulateur adaptatif AFOPI–SVC, exploitant les avantages de la commande à ordre fractionnaire pour renforcer la stabilité de tension dans un environnement à forte pénétration d'énergies renouvelables ;
- L'intégration cohérente de ces stratégies de commande dans un cadre unifié adapté aux systèmes hybrides photovoltaïque–éolien connectés au réseau.

Ces propositions définissent les régulateurs à tester ; leur efficacité ne peut être conclue qu'à partir des résultats comparatifs du chapitre 4.

### 3.6.3. Conclusion

Les stratégies de commande intelligentes proposées dans ce chapitre constituent une base solide pour l'évaluation des performances dynamiques du système hybride PV–Éolien. La validation de ces approches nécessite une analyse approfondie à travers des simulations numériques réalisées sous différents scénarios de fonctionnement.

Ainsi, le Chapitre 4 sera consacré à la validation et à l'analyse comparative des performances des régulateurs développés. Les simulations porteront notamment sur une augmentation de charge de 15 %, des variations de la puissance mécanique du générateur synchrone, ainsi que différents régimes de vitesse du vent [84]. D'autres scénarios complémentaires (fluctuations rapides de l'irradiance solaire, défauts temporaires de type court-circuit) n'ont pas été simulés dans ce travail et constituent des perspectives pour des recherches futures [68], [77].

# *Chapitre 04*

# VALIDATION ET ANALYSE COMPARATIVE DES REGULATEURS INTELLIGENTS

## 4.1. Introduction

Ce chapitre évalue, par simulation, les performances des régulateurs ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC et AFOPI appliqué au SVC. L'analyse porte sur l'amortissement des oscillations électromécaniques et sur la régulation de la tension au point de couplage commun (PCC), dans les conditions de perturbation précisées ci-dessous.

Les modèles et les stratégies de commande ont été présentés dans les chapitres précédents. Nous rappelons ici uniquement les paramètres utiles à la lecture des résultats, avant d'examiner les réponses temporelles et les indicateurs de performance des commandes de référence et des deux régulateurs proposés.

L'objectif est de mesurer les gains observés dans chaque scénario et d'en préciser la portée. Les comparaisons entre les deux dispositifs tiennent compte de leurs fonctions et de leurs perturbations distinctes.

## 4.2. Objectifs spécifiques de la validation

L'objectif de cette étude de validation est d'évaluer les performances dynamiques et la robustesse des stratégies de commande intelligentes proposées pour le système hybride PV–Éolien connecté à un réseau équivalent infini. Plus précisément, cette analyse vise à :

1. Évaluer la capacité du contrôleur ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC à amortir efficacement les oscillations électromécaniques et à améliorer la stabilité transitoire du système [86], [97];
2. Analyser les performances du régulateur AFOPI–SVC pour le maintien de la tension au point de couplage commun et la compensation dynamique de la puissance réactive [10], [14] ;
3. Comparer les résultats obtenus avec ceux des régulateurs classiques PI et PSS afin de mettre en évidence les gains apportés par les approches intelligentes proposées [87] ;

4. Étudier la robustesse des deux régulateurs face aux variations de la vitesse du vent, de l'irradiance solaire et de la charge [83], [84], [90] ;
5. Mettre en évidence la complémentarité des dispositifs TCSC et SVC lorsqu'ils sont intégrés simultanément dans le système hybride PV–Éolien [86], [96], [97].

Ces objectifs sont évalués à l'aide de critères de performance quantitatifs définis dans la section suivante, permettant une comparaison objective et cohérente entre les régulateurs classiques et les régulateurs intelligents proposés.

## 4.3. Méthodologie générale

Cette section présente la méthodologie générale adoptée pour la validation des régulateurs intelligents proposés. Elle décrit le modèle du réseau étudié, les scénarios de simulation considérés ainsi que les indicateurs de performance retenus pour l'évaluation objective des réponses dynamiques du système hybride PV–Éolien.

### 4.3.1. Modèle du réseau étudié (SMIB)

Les études de validation sont réalisées sur un réseau équivalent infini (Single Machine Infinite Bus – SMIB), largement utilisé dans la littérature pour l'analyse de la stabilité dynamique des systèmes électriques [87], [97]. Cette configuration permet d'évaluer de manière précise l'influence des stratégies de commande et des dispositifs FACTS sur le comportement dynamique du système, tout en limitant la complexité du modèle.

Le système étudié représente un système hybride photovoltaïque–éolien connecté à un bus de tension infinie, supposé rigide en amplitude et en fréquence. Il comprend un générateur éolien à double alimentation (DFIG) [84], [94], un générateur photovoltaïque raccordé via un convertisseur DC/DC et un onduleur côté réseau, ainsi qu'un bus continu commun assurant le couplage énergétique entre les deux sources [83].

Un dispositif TCSC est installé en série sur la ligne de transmission afin de contrôler le flux de puissance active et d'améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques [86], [97]. En parallèle, un SVC est connecté en dérivation au point de couplage commun pour assurer la régulation dynamique de la tension et la compensation de la puissance réactive [96].

Le TCSC agit sur la ligne de transmission et le SVC sur la puissance réactive au PCC. Leurs réponses sont examinées dans les sections qui suivent.

Le Tableau 4.1 rassemble les paramètres et les conditions employés pour interpréter les essais.

**Tableau 4.1.** Paramètres du système étudié et conditions de simulation.

| Paramètre | Symbole | Valeur retenue |
|---|---|---|
| Type de réseau | — | SMIB (Single Machine Infinite Bus) |
| Fréquence du réseau | F | 50 Hz |
| Type de générateur éolien | — | DFIG (Doubly Fed Induction Generator) |
| Sources renouvelables | — | Éolien + Photovoltaïque |
| Dispositifs FACTS | — | TCSC (série) + SVC (shunt) |
| Variation de charge appliquée | ΔP | ±10 % |
| Vitesse du vent | Vw | 6–12 m/s (sous-synchrone), 12 m/s (nominale), 12–24 m/s (sur-synchrone) |
| Mode de fonctionnement éolien | — | Sous / Nominal / Sur-synchrone |
| Irradiance solaire | G | Fluctuante autour de 1000 W/m² |
| Environnement de simulation | — | MATLAB / Simulink |
| Type d'étude | — | Dynamique – stabilité transitoire et petit signal |

Ces paramètres servent de référence aux comparaisons présentées dans le chapitre.

### 4.3.2. Scénarios et conditions de simulation

Les perturbations effectivement exploitées dans les résultats sont une augmentation de charge de 15 % et des variations de la puissance ou du couple mécanique. Les régimes de vitesse du vent sont examinés lorsqu'ils sont indiqués dans les essais du TCSC.

- Une augmentation brutale de la charge de 15 % au niveau du réseau, afin d'évaluer la capacité des régulateurs à maintenir la stabilité en présence d'un changement significatif de la demande [87] ;
- Des variations de la puissance mécanique du générateur synchrone, représentant des fluctuations de la production conventionnelle ;
- Différents régimes de vitesse du vent (sous-synchrone, synchrone et super-synchrone), permettant d'observer l'influence de la ressource éolienne sur la stabilité du système [84].

Les fluctuations rapides d'irradiance et les courts-circuits triphasés ne font pas partie des essais présentés ; leur étude constitue une perspective.

### 4.3.3. Indicateurs de performance

Les réponses sont appréciées à l'aide du dépassement maximal et du temps d'établissement. Les autres indicateurs annoncés ne sont mobilisés que lorsqu'une valeur ou une courbe correspondante est fournie.

Les comparaisons quantitatives ci-dessous portent sur les indicateurs effectivement rapportés pour chaque essai.

## 4.4. Validation du régulateur ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC

Le TCSC commandé par ANFIS–GA–LL est évalué à partir de la vitesse rotorique, de l'angle de puissance et des puissances transmises sous perturbation mécanique [5].

### 4.4.1. Scénario de perturbation et conditions de test

L'essai principal applique une variation de puissance mécanique au générateur synchrone. L'influence de différents régimes de vent est également étudiée lorsque les résultats correspondants sont disponibles.

- Une variation brusque de la puissance mécanique du générateur synchrone, appliquée à un instant donné, afin de provoquer des oscillations électromécaniques significatives et d'évaluer la capacité du régulateur à les amortir.
- Différents régimes de vitesse du vent, comprenant les modes sous-synchrone (6 à 12 m/s), synchrone (12 m/s) et super-synchrone (12 à 24 m/s), afin d'observer l'influence de la ressource éolienne sur la stabilité du système [84].

Les réponses dynamiques du système sont analysées à travers l'évolution de la vitesse rotorique, de l'angle de puissance et de la puissance active transmise. Les paramètres du système et les conditions de simulation sont ceux définis précédemment dans le Tableau 4.1.

### 4.4.2. Analyse de la réponse de la vitesse rotorique (Δω)

La Figure 4.1 illustre l'évolution de la déviation de la vitesse rotorique Δω suite à l'application de la variation de la puissance mécanique du générateur synchrone. En l'absence de compensation efficace, la réponse du système est caractérisée par des oscillations électromécaniques faiblement amorties. L'intégration du régulateur ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC permet une atténuation rapide de ces oscillations et un retour plus rapide vers le régime permanent. Cette amélioration traduit une augmentation significative de l'amortissement électromécanique du système, conformément aux objectifs de stabilité dynamique des réseaux électriques modernes [83], [90],[97].

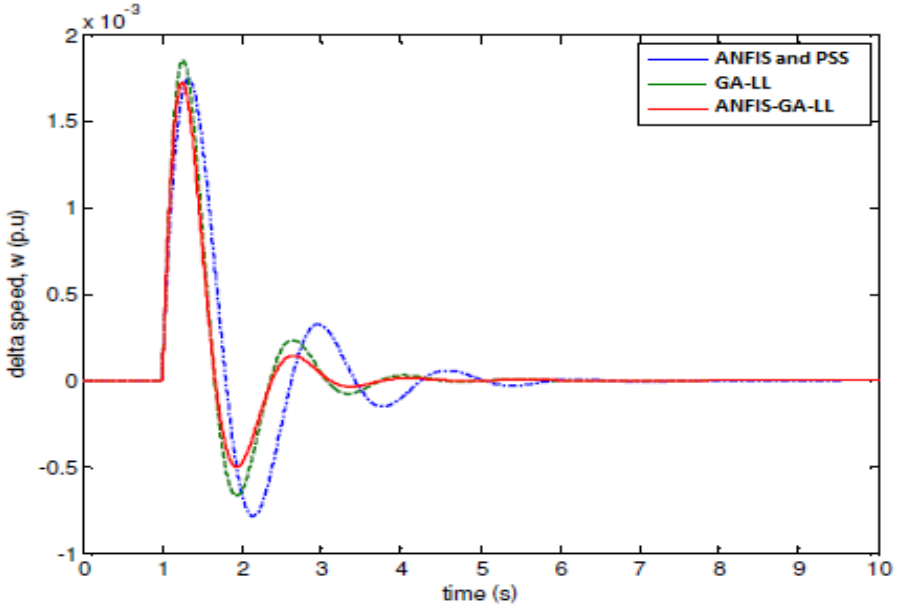



**Figure 4.1.** Réponse de la vitesse rotorique Δω(t) du générateur après une variation de la puissance mécanique ; comparaison entre les régulateurs CPSS, ANFIS–PSS, GA–LL et ANFIS–GA–LL.

Les réponses temporelles observées indiquent une amélioration notable de l'amortissement des oscillations de vitesse avec l'intégration du contrôleur ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC, traduisant une dynamique plus stable et un retour plus rapide vers le régime permanent par rapport aux stratégies de commande de référence.

### 4.4.3. Analyse de l'évolution de l'angle de puissance (Δδ)

La Figure 4.2 illustre l'évolution de l'angle de puissance Δδ du générateur suite à l'application de la variation de la puissance mécanique. En l'absence d'une action de commande appropriée, la réponse angulaire présente des oscillations persistantes susceptibles de compromettre la stabilité transitoire du système. L'intégration du contrôleur ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC permet de réduire efficacement l'amplitude de ces oscillations et d'accélérer le retour vers le régime permanent. Cette amélioration traduit un renforcement de la stabilité angulaire du système, conformément aux principes classiques de la stabilité transitoire des réseaux électriques [83], [97].

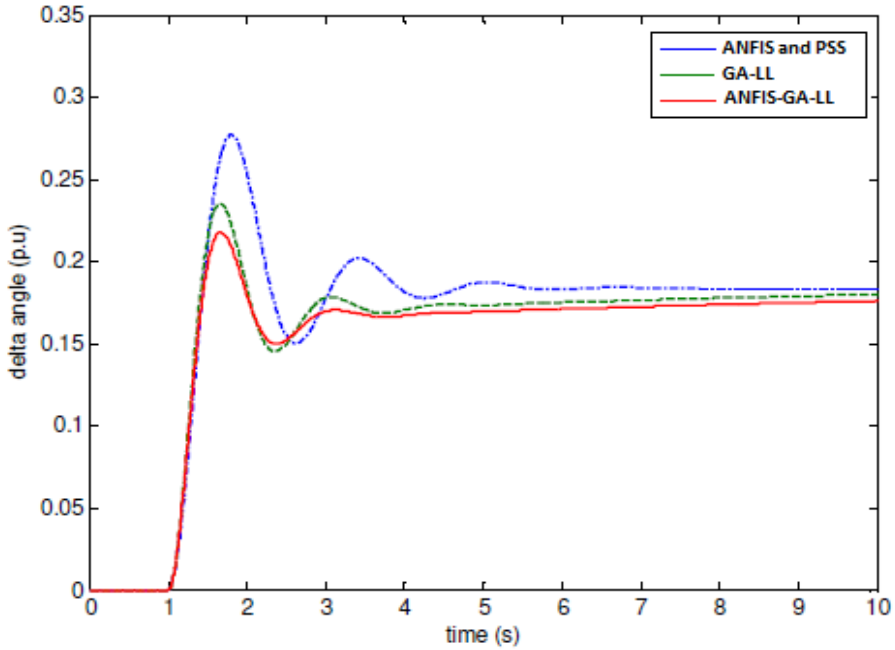



**Figure 4.2.** Évolution de l'angle de puissance Δδ(t) sous variation de la puissance mécanique ; comparaison entre les régulateurs ANFIS–PSS, GA–LL et ANFIS–GA-LL.

Les réponses angulaires observées montrent une réduction progressive des oscillations de l'angle de puissance et une convergence plus rapide vers le régime permanent lorsque le contrôleur ANFIS–GA–LLest appliqué au TCSC, traduisant une amélioration du comportement transitoire du système hybride PV–Éolien [91].

### 4.4.4. Analyse de la puissance active transmise

La Figure 4.3 présente l'évolution de la puissance active transmise sur la ligne de transmission suite à la perturbation appliquée (variation de la puissance mécanique). Sans action de compensation adaptée, la réponse de la puissance active est marquée par des oscillations persistantes et une convergence lente vers le régime permanent. L'intégration du régulateur ANFIS–GA–LLappliqué au TCSC permet de stabiliser plus efficacement le flux de puissance active, en réduisant l'amplitude des oscillations et en améliorant la rapidité de la réponse dynamique. Ce comportement traduit l'efficacité du contrôle dynamique de la réactance série du TCSC pour l'amortissement des oscillations électromécaniques et la stabilisation du flux de puissance [86], [97].

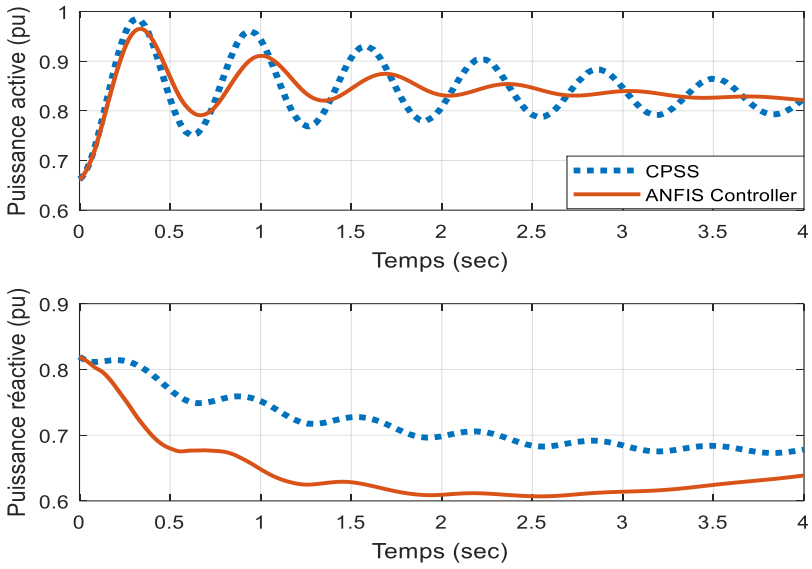



**Figure 4.3.** Puissances active et réactive transmises sur la ligne équipée du TCSC ; comparaison des réponses du système avec PSS et avec le contrôleur ANFIS–GA–LL.

Les réponses de la puissance active observées -Figure 4.3- indiquent une meilleure stabilisation du flux de puissance et une convergence plus rapide vers le régime permanent lorsque le contrôleur ANFIS–GA–LLest appliqué au TCSC, traduisant une amélioration du comportement dynamique du système intégrant une Éolien [91].

### 4.4.5. Synthèse partielle de la validation du régulateur ANFIS–GA–LL

Les résultats présentés dans cette section montrent que l'intégration du régulateur ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC améliore de manière cohérente le comportement dynamique du système hybride PV–Éolien. Une meilleure atténuation des oscillations électromécaniques est observée au niveau de la vitesse rotorique et de l'angle de puissance, accompagnée d'une stabilisation plus efficace du flux de puissance active. Ces tendances confirment l'apport du contrôle adaptatif basé sur la logique floue et l'optimisation génétique pour le renforcement de la stabilité dynamique des réseaux électriques intégrant des sources renouvelables [90], [91], [97].

## 4.5. Validation du régulateur AFOPI–SVC

Cette section valide le régulateur AFOPI–SVC pour la régulation de tension et la compensation réactive dans un système hybride PV–Éolien. Deux perturbations sont appliquées [6] :

- Une augmentation de charge de 15 %,
- Une variation du couple mécanique de 10 %.

Le SVC est un dispositif FACTS shunt capable d'injecter ou d'absorber de la puissance réactive pour maintenir la tension du réseau [86], [96]. L'intégration d'un régulateur adaptatif d'ordre fractionnaire (AFOPI) offre une réponse dynamique plus flexible qu'un régulateur PI classique, avec moins de dépassements et d'oscillations transitoires [6], [92], [96].

### 4.5.1. Scénario de perturbation et conditions de test

La validation du régulateur AFOPI–SVC est réalisée à travers deux scénarios de perturbation distincts [6] :

- Augmentation de charge de 15 % : appliquée brutalement après l'établissement du régime permanent, ce scénario permet d'évaluer la capacité du régulateur à maintenir la stabilité de tension et à assurer une compensation réactive dynamique adaptée.
- Variation du couple mécanique de 10 % : appliquée également après le régime permanent, ce scénario permet de tester la robustesse du régulateur face aux oscillations électromécaniques (vitesse rotorique, angle de puissance).

Les simulations sont réalisées sous MATLAB/Simulink à l'aide du modèle SMIB décrit dans l'article [6]. Les paramètres détaillés du système sont listés dans le Tableau 4.1, et les réponses dynamiques sont enregistrées sur une durée suffisante pour observer l'amortissement des oscillations.

### 4.5.2. Analyse de la tension au point de couplage commun (V_PCC)

La Figure 4.4 illustre l'évolution de la tension au point de couplage commun (PCC) suite à l'augmentation brutale de charge de 15 %. En l'absence d'une compensation appropriée (régulateur PI classique), la tension présente un dépassement important de 14,5 % et des oscillations persistantes avant de se stabiliser après environ 5,6 secondes. L'intégration du régulateur AFOPI appliqué au SVC permet de réduire significativement ces variations : le dépassement chute à 6,3 % et le temps de réponse est réduit à 2,7 secondes [6].

Cette amélioration traduit l'efficacité du contrôle à ordre fractionnaire associé à un mécanisme adaptatif pour la régulation de la tension dans les réseaux électriques intégrant des sources renouvelables [92], [96].

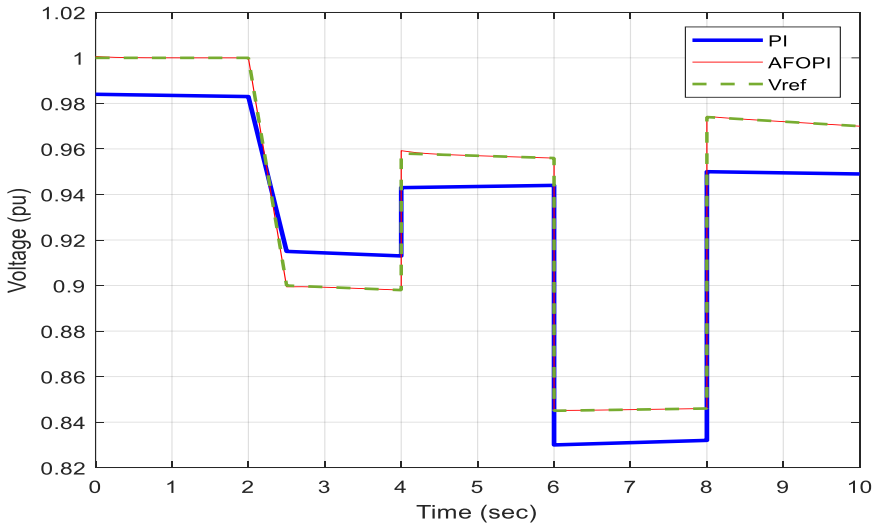



**Figure 4.4**. Réponse de la tension au point de couplage commun (V_PCC) après une augmentation de charge de 15 % ; comparaison entre les régulateurs PI et AFOPI–SVC [6].

Les réponses de tension observées indiquent une amélioration du comportement dynamique de la tension au point de couplage commun lorsque le régulateur AFOPI est appliqué au dispositif SVC, traduisant une convergence plus stable vers la valeur nominale face à l'augmentation de charge de 15 % [6].

### 4.5.3. Analyse de la puissance réactive fournie par le SVC

Après l'augmentation de charge de 15 %, la Figure 4.5 montre une réponse de puissance réactive plus rapide et mieux amortie avec AFOPI–SVC qu'avec PI [6].

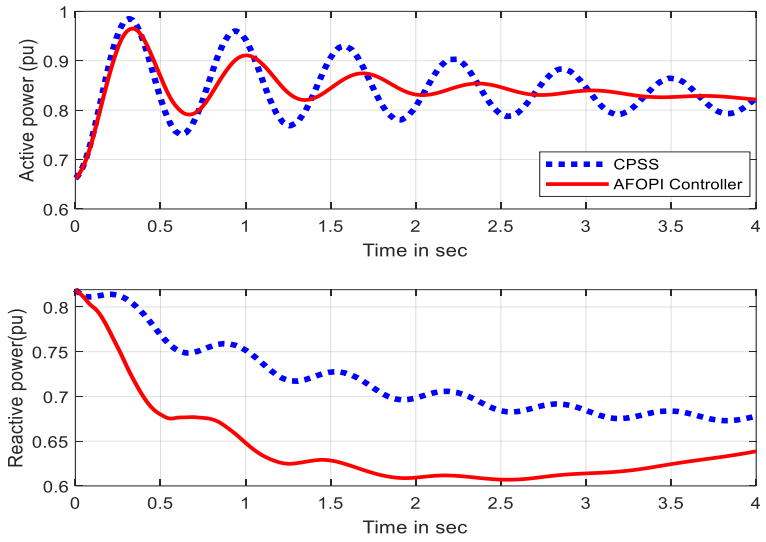



**Figure 4.5.** Évolution de la puissance réactive $Q_{SVC}$ après une augmentation de charge de 15 % ; comparaison entre les régulateurs PI et AFOPI–SVC [6].

Les réponses de la puissance réactive observées indiquent une meilleure stabilisation du flux de puissance réactive lorsque le régulateur AFOPI est appliqué au SVC, traduisant une compensation plus rapide et plus efficace face à l'augmentation de charge de 15 % [6].

### 4.5.4. Analyse de la vitesse rotorique et de l'angle de puissance

La Figure 4.6 illustre l'évolution de la vitesse rotorique $\Delta\omega$ et de l'angle de puissance $\Delta\delta$ du générateur synchrone suite à la variation brutale du couple mécanique de 10 %.

Avec le régulateur CPSS conventionnel, les oscillations électromécaniques sont faiblement amorties. La déviation maximale de l'angle de puissance atteint 12,7° et le temps de stabilisation est de 4,2 secondes, avec des oscillations résiduelles modérées.

L'intégration du régulateur AFOPI appliqué au SVC permet de réduire significativement ces oscillations. La déviation maximale de l'angle de puissance diminue à 7,9° et le temps de stabilisation est réduit à 2,9 secondes, avec des oscillations résiduelles négligeables [6].

Ces résultats confirment la supériorité du régulateur AFOPI pour l'amortissement des oscillations électromécaniques, améliorant ainsi la stabilité transitoire du système hybride PV–Éolien.

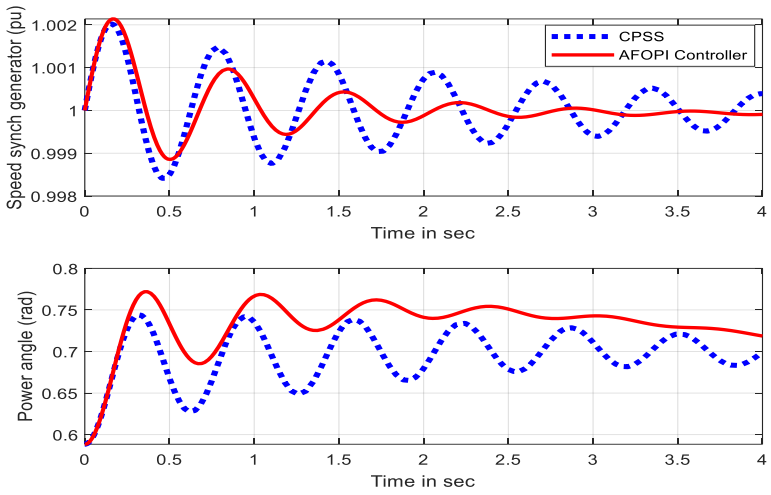



**Figure 4.6.** Réponse de la vitesse rotorique $\Delta\omega(t)$ et de l'angle de puissance $\Delta\delta(t)$ après une variation du couple mécanique de 10 % ; comparaison entre CPSS et AFOPI–SVC [6].

Les réponses observées montrent une nette amélioration de l'amortissement des oscillations électromécaniques avec le régulateur AFOPI, traduisant une convergence plus rapide et plus stable vers le régime permanent par rapport au CPSS conventionnel [6].

### 4.5.5. Synthèse partielle

Le Tableau 4.2 rassemble les valeurs quantitatives de ces deux essais et leurs commandes de référence respectives [6].

**Tableau 4.2.** Performances comparées des régulateurs PI, CPSS et AFOPI–SVC pour les deux scénarios de perturbation (augmentation de charge de 15 % et variation du couple mécanique de 10 %), d'après [6].

| Régulateur | Scénario | Grandeur mesurée | Valeur | Temps de réponse (s) | Observation |
|---|---|---|---|---|---|
| PI | Augmentation charge 15 % | Dépassement de tension | 14,5 % | 5,6 | Amortissement faible |
| AFOPI | Augmentation charge 15 % | Dépassement de tension | 6,3 % | 2,7 | Amortissement fort |
| CPSS | Variation couple 10 % | Déviation angle puissance | 12,7° | 4,2 | Oscillations modérées |
| AFOPI | Variation couple 10 % | Déviation angle puissance | 7,9° | 2,9 | Oscillations négligeables |

Les principaux constats issus de cette validation sont les suivants :

- Régulation de tension : face à une augmentation de charge de 15 %, le régulateur AFOPI réduit le dépassement de tension de 56,5 % (14,5 % → 6,3 %) et le temps de réponse de 51,8 % (5,6 s → 2,7 s) par rapport au régulateur PI classique [6].
- Compensation réactive : le régulateur AFOPI permet une injection rapide et contrôlée de la puissance réactive par le SVC, contribuant efficacement à la stabilisation de la tension au point de couplage commun [6].
- Amortissement des oscillations électromécaniques : suite à une variation du couple mécanique de 10 %, le régulateur AFOPI réduit la déviation maximale de l'angle de puissance de 37,8 % (12,7° → 7,9°) et le temps de réponse de 31,0 % (4,2 s → 2,9 s) par rapport au CPSS conventionnel, avec des oscillations résiduelles négligeables [6].

Ces tendances confirment l'intérêt de la commande à ordre fractionnaire associée à un mécanisme adaptatif pour la régulation de tension et la stabilité dynamique des réseaux électriques intégrant des sources renouvelables [6], [92], [96].

## 4.6. Résultats comparatifs globaux

### 4.6.1. Synthèse des performances des deux régulateurs

Le Tableau 4.3 rapproche les résultats disponibles pour ANFIS–GA–LL–TCSC [5] et AFOPI–SVC [6].

Les scénarios, les variables mesurées et les commandes de référence diffèrent : les pourcentages d'amélioration ne doivent donc pas être comparés directement entre dispositifs.

Le Tableau 4.3 présente les principales valeurs rapportées pour chaque essai.

**Tableau 4.3.** Synthèse comparative des performances des régulateurs ANFIS–GA–LL–TCSC et AFOPI–SVC [6], [5].

| Régulateur | Scénario de perturbation | Grandeur observée | Valeur obtenue | Temps de réponse (s) |
|---|---|---|---|---|
| PI (référence) | Charge +15 % | Dépassement tension | 14,5 % | 5,6 |
| AFOPI–SVC | Charge +15 % | Dépassement tension | 6,3 % | 2,7 |
| CPSS (référence) | Couple mécanique +10 % | Déviation angle puissance | 12,7° | 4,2 |
| AFOPI–SVC | Couple mécanique +10 % | Déviation angle puissance | 7,9° | 2,9 |
| CPSS (référence) | Variation puissance mécanique | Dépassement vitesse | 18,2 % | 6,0 |
| ANFIS–PSS | Variation puissance mécanique | Dépassement vitesse | 10,8 % | 4,3 |
| GA–LL | Variation puissance mécanique | Dépassement vitesse | 8,6 % | 3,4 |
| ANFIS–GA–LL–TCSC | Variation puissance mécanique | Dépassement vitesse | 4,2 % | 1,9 |

### 4.6.2. Analyse comparative

Pour le régulateur ANFIS–GA–LL–TCSC [5] :

- L'approche hybride (neuro-floue + optimisation génétique + Lead-Lag) offre des performances très élevées pour l'amortissement des oscillations électromécaniques.
- La combinaison ANFIS–GA–LL réduit le dépassement de vitesse à 4,2 % et le temps de réponse à 1,9 s, soit une amélioration respective de 77 % et 68 % par rapport au CPSS.
- Ce régulateur est particulièrement adapté aux systèmes intégrant une forte proportion d'énergie éolienne, où les oscillations électromécaniques sont préoccupantes.

Pour le régulateur AFOPI–SVC [6] :

- L'approche à ordre fractionnaire adaptatif améliore significativement la régulation de tension et l'amortissement des oscillations électromécaniques.
- Les gains sont de l'ordre de 56,5 % de réduction du dépassement de tension et 51,8 % de réduction du temps de réponse par rapport au PI classique.
- Ce régulateur est particulièrement adapté aux systèmes hybrides PV–Éolien où la stabilité de tension est critique.

### 4.6.3. Discussion et enseignements

Les deux approches proposées présentent des avantages complémentaires :

| Aspect | AFOPI–SVC | ANFIS–GA–LL–TCSC |
|---|---|---|
| Type de contrôle | Fractionnaire adaptatif | Neuro-flou hybride |
| Dispositif FACTS associé | SVC (shunt) | TCSC (série) |
| Application principale | Régulation de tension | Amortissement des oscillations |
| Meilleure amélioration | −56,5 % (dépassement tension) | −77 % (dépassement vitesse) |
| Complexité | Modérée | Élevée |
| Adaptabilité en ligne | Oui (adaptation par GA) | Oui (ANFIS + GA) |

Les résultats obtenus confirment que :

1. Le contrôle fractionnaire adaptatif (AFOPI) est une solution efficace pour la régulation de tension dans les systèmes hybrides PV–Éolien, avec une bonne robustesse face aux variations de charge et de couple mécanique.
2. L'approche neuro-floue hybride (ANFIS–GA–LL–TCSC) offre des performances supérieures pour l'amortissement des oscillations électromécaniques, au prix d'une complexité de mise en œuvre plus élevée.
3. Le choix du régulateur dépend des objectifs prioritaires : régulation de tension (AFOPI–SVC) ou amortissement des oscillations (ANFIS–GA–LL–TCSC).

## 4.7. Conclusion du chapitre

Ce chapitre a été consacré à la validation et à l'évaluation comparative de deux régulateurs intelligents développés pour les systèmes électriques intégrant des sources renouvelables.

Les résultats des simulations dynamiques réalisées sous MATLAB/Simulink ont permis de démontrer :

- L'efficacité du régulateur AFOPI–SVC pour la régulation de tension et la compensation de la puissance réactive dans un système hybride PV–Éolien, avec une réduction du dépassement de tension de 56,5 % et du temps de réponse de 51,8 % par rapport au régulateur PI classique [6] ;
- L'efficacité du régulateur ANFIS–GA–LL–TCSC pour l'amortissement des oscillations électromécaniques dans un système intégrant une éolienne, avec une réduction du dépassement de vitesse de 77 % et du temps de réponse de 68 % par rapport au CPSS conventionnel [5].

Ces résultats confirment la pertinence des approches adaptatives et intelligentes (contrôle fractionnaire, neuro-flou, optimisation génétique) pour relever les défis posés par l'intégration massive des énergies renouvelables dans les réseaux électriques modernes.

# CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

L'intégration croissante des énergies renouvelables dans les réseaux électriques constitue une évolution majeure de la transition énergétique. Toutefois, le caractère intermittent des ressources éolienne et photovoltaïque introduit des variations de puissance susceptibles de perturber la tension, les échanges énergétiques et la stabilité dynamique du réseau. Ces contraintes deviennent particulièrement importantes lorsque plusieurs sources renouvelables, convertisseurs électroniques et dispositifs de compensation interagissent au sein d'une même architecture.

Cette thèse s'est inscrite dans cette problématique en étudiant un système hybride PV–éolien connecté au réseau électrique. L'objectif principal a été de concevoir des stratégies de commande intelligentes et adaptatives capables de renforcer la stabilité transitoire, de maîtriser les variations de tension et d'assurer une compensation réactive efficace. La démarche adoptée repose sur la coordination d'une chaîne éolienne à génératrice asynchrone à double alimentation, d'une chaîne photovoltaïque équipée d'un convertisseur Boost commandé par MPPT, ainsi que de deux dispositifs FACTS complémentaires, le TCSC et le SVC.

L'étude a nécessité la construction d'un modèle mathématique unifié du système hybride. Cette représentation regroupe les dynamiques électriques et mécaniques de la chaîne éolienne à DFIG, le comportement du générateur photovoltaïque, les convertisseurs de puissance, le bus continu et l'interface avec le réseau. Les dispositifs TCSC et SVC ont également été intégrés afin d'analyser leurs effets respectifs sur les flux de puissance, la tension et les oscillations électromécaniques. Après correction et harmonisation des équations et des schémas, ce modèle constitue le support de la synthèse des régulateurs et de l'interprétation des résultats de simulation.

La première stratégie développée repose sur un contrôleur ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC. La structure ANFIS apporte une capacité d'adaptation aux variations du point de fonctionnement, tandis que l'algorithme génétique intervient dans l'optimisation des paramètres de réglage. Le correcteur Lead–Lag complète cette architecture en renforçant l'action d'amortissement. Cette association permet de dépasser les limites d'un réglage classique à paramètres fixes, notamment lorsque le système est soumis à des variations rapides de production, de charge ou de conditions réseau.

La seconde stratégie repose sur un régulateur AFOPI appliqué au SVC. Le recours à un correcteur proportionnel-intégral d'ordre fractionnaire offre des degrés de liberté supplémentaires par rapport au régulateur PI conventionnel. Cette propriété permet d'obtenir un compromis plus favorable entre

rapidité, précision et robustesse. Le SVC agit sur la puissance réactive au point de couplage commun et contribue ainsi au maintien de la tension lors des perturbations climatiques, des changements de charge et des défauts transitoires.

Les simulations réalisées sous MATLAB/Simulink ont mis en évidence la pertinence de ces deux approches. Comparé aux commandes classiques retenues comme références, le contrôleur ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC a permis une meilleure atténuation des oscillations, une limitation du dépassement et un retour plus rapide vers le régime permanent. De son côté, le régulateur AFOPI appliqué au SVC a renforcé la tenue de la tension, réduit l'erreur statique et amélioré la compensation de puissance réactive. Les réponses obtenues traduisent ainsi une meilleure maîtrise des perturbations étudiées.

Ces résultats apportent une réponse directe à la problématique de la thèse. L'amortissement adaptatif des oscillations est assuré par le contrôleur ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC, tandis que le soutien robuste de la tension est obtenu grâce au régulateur AFOPI appliqué au SVC. La coordination de ces deux dispositifs permet de traiter simultanément des phénomènes dynamiques distincts sans confondre leurs fonctions. Le TCSC agit principalement sur l'impédance équivalente de la ligne et sur le transfert de puissance, alors que le SVC intervient sur la tension et les échanges de puissance réactive.

La principale contribution scientifique de ce travail réside donc dans la mise en évidence de la complémentarité entre deux dispositifs FACTS commandés par des techniques intelligentes différentes. L'approche proposée montre qu'il est possible de répartir les objectifs de commande entre plusieurs actionneurs, chacun étant associé à une fonction dynamique clairement définie. Cette organisation permet d'obtenir une réponse globale plus cohérente qu'une stratégie reposant sur un seul régulateur ou sur un seul dispositif de compensation.

Au-delà du cas d'étude considéré, cette thèse montre également l'intérêt de combiner les techniques neuro-floues, l'optimisation métaheuristique et le contrôle d'ordre fractionnaire pour la commande de systèmes électriques complexes. Une telle démarche peut être étendue à d'autres dispositifs FACTS, tels que le STATCOM ou l'UPFC, ainsi qu'à des architectures intégrant des systèmes de stockage, des véhicules électriques ou plusieurs sources renouvelables distribuées.

Toutefois, les performances observées doivent être interprétées dans le cadre des scénarios, des paramètres et des critères de comparaison retenus dans cette étude. La validation a été réalisée principalement dans un environnement de simulation. Elle ne prend donc pas en compte l'ensemble des contraintes liées à une implantation réelle, notamment les retards de mesure, les temps de calcul, les saturations, les pertes électriques, les incertitudes paramétriques et les limites physiques des convertisseurs.

Ces limites ouvrent plusieurs perspectives de recherche. Une validation sur une plateforme Hardware-in-the-Loop permettrait d'évaluer le comportement des régulateurs en temps réel et de vérifier leur faisabilité pratique. L'extension de l'approche à des réseaux multi-machines et multi-bus offrirait également un cadre plus représentatif des systèmes électriques réels. L'intégration du stockage, la prise en compte des défauts de capteurs, des retards de communication et des risques liés à la cybersécurité constitueraient enfin des prolongements importants pour renforcer la résilience de la commande.

En définitive, cette thèse a permis de proposer une stratégie coordonnée pour la stabilisation d'un système hybride PV–éolien connecté au réseau. Le contrôleur ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC et le régulateur AFOPI appliqué au SVC assurent des fonctions distinctes mais complémentaires. Leur association renforce l'amortissement des oscillations, la régulation de la tension et la compensation de puissance réactive. Les résultats obtenus valident l'approche proposée dans les conditions de simulation étudiées et ouvrent la voie à des validations expérimentales. Ce travail apporte ainsi une contribution à la conception de systèmes électriques plus flexibles, plus robustes et mieux adaptés aux exigences des futurs réseaux intelligents, ouvrant la voie vers une transition énergétique maîtrisée et durable.

# *Annexe A- Paramètres des réseaux de test*

## A.1. Réseau à jeu de barre infini

Toutes les données sont en unité relative

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $S_B$=828.21 MVA | H = 3.77 s | $V_B$ = 18 kV | f = 60 Hz | $R_S$=0.0048 | $X_d$ = 1.79 | $\mathbf{X'_d}$ = 0.355 |
| $\mathbf{X''_d}$ = 0.275 | $X_q$ = 1.66 | $\mathbf{X'_q}$ = 0.570 | $\mathbf{X''_q}$ = 0.275 | $T_d$ = 7.9 s | $\mathbf{T'_d}$ = 0.410 s | $\mathbf{T''_d}$ = 0.032s |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Nombre de pôles =4 | Facteur de puissance =0.9 | $R_e$ = 0.027 | $X_e$ = 0.1 | KA = 200 | TF = 1.0 | AEx = 0.0012 |
| TA =0.06 | 0.9 | VRmax = 1<br>VRmin = -1 | **TE = 0.052** | KE = -0.0465 | KF = 0.0832 | BEx = 1.264 |

# *Annexe B- Paramètres de la chaine de conversion éolienne*

Les paramètres de la chaine de conversion éolienne sont donnés par le tableau 1 et 2.

Tableau 1.
Paramètres de la machine

| **Paramètres** | **Valeurs** |
|---|---|
| Puissance nominale (MW) | 1.68 |
| Vitesse nominale de la machine (tr/mn) | 1515 |
| Nombre de pair de pôles | 2 |
| Résistance statorique ($m\Omega$) | 6.3 |
| Résistance rotorique ($m\Omega$) | 4.8 |
| Inductance statorique (mH) | 11.8 |
| Inductance rotorique (mH) | 11.6 |
| Inductance de magnétisation (mH) | 11.6 |
| Nominal voltage (V) | 400 |

Tableau 2.
Paramètres de la turbine éolienne

| **Paramètres** | **Valeurs** |
|---|---|
| Coefficient optimal de puissance | 0.475 |
| Ratio Optimal de vitesse $\lambda$ | 8.1 |
| Longueur de la pale de la turbine (m) | 14 |
| Vitesse nominal du vent (m/s) | 12 |
| Vitesse minimale du vent (m/s) | 4 |
| Multiplicateur de vitesse | 1/23 |
| Moment d'inertie ($kg.m^2$) | 50 |

# *Références Bibliographiques*


[1] H. Golpira, A. R. Messina, and H. Bevrani, *Renewable Integrated Power System Stability and Control*, IEEE–Wiley, 2021.

[2] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, Aug. 2009, doi:10.1109/TPEL.2009.2017082

[3] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.

[4] D. Mondal, A. Chakrabarti, and A. Sengupta, "Optimal Placement and Parameter Setting of SVC and TCSC Using PSO, to mitigate small signal stability" *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 1261–1268, 2012, doi:10.1016/j.ijepes.2012.04.017

[5] F. Zitouni, I. Griche, and M. Rezki, "Parallel ANFIS-GA lead-lag controller for enhancing power system stability with wind turbine integration," *J. Eur. Syst. Autom.*, vol. 58, no. 12, pp. 2477–2483, 2025, doi: 10.18280/jesa.581203.

[6] F. Zitouni, I. Griche, and M. Rezki, "Power system control including hybrid PV/wind system with SVC based on adaptive fractional-order PI controller," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 102, no. 2, pp. 40–47, Feb. 2026, doi: 10.15199/48.2026.02.7.

[7] B. H. Alajrash, M. Salem, M. Swadi, T. Senjyu, and S. Motahhir, "A comprehensive review of FACTS devices in modern power Systems: Addressing power quality, optimal placement, and stability with renewable energy penetration ," *Energy Rep.*, vol. 11, pp. 5350–5371, 2024, doi:10.1016/j.egyr.2024.05.011

[8] G. M. Njoka, L. Mogaka, and A. Wangai, "Impact of variable renewable energy sources on power system frequency stability and inertia," *Energy Rep.*, vol. 12, pp. 4983–4997, 2024, doi : 10.1016/j.egyr.2024.10.057

[9] F. Gao and M. R. Iravani, "A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 2, pp. 850–859, Apr. 2008, doi :10.1109/TPWRD.2007.915950

[10] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, "On the inertia of future more-electronics power systems," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 7, no. 4, pp. 2130–2146, Dec. 2019, doi :10.1109/JESTPE.2018.2877766

[11] N. Hatziargyriou *et al.*, "Definition and classification of power system stability—Revisited and extended," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 4, pp. 3274–3281, Jul. 2021, doi:10.1109/TPWRS.2020.3041774

[12] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of power converters in AC microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

[13] M. A. Abido and Y. L. Abdel-Magid,"Optimal multiobjective design of robust power system stabilizers using genetic algorithms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1125–1132, 2003.doi : 10.1109/TPWRS.2003.814848

[14] I. Griche, S. Messalti, K. Saoudi, M. Y. Touafek, and F. Zitouni, "A new controller for voltage and stability improvement of multi-machine power system tuned by wind turbine," *Math. Model. Eng. Probl.*, vol. 8, no. 1, pp. 81–88, 2021, doi:10.18280/mmep.080110

[15] I. Podlubny, "Fractional-Order Systems and PIλDμ Controllers," IEEE Transactions on Automatic Control, vol. 44, no. 1, pp. 208–213, Jan. 1999, doi: 10.1109/9.739144.

[16] A. Monje, B. Vinagre, V. Feliu, and Y. Chen, "Tuning and Auto-Tuning of Fractional Order Controllers for Industrial Applications," Control Engineering Practice, vol. 16, no. 7, pp. 798–812, 2008, doi: 10.1016/j.conengprac.2007.08.006

[17] A. H. Etemadi, E. J. Davison, and R. Iravani, "A Decentralized Robust Control Strategy for Multi-DER Microgrids- Part I: Fundamental Concepts," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 1843–1853, Oct. 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2202920

[18] A. H. Etemadi, E. J. Davison, and R. Iravani, "A Decentralized Robust Control Strategy for Multi-DER Microgrids- Part II: Performance Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 1854–1861, July. 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2202921

[19] IPCC, *Climate Change 2021 : The Physical Science Basis*, Cambridge Univ. Press, 2021. doi: 10.1017/9781009157896

[20] W. Wang, W. Yao, C. Chen, X. Deng, and Y. Liu, "Fast and accurate frequency response estimation for large power system disturbances using second derivative of frequency data," IEEE Trans. Power Syst., vol. 35, no. 3, pp. 2483–2486, 2020.

[21] International Energy Agency (IEA), "World Energy Outlook 2022," Paris, France: IEA, 2022. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022

[22] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable Capacity Statistics 2024," Abu Dhabi, 2024. [Online]. Available : https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2024

[23] P. W. Sauer and M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability,* Prentice Hall, 1998.

[24] Y. Guo, C. Kim, and C. Chung, "Temporary primary frequency control support by deloaded wind power plant using input-output linearization," in *Proc. ICCAS*, 2016, doi :10.1109/ICCAS.2016.7832496

[25] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, and J. R. Saenz, "Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 18, no. 2, pp. 194–204, Jun. 2003.

[26] R. Datta and V. T. Ranganathan, "Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine—A comparison with alternative schemes," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 17, no. 3, pp. 414–421, Sep. 2002.

[27] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*, New York, NY, USA: Springer, 2009. doi: 10.1007/978-0-387-84878-5

[28] B. K. Bose, *Modern Power Electronics and AC Drives*, Prentice Hall, 2002.

[29] M. Chinchilla, S. Arnaltes, and J. C. Burgos, "Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 1, pp. 130–135, Mar. 2006. doi: 10.1109/TEC.2005.853735

[30] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 2nd ed., Wiley, 2011.

[31] S. Muller, M. Deicke, and R. W. De Doncker, "Doubly fed induction generator systems for wind turbines," IEEE Ind. Appl. Mag., vol. 8, no. 3, pp. 26–33, May–Jun. 2002.

[32] S. Kumaravel, V. Thomas, T. O'Donnell, and S. Ashok, "Virtual synchronous machine control of grid-connected power electronic converters," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 196–209, 2019.

[33] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems,* 3rd ed., John Wiley & Sons, 2012.

[34] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuña, and M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan. 2011. doi: 10.1109/TIE.2010.2066534

[35] H. N. A. Al-Kaoaz and A. N. B. Alsammak, "Utilizing hybrid renewable energy systems for enhancing transient stability in power grids: A comprehensive review," *J. Eur. Syst. Autom.*, vol. 56, no. 4, p. 687, 2023.

[36] Y. K. Teklehaimanot *et al.*, "Enhanced MPPT control for DFIG-based wind energy system using fractional-order PI controllers," *Int. J. Eng. Mod. Technol.*, vol. 11, no. 7, 2025.

[37] H. Bevrani, T. Ise, and Y. Miura, "Virtual synchronous generators: A Survey and new perspectives," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 244–254, 2014

[38] J. Ritonja, D. Dolinar, and B. Grcar, "Adaptive control for damping of power system oscillations," in *Proc. Chinese Control and Decision Conf.*, 2009

[39] A. Bouzidi, *Protection and control of modern power systems*, *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 3, 2018, doi:10.1186/s41601-018-0096-y

[40] Y. Li *et al.*, "Artificial intelligence-based methods for renewable power system operation," *Nature Rev. Electr. Eng.*, vol. 1, no. 3, pp. 163–179, 2024.

[41] B. Mohandes *et al.*, "A review of power system flexibility with high penetration of renewables," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 4, pp. 3140–3155, 2019.

[42] J. S. Ali *et al.*, "Power system stability with high penetration of renewable energy sources: Challenges, assessment, and mitigation strategies," *IEEE Access*, 2025.

[43] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, and M. Hughes, *Wind Energy Generation: Modeling and Control,* Wiley, 2009.

[44] F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang, and X. Wang, "Distributed Power-Generation Systems and Protection," Proceedings of the IEEE, vol. 105, no. 7, pp. 1311–1331, 2017.

[45] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Press, 2000.

[46] K. R. Padiyar, *FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution*, 2nd ed., New Age International, 2016.

[47] J.-S. R. Jang, "ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System," IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, vol. 23, no. 3, pp. 665–685, 1993.

[48] Y. H. Song and A. T. Johns, *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*, London, U.K.: IEE, 1999.

[49] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control,* Berlin, Germany: Springer, 2012.

[50] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed., Wiley, 2013.

[51] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*, CRC Press, 2012.

[52] D. P. Hohm and M. E. Ropp, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms," Progress in Photovoltaics, vol. 11, no. 1, pp. 47–62, 2003. https://doi.org/10.1002/pip.459

[53] G. Walker, "Evaluating MPPT Converter Topologies Using a MATLAB PV Model," Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, vol. 21, no. 1, pp. 49–56, 2001.

[54] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.

[55] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, Power Electronics: Converters, Applications, and Design, 4th ed., Wiley, 2022.

[56] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems, Wiley-IEEE Press, 2011.

[57] H. Akagi, "Classification, terminology, and application of the modular multilevel cascade converter (MMCC)," IEEE Trans. Power Electron., vol. 26, no. 11, pp. 3119–3130, 2011, doi : 10.1109/TPEL.2011.2143431

[58] M.K. Deshmukha, S.S. Deshmukh "Modeling of hybrid renewable energy systems » Renewable and Sustainable Energy Reviews 12 (2008) 235–249 DOI: 10.1016/j.rser.2006.07.011

[59] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi, and C.-H. Kim,"A frequency-control approach by photovoltaic generator in a PV–diesel hybrid power system,"IEEE Trans. Energy Convers., vol. 26, no. 2, pp. 559–571, 2011.

[60] I.GRICHE, S. MESSALTI, K. SAOUDI, "Instantaneous Power Control Strategy for Voltage Improvement in Power Network Equipped by Wind Generator", Publication in Journal Européen des Systèmes automatisés JESA, Vol. 54, No.1, February, 2021, pp. 147-154.

[61] I. Griche, S. Messalti, K. Saoudi, and A. Arabi, "Power-system voltage control based THD correction using a hysteresis controller," Elektrotehniški Vestnik, vol. 86, no. 4, pp. 225–231, 2019.

[62] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher,"Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation," IEE Proc.-Electr. Power Appl., vol. 143, no. 3, pp. 231–241, 1996.

[63] **[63]** R. Peña, J. C. Clare, and G. M. Asher, "A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine," *IEE Proceedings – Electric Power Applications*, vol. 143, no. 5, pp. 380–387, Sep. 1996, doi: 10.1049/ip-epa:19960454.

[64] L. Xu and P. Cartwright," Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation". IEEE Transactions on energy conversion, 2006, vol. 21, no 3, p. 750-758, doi: 10.1109/TEC.2006.875472

[65] M. O. Faruque, V. Dinavahi, and A. M. Gole (2015) "Real-time simulation technologies for power systems design, testing, and analysis," IEEE Power and Energy Magazine doi: 10.1109/JPETS.2015.2427370

[66] M. Klein, G. J. Rogers, and P. Kundur, "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 914–921, Aug. 1991.

[67] M. J. Basler and R. C. Schaefer, "Understanding power system stability," in Proc. IEEE 58th Annual Conf. Protective Relay Engineers, 2005, pp. 46–67. doi: 10.1109/CPRE.2005.1430421

[68] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, "Foundations and challenges of low-inertia systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 33, no. 5, pp. 4796–4808, 2018. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880

[69] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, "Impact of low rotational inertia on power system stability and operation," IFAC Proc. Vol., vol. 47, no. 3, pp. 7290–7297, 2014. doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615

[70] S. Kamel, M. Abokrisha, A. Selim, et al., "Power flow control of power systems based on a simple TCSC model," Ain Shams Eng. J., vol. 12, no. 3, pp. 2781–2788, 2021, doi: 10.1016/j.asej.2020.11.023

[71] V. V. Thong, J. Driesen, R. Belmans, "Benefits and Impact of Using Small Generators for Network Support", in Proc. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp 1-7.doi: 10.1109/PES.2007.385933

[72] M. A. Abido, "Optimal design of power system stabilizers using particle swarm optimization," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 17, no. 3, pp. 406–413, Sep. 2002, doi:10.1109/TEC.2002.801992

[73] S. Shirali, S. Z. Moghaddam, and M. Aliasghary, "An interval type-2 fuzzy fractional-order PD-PI controller for frequency stabilization of islanded microgrids," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 164, 2025, doi: 10.1016/j.ijepes.2024.110422

[74] AM. El-Zonkoly, A. A. Khalil, and N. M. Ahmied, "Optimal tuning of lead-lag and fuzzy logic power system stabilizers using particle swarm optimization," Expert Systems with Applications, vol. 36, no. 2, pp. 2097–2106, 2009. doi: 10.1016/j.eswa.2007.12.069

[75] J. Fraile-Ardanuy and P. J. Zufiria, "Adaptive power system stabilizer using ANFIS and genetic algorithms," in Proc. IEEE Conf. Decision Control, 2005, pp. 8028–8033, doi:10.1109/CDC.2005.1583461

[76] M. Alilou, H. Azami, A. Oshnoei, B. Mohammadi-Ivatloo, and R. Teodorescu, "Fractional-Order Control Techniques for Renewable Energy and Energy-Storage-Integrated Power Systems: A Review," Fractal and Fractional, vol. 7, no. 5, Art. 391, 2023. doi: 10.3390/fractalfract7050391

[77] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 5, pp. 1398–1409, 2006, doi:10.1109/TIE.2006.881997

[78] M. G. Simões, B. K. Bose, and R. J. Spiegel, "Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system," IEEE Trans. Power Electron., vol. 12, no. 1, pp. 87–95, 1997.doi: 10.1109/63.554173

[79] R. Y. Ruhua, H. J. Eghbali, and M. H. Nehrir, "An online adaptive neuro-fuzzy power system stabilizer for multimachine systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 1, pp. 128–135, 2003. doi: 10.1109/TPWRS.2002.804961

[80] M. Aliyari Shoorehdeli and M. Teshnehla,"Identification using ANFIS with intelligent hybrid stable learning algorithm approaches and stability analysis of training methods,"Applied Soft Computing, vol. 9, pp. 833–850, 2009.

[81] L. Cong, Y. Wang, and D. J. Hill, "Transient stability and voltage regulation enhancement via coordinated control of generator excitation and SVC," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 27, pp. 121–130, 2005. doi: 10.1016/j.ijepes.2004.09.001

[82] J.-S. R. Jang, "ANFIS : Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System," IEEE Trans., 1993.

[83] J. M. Carrasco et al., "Power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, pp. 1002–1016, 2006, doi:10.1109/TIE.2006.878356

[84] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, 2009. doi: 10.1109/TPEL.2009.2017082

[85] W. Qiao, X. Yang, X. Gong, et al., "Wind speed and rotor position sensorless control for direct-drive PMG wind turbines," IEEE Trans. Ind. Appl., 2010, doi:10.1109/IAS.2010.5615364

[86] M. G. Taul, X. Wang, P. Davari, and F. Blaabjerg, "An overview of assessment methods for synchronization stability of grid-connected converters under Severe Symmetrical Grid Faults," IEEE Trans. Power Electron., vol. 35, no. 6, pp. 6156–6171, 2020.doi: 10.1109/TPEL.2019.2892142

[87] J. Zhao, A. Gomez-Exposito, F. Milano, and A. Abur, "Roles of dynamic state estimation in power system modeling, monitoring, and operation," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 36, no3, p.p.2462-2472,2020. Doi : 10.1109/TPWRS.2020.3028047

[88] S. Messalti, A. Harrag, "Variable Step Size IC MPPT Controller for PEMFC Power System Improving Static and Dynamic Performances," Fuel Cells, vol. 17, no. 6, pp. 816–824, 2017.

[89] H.F. Wang, F. Li, H. Chen, "Power System voltage control based on artificial humoral immune response," in Proc. IEEE PES Winter Meeting, 2002, pp. 2091–2095

[90] Y. Li, F. Blaabjerg, and H. Wang, "Artificial intelligence-based methods for renewable power system operation," Nature Reviews Electrical Engineering, vol. 1, no. 3, pp. 163–179, 2024

[91] B. Bouaziz, F. Bacha, M. Gasmi, "Variable Switching Frequency Direct Power Control Based on Sliding Mode Approach for Grid Connected Voltage Source Converters," IEEE International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering, pp. 878–883, 2014. doi: 10.1109/STA.2014.7086807

[92] V.N. Pande, U.M. Mate, S. Kurode, "Discrete Sliding Mode Control Strategy for Direct Real and Reactive Power Regulation of Wind Driven DFIG," Electric Power Systems Research, vol. 100, pp. 73–81, 2013.

[93] A. Zemmit, S. Messalti, A. Harrag, "Innovative Improved Direct Torque Control of Doubly Fed Induction Machine Using Artificial Neural Network," International Journal of Applied Engineering, vol. 11, pp. 9099–9105, 2016.

[94] M.M. Amin, O.A. Mohammed, "Development of High-Performance Grid-Connected Wind Energy Conversion System for Optimum Utilization of Variable Speed Wind Turbines," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 2, pp. 235–245, 2011.

[95] M. Pichan, H. Rastegar, M. Monfared, "Two Fuzzy-Based Direct Power Control Strategies for Doubly-Fed Induction Generators in Wind Energy Conversion Systems," Energy, vol. 51, pp. 154–162, 2013.

[96] A. Annamraju and S. Nandiraju, "Robust frequency control in a renewable penetrated power system: an adaptive fractional order fuzzy PID approach,"Protection and Control of Modern Power Systems, 2019.doi: 10.1186/s41601-019-0130-8

[97] G. M. Giannuzzi, V. Mostova, C. Pisani, S. Tessitore, "Enabling Technologies for Enhancing Power System Stability in the Presence of Converter-Interfaced Generators" Energies, vol. 15,no21,2022. doi : 10.3390/en15218064

**ملخص**: تشهد الأنظمة الكهربائية الحديثة توسعًا كبيرًا في إدماج مصادر الطاقات المتجددة، ولا سيما الطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح، لتلبية الطلب المتزايد على الطاقة وتحقيق أهداف التنمية المستدامة. غير أن الطبيعة المتقطعة لهذه المصادر، إلى جانب انخفاض القصور الذاتي للشبكات، تؤدي إلى تحديات تقنية تتعلق باستقرار الجهد والتردد وجودة القدرة الكهربائية، خاصة أثناء الاضطرابات العابرة. تهدف هذه الرسالة إلى تحسين الاستقرار الديناميكي وتنظيم الجهد في الأنظمة الهجينة الشمسية–الريحية المتصلة بالشبكة عبر استراتيجيات تحكم ذكية وتكيفية. تم تطوير نموذج رياضي للنظام PV–Éolien يتضمن DFIG والمنظومة الكهروضوئية والشبكة، مع دمج أجهزة FACTS وبالأخص TCSC و SVC كما تم اقتراح وحدتي تحكم ANFIS–GA–LL لتخميد التذبذبات الكهروميكانيكية وتحسين الاستقرار العابر، و AFOPI–SVC لتنظيم الجهد وتعويض القدرة غير الفعالة. أُثبتت فعالية المقاربات عبر محاكاة Matlab/Simulink تحت سيناريوهات تشغيل مختلفة، وأظهرت النتائج تفوق الحلول المقترحة مقارنة بالمنظمات التقليدية من حيث المتانة وسرعة الاستجابة وجودة القدرة.

كلمات مفتاحية :

الأنظمة الكهربائية، PV–Éolien، الاستقرار الديناميكي، تنظيم الجهد، FACTS، ANFIS.

**Résumé :**

L'intégration croissante des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) répond à l'augmentation de la demande électrique et aux exigences du développement durable. Toutefois, l'intermittence de ces sources et la baisse de l'inertie des réseaux entraînent des problèmes de stabilité (tension/fréquence) et de qualité d'énergie, notamment en régime transitoire. Cette thèse vise à améliorer la stabilité dynamique et la régulation de tension d'un système hybride PV–Éolien connecté au réseau grâce à des stratégies de commande intelligentes et adaptatives. Un modèle mathématique du système a été développé en intégrant le DFIG, la partie photovoltaïque, le réseau, ainsi que des dispositifs FACTS (TCSC et SVC). Deux contrôleurs ont été proposés : un ANFIS–GA–LL appliqué au TCSC pour amortir les oscillations électromécaniques et renforcer la stabilité transitoire, et un AFOPI–SVC basé sur une commande fractionnaire adaptative pour la régulation de tension et la compensation réactive. Les simulations Matlab/Simulink confirment la supériorité des contrôleurs proposés par rapport aux régulateurs classiques en termes de rapidité, robustesse et qualité de puissance.

**Mots-clés :**

Réseaux électriques, PV–Éolien, stabilité dynamique, régulation de tension, FACTS, ANFIS.

**Abstract :**

The increasing penetration of renewable energy sources (wind and photovoltaic) is driven by rising electricity demand and sustainability goals. However, their intermittency and the reduction of system inertia introduce voltage/frequency stability issues and power-quality degradation, especially during transients. This thesis aims to enhance the dynamic stability and voltage regulation of a grid-connected hybrid PV–Wind system using intelligent and adaptive control strategies. A mathematical model is developed including a DFIG-based wind unit, a photovoltaic unit, the grid, and FACTS devices (TCSC and SVC). Two controllers are proposed : an ANFIS–GA–LL controller applied to the TCSC to damp electromechanical oscillations and improve transient stability, and an adaptive fractional-order AFOPI–SVC controller for voltage regulation and dynamic reactive power compensation. Matlab/Simulink simulations under various operating scenarios demonstrate that the proposed controllers outperform conventional approaches in terms of dynamic response, robustness, and power quality.

**Keywords :**

Power systems, PV–Wind, dynamic stability, voltage regulation, FACTS, ANFIS.