

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

## وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE MOHAMED SEDDIK BENYAHIA JIJEL

Faculté des sciences et de la technologie

Département d'électrotechnique

N° :...../2024

### **MEMOIRE DE MASTER**

**DOMAINE: Sciences et Technologies**

**FILIERE: Electrotechnique**

**SPECIALITE: Commandes electriques**

### **Thème**

***OPTIMISATION MULTI-OBJECTIVE POUR LE REGLAGE DE  
TENSION ET LE CONTROL DE FREQUENCE DANS UN RESEAU  
EN PRESENCE DES VEHICULES ELECTRIQUES***

**Présenté Par : Khen Rabeh**

**Encadré Par : Mr.M.C.KIHAL**

**Benayache Fadi Abdelmounaim**

**Date de soutenance: 30/06/2024**

#### **Jury de Soutenance**

**Président : Mr B.MEDJAHED**

**Grade :MAA**

**Univ MSB jijel**

**Encadreur : Mr M.C.KIHAL**

**Grade :MCB**

**Univ MSB jijel**

**Examineur 1 : Mr B.MAKHLOUF**

**Grade :MCB**

**Univ MSB jijel**

**Promotion : 2023 /2024**

# Remercîments

*Nous remercions en premier lieu « Allah » pour nous avoir donné la force, le courage et la volonté nécessaire pour réaliser ce travail.*

*En guise de reconnaissance, ontient à témoigner nos sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.*

*Nous sincères gratitudes à **Mr Kihel Mohamed Cherif** pour la qualité de son encadrement, ses judicieux conseils et son encouragement. Les plus grandes leçons ne sont pas tirées d'un livre mais de la sagesse d'une enseignant de votre générosité. Merci d'avoir pris le temps de nous aider au cours de cette période et de nous avoir accompagné dans notre travail de recherche.*

*Nous ne terminions pas sans remercier vivement les **membres du jury** pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'évaluer notre travail.*

*Nous sommes reconnaissantes, sans exception, à tous **nos enseignants** de l'option **commandes électriques** qui ont contribué à notre formation durant nos études.*

*Enfin, nous remercions tous nos Ami(e)s qu'on aime tant à qui on doit notre reconnaissance et notre attachement : pour leur sincère amitié et confiance et aussi pour leurs aides durent cette période.*

*À tous ces intervenants, en présente nous remerciements, notre respect et notre gratitude.*

# *DEDICACE*

*Je dédie ce travail à :*

*Ma Femme*

*Ma Mère,*

*A mon Père,*

*A mes frères,*

*A tous mes Amis,*

*A ma promo d'électrotechnique,*

*A tous mes enseignants.*

*RABEH*

# *DEDICACE*

*Je dédie ce travail à :*

*Ma Mère,*

*A mon Père,*

*A mes frères,*

*A tous mes Amis,*

*A ma promo d'électrotechnique,*

*A tous mes enseignants.*

*FADI*

***TABLE DES  
MATIERES***

**Table des matières**

Liste des figures ..... i  
 Liste des tableaux ..... iv  
 Liste des abréviations ..... v  
 INTRODUCTION GENERAL ..... 1

***CHAPITRE I***

**RESEAUX ET INTEGRATIONS DES VEHICULES ELECTRIQUE**

I.1. Introduction ..... 3  
 I.2. Généralités sur les réseaux électriques ..... 3  
     I.2.1. Missions des réseaux électriques ..... 3  
     I.2.2. Structure et fonction d'un réseau électrique ..... 4  
         I.2.2.1. Réseau de transport et d'interconnexion ..... 5  
         I.2.2.2. Les réseaux de répartition ..... 5  
         I.2.2.3. Réseau de distribution ..... 5  
     I.2.3. La qualité d'énergie électrique ..... 6  
     I.2.4. Les perturbations dans un réseau électrique ..... 6  
         I.2.4.1. Creux de tension ..... 6  
         I.2.4.2. Déséquilibre de tension : ..... 6  
         I.2.4.3. Surtensions ..... 7  
         I.2.4.4. Variation de fréquence ..... 7  
     I.2.5. La Stabilité d'un réseau électrique ..... 7  
         I.2.5.1. Stabilité angulaire ..... 8  
         I.2.5.2. Stabilité de la fréquence ..... 8  
         I.2.5.3. Stabilité de tension ..... 8  
     I.2.6. Enjeux pour le système électrique et les utilisateurs ..... 9  
     I.2.7. Performances du réseau public de transport ..... 10  
     I.2.8. Moyens mis en œuvre pour atteindre les performances ..... 11  
     I.2.9. Les réseaux intelligents ou Smart Grid ..... 11  
 I.3. Véhicules électriques et réseaux ..... 13  
     I.3.1. Concept du EV et V2G ..... 13  
         I.3.1.1. Véhicule électrique ..... 13  
         I.3.1.2. Le Véhicule-to-Grid (V2G) ..... 13  
         I.3.1.3. Description V2G ..... 14

I.3.2.	Interactions Véhicule/Réseau (Vehicle-to-Grid V2G) .....	15
I.3.2.1.	Evolution de la technologie .....	15
I.3.2.2.	Verrous des interactions entre le véhicule électrique et le réseau électrique.....	17
I.3.2.3.	Améliorations du réseau électrique avec le V2G .....	18
I.3.3.	Méthode de contrôle dans le V2G .....	19
I.3.4.	Impacts de l'intégration du VE sur le réseau électrique .....	20
I.3.5.	Les effets du VE sur la qualité d'énergie dans le réseau résidentiel.....	20
I.4.	Conclusion.....	21

## ***CHAPITRE II***

### **REGLAGE DE LA TENSION ET DE LA FREQUENCE EN PRESENCE DES VEHICULE**

II.1.	Introduction .....	22
II.2.	Réglage de la tension et de la fréquence.....	22
II.2.1.	Réglage de la tension.....	22
II.2.1.1.	Enjeux liés à la régulation de la tension.....	22
II.2.1.2.	Mode de réglage de la tension.....	23
II.2.2.	Contrôle de la fréquence.....	25
II.2.2.1.	Les enjeux liés au contrôle de la fréquence.....	25
II.2.2.2.	Mode de Contrôle de la fréquence .....	27
II.3.	Modélisation des systèmes de régulation de tension et de contrôle de fréquence .....	31
II.3.1.	Contrôle de fréquence de charge (LFC) .....	31
II.3.1.1.	Modèle globale de contrôle de fréquences (Boucle LFC).....	32
II.3.1.2.	Modélisation des différents composants de la boucle LFC.....	33
II.3.1.3.	Assemblage de La boucle LFC .....	38
II.3.2.	Modélisation de régulateur automatique de tension (AVR) .....	39
II.3.2.1.	Modèle globale d'un système régulation automatique de la tension (Boucle AVR) .	39
II.3.2.2.	Modélisation des différents composants de la boucle AVR.....	40
II.3.2.3.	Assemblage de La boucle AVR .....	43
II.3.3.	Modélisation du véhicule électrique .....	44
II.4.	Les contrôleurs .....	44
II.4.1.	Régulateur PID .....	44
II.4.1.1.	Structure du Régulateur PID .....	44
II.4.1.2.	Fonctionnement de régulateur PID .....	46
II.4.1.3.	Avantages de régulateur PID .....	46
II.4.2.	Les contrôleurs en cascade .....	46
II.4.2.1.	Contrôleur CPIDF-PDF .....	48

II.4.2.2. Contrôleur TID-FOPID : ..... 49  
 II.4.2.3. Contrôleur CF-FOIDF..... 51  
 II.5. Conclusion : ..... 52

## **CHAPITRE III**

### **INTERACTION LFC AVR ET APPROCHE D'OPTIMISATION**

III.1. Introduction ..... 53  
 III.2. Interaction boucle AVR, boucle LFC..... 53  
     III.2.1. Interactions boucle AVR-LFC..... 53  
 III.3. Problème multizones ..... 56  
     III.3.1. Différence entre une zone et plusieurs zones..... 56  
         III.3.1.1. Zone Isolée : ..... 56  
         III.3.1.2. Multizone (ou Zone Multiple) : ..... 57  
     III.3.2. L’interconnexion de multizone..... 57  
     III.3.3. Avantage d’interconnexions ..... 58  
     III.3.4. Les problèmes de réglages dans multizones ..... 59  
     III.3.5. La stabilité du système multizone : ..... 59  
 III.4. Optimisation des paramètres des régulateurs ..... 60  
     III.4.1. Méthodes d’optimisation ..... 61  
     III.4.2. Lémurs Optimiser (LO)..... 62  
         III.4.2.1. Définition de lémurs Optimiser (LO) ..... 62  
         III.4.2.2. Modèle mathématique de l’algorithme Lemurs Optimiser..... 63  
         III.4.2.3. Algorithme principal de LO..... 66  
 III.5. La fonction objective ..... 67  
 III.6. Conclusion..... 70

## **CHAPITRE IV**

### **APPLICATIONS ET RESULTATS**

IV.1. Introduction ..... 71  
 IV.2. Applications..... 71  
 IV.3. Simulations ..... 73  
     IV.3.1. Comparaison entre la présence et l’absence des véhicules dans le système..... 73  
         IV.3.1.1. Une seule zone..... 74  
         IV.3.1.2. Deux zones ..... 76  
         IV.3.1.3. Remarques et interprétations : ..... 81  
     IV.3.2. Comparaison des résultats obtenus par les différents contrôleurs utilisés ..... 81



IV.3.2.1. Remarques :.....	82
IV.3.2.2. Interprétations :.....	83
IV.4. Amélioration par l'utilisation d'un régulateur flou.....	83
IV.4.1. Résultats de simulation :.....	85
IV.4.2. Remarques :.....	86
IV.4.3. Interprétations :.....	86
IV.5. Test d'efficacité des régulateurs face à un profil de puissance variable.....	86
IV.5.1. Remarques :.....	88
IV.5.2. Interprétations :.....	88
IV.6. Conclusion.....	89
CONCLUSION GENERAL.....	90
Références Bibliographiques.....	92

## Liste des figures

Figure I.1:Schéma global d'un Réseaux électrique.....	4
Figure I.2 : Forme de Creux de tension .....	6
Figure I.3: Déséquilibre des tensions triphasées .....	7
Figure I.4: Différents types de stabilité d'un système électrique .....	9
Figure I.5: Architecture d'un réseau intelligent .....	12
Figure I.6: Exemple d'une structure V2G.....	14
Figure I.7: Les scenarios d'usage du V2G, V2B, V2H.....	14
Figure I.8: Différentes options du V2G.....	15
Figure I.9: Projection de l'évolution des interactions entre le véhicule et le réseau .....	16
Figure I.10: Sources de perturbations mesurées dans un point de connexion commun.....	21
Figure II.1: Réglage Secondaire de la Tension .....	24
Figure II.2: Organisation du réglage hiérarchisé de tension.....	25
Figure II.3: équilibre production/consommation.....	26
Figure II.4: Réglage hiérarchique de la fréquence .....	27
Figure II.5: interconnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport .....	28
Figure II.6: Boucles De Réglage Dans Une Centrale à Vapeur . .....	31
Figure II.7: Bloc-diagramme schématique d'un générateur synchrone avec les boucles de régulation de fréquence de base .....	33
Figure II.8:Représentation du schéma fonctionnel du modèle de générateur. ....	34
Figure II.9: Représentation du schéma fonctionnel Générateur et charge. ....	35
Figure II.10: Représentation simplifiée du générateur et de la charge sous forme de schéma fonctionnel.....	35
Figure II.11: Le modèle de turbine thermique.....	35
Figure II.12: Caractéristique de vitesse du régulateur .....	36
Figure II.13: Représentation du schéma fonctionnel du gouverneur thermique .....	37
Figure II.14: Le modèle de turbine hydraulique.....	38
Figure II.15: Représentation du schéma fonctionnel du gouverneur hydraulique .....	38
Figure II.16: Représentation du schéma fonctionnel du LFC .....	39
Figure II.17: Système AVR .....	39
Figure II.18: Schéma fonctionnel d'un régulateur de tension automatique .....	40
Figure II.19: Le modèle du comparateur .....	41
Figure II.20: Modèle d'amplificateur.....	41

Figure II.21: Modèle de l'excitateur .....	42
Figure II.22: Modèle de rotor de générateur.....	43
Figure II.23:Modèle de capteur .....	43
Figure II.24: Schéma fonctionnel en boucle fermée de l'AVR .....	43
Figure II.25: Modèle de l'ensemble des EV .....	44
Figure II.26: Schéma fonctionnel de régulateur PID.....	45
Figure II.27:Schéma du bloc de commande de la méthode LFC en cascade .....	47
Figure II.28 structure de contrôleur en cascade CPIDF-PDF .....	48
Figure II.29:Structure de contrôle TID-FOPIDN en cascade .....	50
Figure II.30: Structure du contrôleur CF-FOIDF .....	51
Figure III.1: commande combinée d'un générateur synchrone avec des boucles AVR et LFC .....	53
Figure III.2: Diagramme du boucle LFC et AVR interconnecté.....	55
Figure III.3: Schéma du système hybride à deux zones .....	56
Figure III.4: Schémas d'interconnexion de deux réseaux .....	57
Figure III.5: Connexions d'une ligne d'interconnexion à deux zones.....	57
Figure III.6: Les paramètres optimaux des contrôleurs optimisés.....	61
Figure III.7: Inspiration de Lemur Optimiser .....	63
Figure III.8: Le modèle conceptuel de dance-hup et leap-up .....	64
Figure III.9: Organigramme de l'optimiseur Lemur .....	67
Figure III.10: Structure d'ISE dans Simulink.....	68
Figure III.11: Structure d'IAE dans Simulink.....	68
Figure III.12: Structure de l'ITSE dans Simulink.....	69
Figure III.13: Structure de l'ITAE dans Simulink .....	69
Figure IV.1: boucle AVR couplé au système .....	71
Figure IV.2 : modèle Simulink de système LFC & AVR interconnecté (une seule zone).....	72
Figure IV.3: modèle Simulink de système LFC & AVR interconnecté (deux zones) .....	72
Figure IV.4: modèle globale de véhicule électrique.....	73
Figure IV.5: fréquence de régulateur PID avec et sans EVs ( une seule zone).....	75
Figure IV.6: tension de régulateur PID avec et sans EVs ( une seule zone) .....	75
Figure IV.7: fréquence de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (une seule zone) .....	75
Figure IV.8: tension de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (une seule zone).....	75
Figure IV.9: fréquence de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (une seule zone) .....	76

Figure IV.10: tension de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (une seule zone) .....	76
Figure IV.11: fréquence de régulateur PID avec et sans EVs (zone 1) .....	78
Figure IV.12: tension de régulateur PID avec et sans EVs (zone 1) .....	78
Figure IV.13: fréquence de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 1) .....	78
Figure IV.14: tension de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 1) .....	78
Figure IV.15: fréquence de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 1) .....	79
Figure IV.16: tension de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 1) .....	79
Figure IV.17: fréquence de régulateur PID avec et sans EVs (zone 2) .....	79
Figure IV.18: tension de régulateur PID avec et sans EVs (zone 2) .....	79
Figure IV.19: fréquence de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 2) .....	80
Figure IV.20: tension de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 2) .....	80
Figure IV.21: fréquence de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 2) .....	80
Figure IV.22: tension de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 2) .....	80
Figure IV.23: Fréquence de système (zone 1) .....	81
Figure IV.24: Tension de système (zone 1) .....	81
Figure IV.25: Fréquence de système (zone 2) .....	82
Figure IV.26: Tension de système (zone 2) .....	82
Figure IV.27: fonctions d'appartenance pour les entrées/sorties pour le régulateur flou .....	84
Figure IV.29: fréquence zone 1 .....	85
Figure IV.30: Tension zone 1 .....	85
Figure IV.31: fréquence zone 2 .....	85
Figure IV.32: tension zone 2 .....	85
Figure IV.33: le profil de charge .....	86
Figure IV.34: fréquence zone 1 (avec changement de perturbation de puissance) .....	87
Figure IV.35: tension zone 1 (avec changement de perturbation de puissance ) .....	87
Figure IV.36: fréquence zone 2 (avec changement de perturbation de puissance ) .....	88
Figure IV.37: tension zone 2 (avec changement de perturbation de puissance) .....	88

## Liste des tableaux

Tableau IV.1: paramètres des régulateurs LFC sans véhicules (une seule zone) .....	74
Tableau IV.2: paramètres des régulateurs AVR sans véhicules (une seule zone) .....	74
Tableau IV.3: paramètres des régulateurs LFC avec véhicules (une seule zone) .....	74
Tableau IV.4: paramètres des régulateurs AVR avec véhicules (une seule zone) .....	74
Tableau IV.5: paramètres des régulateurs LFC sans véhicules (deux zones) .....	76
Tableau IV.6: paramètres des régulateurs AVR sans véhicules (deux zones) .....	77
Tableau IV.7: paramètres des régulateurs LFC avec véhicules (deux zones) .....	77
Tableau IV.8: paramètres des régulateurs AVR avec véhicules (deux zones) .....	77
Tableau IV.9: paramètres de régulateur flou pour LFC .....	84
Tableau IV.10: paramètres de régulateur pour AVR .....	84
Tableau IV.11: Base de règles pour l'ACE, le dérivé de l'ACE et la sortie FLC .....	84

## Liste des abréviations

- LFC : régulation de la fréquence de la charge (load frequency control)
- AVR : réglage automatique de la tension (Automatic Voltage Regulator)
- LO : Lemur Optimiser
- ISE : erreur quadratique intégrale
- IAE : erreur absolue intégrale
- ITSE : erreur quadratique temporelle intégrale
- ITAE : erreur absolue temporelle intégrale
- CC : Contrôleur en Cascade
- $\lambda$  : L'énergie réglante secondaire.
- $\alpha$  : L'accélération angulaire.
- $r$  : Le nombre aléatoire uniforme  $\in [0,1]$ .
- $f$  : La fréquence du réseau correspondant au fonctionnement à la puissance  $P_j$ .
- $J$  : Le moment d'inertie.
- $H$  : La constante d'inertie du générateur.
- ACE : L'erreur de contrôle de la zone,
- $\Delta\delta$  : La variation incrémentale de l'angle du rotor (rad).
- $\Delta f$  : L'écart de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne.
- $\Delta f_m$  : La variation de la fréquence.
- Tg : Le constante de temps du gouvernail.
- Np : Le nombre de population.
- N : Le coefficient de filtrage du contrôleur.
- D : La caractéristique de fréquence de la charge.
- $\Delta\delta$  : La variation de la position relative du rotor ou de l'angle du rotor.
- $\Delta f$  : L'écart de fréquence.
- $\Delta e$  : L'écart de réglage ACE.
- $\delta_1, \delta_2$  : Les angles de puissance des machines.
- $\Delta P_{EVS}$  : La variation de la puissance de production des parcs de EVs.
- $\Delta F_{UL}$  : La valeur de la limite supérieure de EVs.
- $\Delta F_{LL}$  : La valeur limite inférieure de EVs.
- $f_0$  : est la fréquence de consigne du réseau.
- $X_{12}$  : La réactance entre les zones 1et 2.

- $V_t$  : La tension terminale se compose de deux éléments.
- $V_f$  : la variation de la tension du champ.
- $V_1, V_2$  : Les tensions équivalentes des machines dans des zones 1 et 2.
- $T_\alpha$  : Couple d'accélération.
- $T_t$  : constant de temps de la turbine.
- $T_m$  : Couple mécanique (moteur).
- $T_e$  : Couple électrique (résistant).
- $T_{EV}$  : La constante de temps de la batterie
- $T_A$  : Le constante de temps de l'amplificateur.
- $R_e$  : La résistance de l'excitateur.
- $R_{AG}$  : La valeur du coefficient de statisme du modèle.
- $P_s$  : La puissance de synchronisation.
- $P_j$  : La puissance débitée par le groupe j.
- $P_{cj}$  : La puissance programmée du groupe j.
- $Max_{iter}$  : Le nombre maximal d'itérations.
- $K_R$  : Le constant de temps de capteur.
- $K_P, K_I, K_D$  : Les gains contrôleur.
- $K_{EV}$  : Le gain EV
- $K_{EV}$  : La valeur dépend de l'état de charge des EVs.
- $K_A$  : Le gain de l'amplificateur
- $K_6$  : Le changement de la tension aux bornes pour un petit changement de l'angle du stator à un angle de rotor constant.
- $K_5$  : Le changement de la tension aux bornes pour un petit changement de l'angle du rotor à stator constant.
- $K_2$  : Le changement de puissance électrique pour un petit changement de la force électromotrice du stator.
- $I_R$  : L'inductance de l'excitateur.
- $G_{th}(S)$  : La fonction de transfert de la turbine.
- $T_w$  : Le constante de temps d'eau de la conduite forcée.
- $\Delta P_{vth}$  : La variation incrémentale de la position de la vanne du régulateur (pu. MW).
- $\Delta P_{mth}$  : Le changement incrémental de la puissance mécanique (pu. MW).

- $\Delta P_m$  : La variation de la puissance mécanique (moteur).
- $\Delta P_f$  : La composante de la charge qui dépend de la fréquence.
- $\Delta P_e$  : La variation de la puissance électrique (résistant).
- $\Delta P_L$  : La composante de la charge indépendante de la fréquence.
- $\Delta P_i$  : L'écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales et le bilan des échanges.
- $\Delta P_c$  : Le signal de référence du régulateur.
- $\Delta P_{AG}^{min}$  : La limite de puissance de sortie minimale.
- $\Delta P_{AG}^{max}$  : La limite de puissance de sortie maximale.
- CF-FOIDF: cascade fuzzy-fractional order integral derivative with filter.
- TID-FOPID: Tilt-integral-derivative and fractional order proportional integral derivative.
- CPIDF-PDF : cascade PID avec filtre and proportionnel dérivative avec filtre.
- PID: proportionnel, intégral, dérivative.



***INTRODUCTION  
GENERALE***

## INTRODUCTION GENERAL

Dans le domaine du génie électrique, la gestion efficace des réseaux est importante pour assurer la continuité du service et la qualité de l'énergie. Les défis principaux résident dans le contrôle précis et la régulation adaptative des systèmes, garantissant ainsi la stabilité et la performance optimale des réseaux. Cette étude se focalise sur le développement de stratégies de contrôle et de régulation pour les réseaux électriques, visant à répondre aux exigences croissantes de fiabilité et d'efficacité énergétique [1].

Ce mémoire de fin d'étude master examine les différents types de régulateurs disponibles, évaluant leur efficacité et leur adaptabilité dans des environnements complexes de réseau électrique. L'objectif est de déterminer quel type de régulateur est le plus approprié pour résoudre les défis spécifiques de régulation rencontrés dans les réseaux multizones intégrant des véhicules électriques.

Les boucles de Régulation Automatique de la Tension (AVR) et de Contrôle de la Fréquence de Charge (LFC) jouent un rôle essentiel dans le maintien de la stabilité des réseaux électriques en ajustant dynamiquement la tension et la fréquence de sortie. Les centrales électriques modernes utilisent des systèmes de contrôle automatisés pour répondre aux variations de la demande, assurant ainsi la sécurité et la stabilité du réseau tout en optimisant l'efficacité énergétique et en réduisant les coûts de production [2].

Malgré les progrès significatifs dans ce domaine, l'identification des paramètres optimaux des régulateurs, notamment des régulateurs à nombre de paramètres élevé, demeure un défi majeur dans les environnements non linéaires et complexes. Dans Cette étude on va utiliser la méthode d'optimisation métaheuristique nommé Lemur Optimisation (LO), pour trouver les réglages optimaux des régulateurs des boucles LFC-AVR dans des configurations multizones avec intégration de véhicules électriques.

L'évolution rapide des technologies de l'information et de la communication (TIC) a également transformé le visage des réseaux, introduisant de nouveaux défis liés à la gestion de la charge, à la prévision de la demande et à la résilience aux pannes. Les systèmes de gestion énergétique intelligents, soutenus par des algorithmes avancés de contrôle et de régulation, deviennent essentiels pour optimiser l'utilisation des ressources et assurer une distribution stable de l'électricité [3].

Ce mémoire vise à contribuer au perfectionnement des connaissances dans le domaine de la commande électrique, en proposant des solutions innovantes pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la stabilité des réseaux. En explorant les défis et en proposant des solutions adaptées, cette recherche s'inscrit dans le cadre d'une démarche d'optimisation entamé à l'année universitaire 2022-2023 pour répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs.

Enfin, il est structuré en quatre chapitres pour explorer en détail les aspects théoriques et pratiques de la régulation dans les réseaux électriques.

Dans le premier chapitre nous présenterons des Généralités sur les réseaux électriques et intégration des véhicules électriques : enjeux et défis. Avec une Analyse des tendances actuelles de l'intégration des véhicules électriques et leur impact sur la stabilité des réseaux.

Alors dans le deuxième chapitre nous allons présenter la Modélisation des boucles LFC et AVR, système production-réseau-charge, et les actions des différents types de régulateurs utilisés.

Cela comporte le Développement de modèles mathématiques pour représenter les interactions dynamiques entre les générateurs, le réseau et les charges. Aussi l'étude théorique des performances des régulateurs PID traditionnels et des nouvelles approches telles que les régulateurs cascade et à logique floue.

Dans le troisième chapitre nous proposerons une Modélisation du réseau interconnecté avec prise en compte de l'interaction AVR-LFC. La deuxième partie sera réservé pour une présentation de la méthode d'optimisation Lemur Optimiser (LO).

Le quatrième chapitre est un chapitre d'Application, qui traitera un problème d'optimisation complexe : régulation en multizone avec insertion de véhicules électriques.

Ce chapitre va contenir aussi une analyse des résultats obtenus par l'application des stratégies de régulation proposées (PID, CPIDF-PDF, PID-FOPIDN), et une proposition d'une technique à base de logique floue CF-FOIDF pour améliorer l'adaptabilité du système.

Enfin, nous clôturons ce mémoire par une conclusion générale et des perspectives.

# ***CHAPITRE I***

**RESEAUX ET INTEGRATIONS DES  
VEHICULES ELECTRIQUE**

## I.1. Introduction

Dans un monde en constante évolution, où la technologie et l'innovation façonnent l'avenir de nos sociétés, l'énergie électrique se présente comme le pilier fondamental du développement.

L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, consommation constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable [4].

Avec l'avènement des véhicules électriques (VE), une nouvelle manière de mobilité durable s'ouvre, promettant de révolutionner non seulement notre façon de nous déplacer, mais aussi la manière dont nous interagissons avec le réseau électrique.

Les batteries des véhicules pourront servir au micro-stockage de l'énergie. En prévoyant la consommation électrique, le réseau pourra éviter les pics ou les creux de consommation; notamment en équilibrant l'offre et la demande en temps réel par le biais d'une tarification adaptée, des mécanismes d'ajustement et des moyens de stockage de l'énergie électrique [5].

Dans ce chapitre on va présenter des généralités sur les réseaux électriques aussi et exposer l'intégration des véhicules électriques

## I.2. Généralités sur les réseaux électriques

Le réseau électrique est construit et dimensionné pour produire et transporter l'énergie électrique des centres de production aux centres de consommation.

Il se compose d'éléments (générateurs, transformateurs, lignes...), plus ou moins nombreux selon la taille du réseau, interconnectés, formant un système complexe. Ils sont régis par des lois physiques qui rendent leur conduite complexe et délicate, car leur bon fonctionnement repose sur des équilibres à chaque instant, qui ne sont jamais acquis, et sur le respect d'innombrables contraintes techniques évoluant au cours du temps [6].

### I.2.1. Missions des réseaux électriques

Les réseaux électriques doivent assurer la stabilité de l'ensemble de la production, du transport et de la consommation. Ils mettent en œuvre des réglages pour maintenir l'équilibre en permanence entre l'offre et la demande d'électricité.

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{pertes}$$

De plus, le changement de la nature des consommateurs entre les différents niveaux, impose au réseau l'accomplissement d'autres missions à savoir :

- **La modification des niveaux de tensions :** Les postes électriques permettent de faire passer la tension d'un niveau à un autre grâce aux transformateurs.
- **La distribution et la répartition de l'énergie :** Les postes électriques répartissent l'énergie électrique entre les différents secteurs (résidentiel, industriel, etc.) en fonction des besoins [7].

### I.2.2. Structure et fonction d'un réseau électrique

Le réseau électrique est constitué de trois niveaux :

- Réseau de transport et d'interconnexion
- Réseau de répartition
- Réseau de distribution [6]

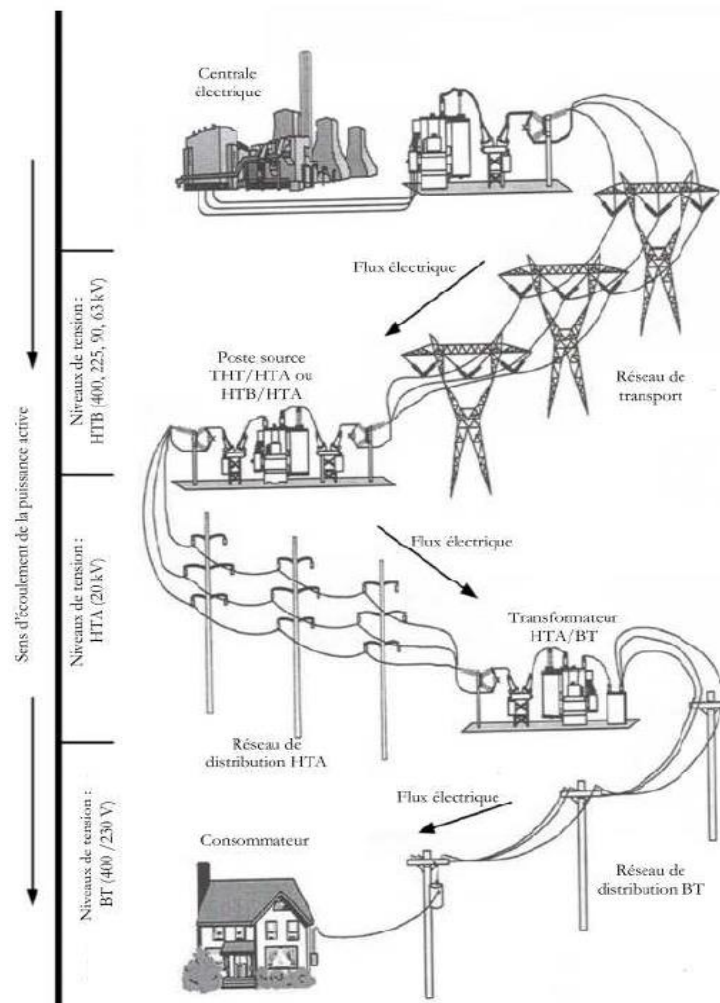


Figure I.1: Schéma global d'un Réseaux électrique [7]

### **I.2.2.1. Réseau de transport et d'interconnexion**

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Ces réseaux sont à très haute tension (63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico-économique des réseaux difficile.

La fonction d'interconnexion assure l'échange d'énergie entre les différentes centrales en service. Elle permet le dépannage des réseaux dans le cas de défaillance. Elle permet également d'optimiser les gains sur les coûts d'exploitation et rend plus régulières les conditions de marche des différentes centrales dans le cas où les pointes de consommations des zones interconnectées ne seraient pas simultanées. Par conséquent elle sert à atténuer les variations de fréquences et de tensions consécutives aux fluctuations de la consommation [7].

### **I.2.2.2. Les réseaux de répartition**

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation. Ces centres de consommation sont :

Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT ; Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire, etc.

Ils assurent cette fonction en permanence ; avec une structure maillée, même lors de la défaillance de certaines lignes de transport à structure bouclée [8].

### **I.2.2.3. Réseau de distribution**

Parmi les réseaux de distribution on distingue les Réseau de distribution à moyenne tension MT et les Réseau de distribution à basse tension BT. Ils ont principalement une structure radiale, arborescente, ou mixte. La mission de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux Points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique [4].

### I.2.3. La qualité d'énergie électrique

Le domaine de la qualité de l'énergie électrique se caractérise par deux grands axes de recherche : la mesure et l'analyse des perturbations électriques d'une part, et les solutions préventives d'autre part.

La qualité de l'énergie électrique est un indicateur de la santé des équipements électriques (bon fonctionnement, défaillance, durée de vie, ..., etc.) branchés sur le réseau.

**Qualité de l'électricité = Qualité de la tension + Continuité + la qualité de service**

- **Qualité de l'onde de la tension** : aptitude à alimenter de façon continue et satisfaisante les appareils qui utilisent l'électricité.
- **Continuité de fourniture**: elle est affectée par les interruptions fortuites, longues ou brèves, et les interruptions programmées. Elle se mesure par le nombre de coupures d'alimentation en un point donné : coupure/unité de temps.
- **Qualité de service** : elle caractérise la relation entre le gestionnaire ou fournisseur (sonelgaz) et l'utilisateur des réseaux [1]

### I.2.4. Les perturbations dans un réseau électrique

#### I.2.4.1. Creux de tension

Un creux de tension est une diminution de l'amplitude de la tension (de 10% à 90%) de la tension nominale pendant un temps allant de 10 ms à quelques secondes. Cette baisse d'amplitude peut dépasser les 90% de la tension nominale, il s'agit alors d'une coupure brève [4].

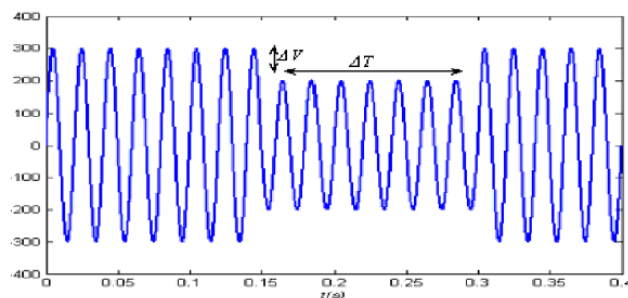


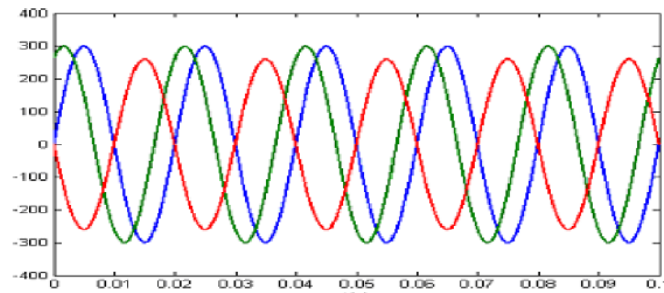
Figure I.2 : Forme de Creux de tension [4]

#### I.2.4.2. Déséquilibre de tension :

Cet indice sert à caractériser les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées en régime permanent. Le taux de déséquilibre de tension est défini, suivant la



méthode des composantes symétriques, comme le rapport existant entre le module de la composante inverse de la tension et celui de la composante directe [4].



*Figure I.3: Déséquilibre des tensions triphasées [4]*

#### **I.2.4.3. Surtensions**

Les phénomènes de surtensions sont, des phénomènes brefs aléatoires dans leur durée et dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale pendant une durée inférieure à une seconde [4].

#### **I.2.4.4. Variation de fréquence**

La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau est de 50 ou 60 Hz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales.

Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales. Comme cet équilibre évolue dans le temps, il en résulte de petites variations de fréquence dont la valeur et la durée dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production. Par ailleurs, le réseau peut être soumis à des variations plus importantes dues à des défauts ou des variations de charge ou de production qui causent des variations de fréquence temporaires dont l'amplitude et la durée dépendent de la sévérité de la perturbation [4].

#### **I.2.5. La Stabilité d'un réseau électrique**

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs. Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constante et dans les limites admissibles la valeur de la

fréquence; donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau [1].

#### **I.2.5.1. Stabilité angulaire**

Dans un réseau électrique, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques. Une machine qui a perdu le synchronisme sera débranchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système. [9]

#### **I.2.5.2. Stabilité de la fréquence**

Ce type de stabilité représente la capacité du système de puissance de maintenir sa fréquence nominale (50Hz ou 60Hz) suite à des perturbations. L'instabilité de fréquence peut être causée par la perte d'un générateur important, suivie par un rejet de production ou un délestage de charge inefficace [1].

#### **I.2.5.3. Stabilité de tension**

La stabilité de tension implique une échelle de temps plus longue que la stabilité angulaire. Cette catégorie de stabilité représente la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, suite à des perturbations. La stabilité de tension est étroitement reliée à la caractéristique des charges électriques.

Par exemple après la perte d'une ligne d'interconnexion importante, si la demande de puissance réactive des charges n'est pas réduite, les générateurs doivent augmenter leurs puissances générées. Cette augmentation des transits de puissance rend le réseau plus affaibli et, par conséquent, les tensions continuent à baisser.

Enfin, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories :

### A. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

Stabilité de tension aux petites perturbations se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables après avoir subi des petites perturbations telles que la variation de la charge du système.

### B. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit, etc [9]

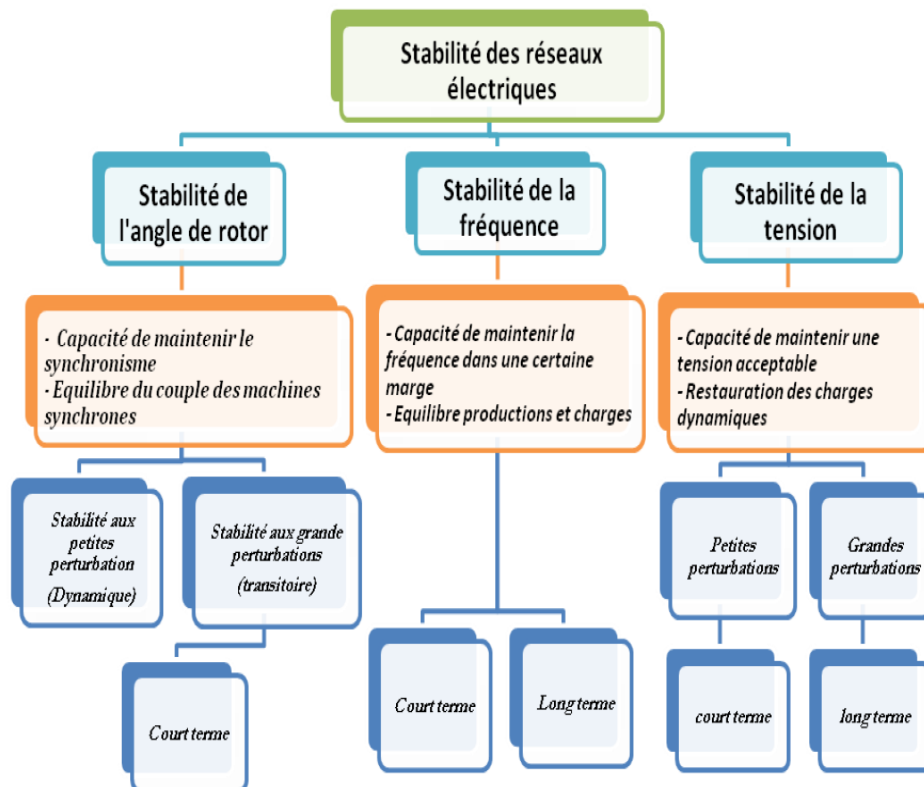


Figure I.4: Différents types de stabilité d'un système électrique [9]

#### I.2.6. Enjeux pour le système électrique et les utilisateurs

Les risques encourus par les utilisateurs du réseau et par RTE en cas de variations importantes de fréquence et de tension sont les suivants :

- Pour l'utilisateur final, hors des plages normalisées de fréquence et de tension pour lesquelles les appareils ont été conçus pour fonctionner, ces derniers peuvent avoir un fonctionnement perturbé, voire se détériorer.

- Pour les producteurs, le bon fonctionnement des unités de production peut être perturbé si la tension et de la fréquence ne sont pas maintenues dans certaines plages.
- Pour les Gestionnaires de Réseau de Distribution, les variations importantes de la fréquence peuvent conduire au fonctionnement des relais de délestage fréquence métrique.
- Pour RTE, la maîtrise de la tension et de la fréquence lui permet de contrôler les risques pour les matériels et la sûreté du système. Cette maîtrise contribue en particulier à éviter l'apparition de grands incidents (une bonne partie de ces derniers ont pour origine des écroulements de la fréquence ou de la tension) [10].

### **I.2.7. Performances du réseau public de transport**

Les engagements de RTE en matière de plages de tension et de fréquence en régime normal sont précisés.

#### **Plages de tension en régime normal**

En exploitation, au point de raccordement d'une installation, les plages normales de variation de tension du réseau sont :

- De 360 à 420 kV pour le réseau 400kV (la tension nominale est de 400 kV),
- De 198 à 245 kV pour le réseau 225kV (la tension nominale est de 220 kV).
- +/- 8 % de la tension contractuelle pour le réseau 90kV (la tension nominale est de 90 kV), sans dépasser 100 kV.
- +/- 8 % de la tension contractuelle pour le réseau ayant une tension nominale de 63, 45 et 42 kV.

#### **Plages de fréquence en régime normal**

- En exploitation, la plage normale de variation de fréquence sur la zone synchrone continentale européenne est définie par l'article 127 et l'annexe III du code SOGL comme étant la plage [49,95 Hz ; 50,05Hz].
- De plus, les capacités de réserves requises pour la zone continentale européenne permettent de compenser un déséquilibre instantané de puissance inférieur ou égal à l'incident de référence (3 000 MW d'écart positif ou négatif), qui peut conduire à une déviation de fréquence maximale en régime permanent de + /- 200 mHz, pendant 15 minutes ou moins (hors survenue d'un nouveau déséquilibre) [10].

### **I.2.8. Moyens mis en œuvre pour atteindre les performances**

Pour maintenir la tension et la fréquence dans les plages contractuelles, RTE met en œuvre un certain nombre de mesures :

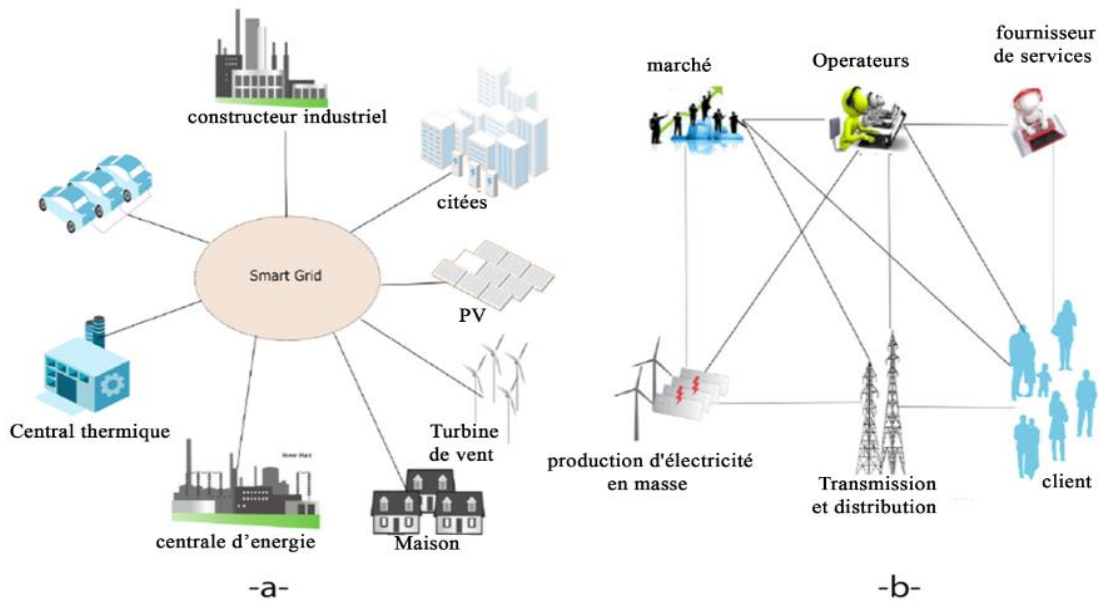
- Installation de dispositifs de réglage de la tension dans les postes de transformation de RTE afin de limiter les variations de l'amplitude de la tension.
- Prescriptions pour l'installation d'un système de réglage automatique de la tension et de la fréquence au niveau des unités de production, basé sur des automatismes locaux et régionaux.
- Installation de batteries de condensateurs HTB dans les postes de RTE et de batteries de condensateurs HTA dans les postes sources des distributeurs.
- Installation de bobine pour absorber le réactif
- Constitution d'un niveau de réserve adéquat au niveau des installations de production pour le bon fonctionnement du réglage automatique de la fréquence.
- Elaboration d'un plan de délestage, en collaboration avec les distributeurs et les consommateurs de forte puissance, permettant en dernier recours de maintenir ou rétablir l'équilibre production-consommation par des actions manuelles ou automatiques de réduction sélective de la consommation (délestage préventif, délestage rapide, télé délestage de secours, délestage fréquence métrique...) [10].

### **I.2.9. Les réseaux intelligents ou Smart Grid**

Le réseau intelligent « Smart Grid » (SG) est vu comme un moyen novateur qui permet aux fournisseurs d'électricité de changer leurs habitudes de production et de distribution et d'inciter les clients à mieux consommer l'énergie. Le SG est un réseau électrique qui relie comme d'habitude les fournisseurs et les consommateurs d'énergie et améliore l'interconnexion en garantissant une fourniture d'électricité efficace, sûre et durable sur le plan économique. Dans le réseau intelligent, l'utilisation des technologies de l'information et de la communication, comme le montre la figure I.5-a-, est de plus en plus accentuée afin que la demande et l'offre de l'électricité soient gérées de manière à répondre aux différents objectifs de société.

Le réseau intelligent est vu comme une composante essentielle de l'introduction massive des énergies renouvelables et intègre non seulement les innovations technologiques, mais également des ajustements sociaux, comportementaux, institutionnels et politiques. Il est un élément clé de la transition énergétique durable qui vise à atténuer le changement climatique, à renforcer la sécurité énergétique et à empêcher la montée des prix incontrôlés de l'électricité.

Une autre particularité que l'on observe dans SG comme le montre la figure I.5 -b- et que l'énergie n'est plus transmise de manière unidirectionnelle (c'est-à-dire des centres de productions vers les consommateurs), mais plus tôt de manière bidirectionnelle. Les clients peuvent aussi injecter leurs énergies produites dans le réseau électrique. C'est le cas des installations photovoltaïques, des éoliennes, des énergies hydrauliques, des centrales thermiques, des véhicules électriques, etc [11].



*Figure I.5: Architecture d'un réseau intelligent [11]*

Il offre la possibilité aux producteurs d'électricité d'ajuster ou d'influencer la consommation des clients en fonction de la puissance locale produite par les sources décentralisées ou en fonction du prix de la puissance ou de l'énergie.

Parmi les acteurs qui participent dans le SG, nous avons cité entre autres, les VES qui retiennent notre attention dans le présent travail. En effet, la population européenne devrait se procurer d'avantage des VES grâce aux incitatifs du gouvernement. Cette nouvelle perspective ajoutera un lot considérable de VES qui, à son tour, nécessitera une puissance additionnelle auprès du réseau électrique pour répondre au besoin de la recharge des batteries. Néanmoins, ces véhicules qui se retrouveront dans le stationnement des bâtiments ou des immeubles pendant de longues périodes représenteront une réserve d'énergie importante. Les producteurs d'électricité pourront utiliser cette puissance additionnelle pour réduire les pics de puissances sur le réseau. La recharge des batteries pourrait être décalée ou programmée pendant les périodes creuses ou lors des périodes de forte production des sources décentralisées [11].

### I.3. Véhicules électriques et réseaux

#### I.3.1. Concept du EV et V2G

##### I.3.1.1. Véhicule électrique

Est un véhicule dont la propulsion est assurée par un moteur fonctionnant exclusivement à l'énergie électrique, à la différence des véhicules hybrides, disposant fréquemment de deux moteurs dont un électrique [11].

##### I.3.1.2. Le Véhicule-to-Grid (V2G)

Représente une avancée majeure dans l'intégration des véhicules électriques (VE) au réseau électrique. Cette technologie permet aux VE de jouer un rôle actif en tant que ressources énergétiques flexibles, offrant d'importants avantages.

Le V2G repose sur le principe de la recharge bidirectionnelle, où le réseau peut utiliser l'énergie stockée dans les batteries des véhicules. En d'autres termes, le V2G offre la possibilité de charger ou décharger la batterie d'un véhicule électrique (ou hybride) en fonction des besoins, de la demande et de la capacité du réseau électrique.

Dans le cadre du V2G, différents systèmes interagissent de manière coordonnée, notamment les véhicules électriques eux-mêmes, l'infrastructure de charge et le réseau électrique. Les véhicules électriques communiquent avec l'infrastructure de charge pour établir les conditions de charge et de décharge, tandis que cette dernière régule les flux énergétiques entre les véhicules électriques et le réseau. Mais, avant d'aller plus loin, on s'impose ces concepts:

- **Le V1G** : il s'agit de la recharge intelligente à sens unique, où le véhicule est uniquement chargé depuis le réseau électrique.
- **Le V2G (Vehicle-to-Grid)** : cette approche relie les véhicules électriques au réseau afin de répondre aux pics de demande, en utilisant l'énergie stockée dans les batteries des véhicules.
- **Le V2H (Vehicle-to-Home) et le V2B (Vehicle-to-Building)** : ces concepts permettent de réinjecter une partie de l'énergie stockée dans les véhicules vers le réseau domestique en cas de coupure de courant ou de besoins énergétiques spécifiques au bâtiment [12].

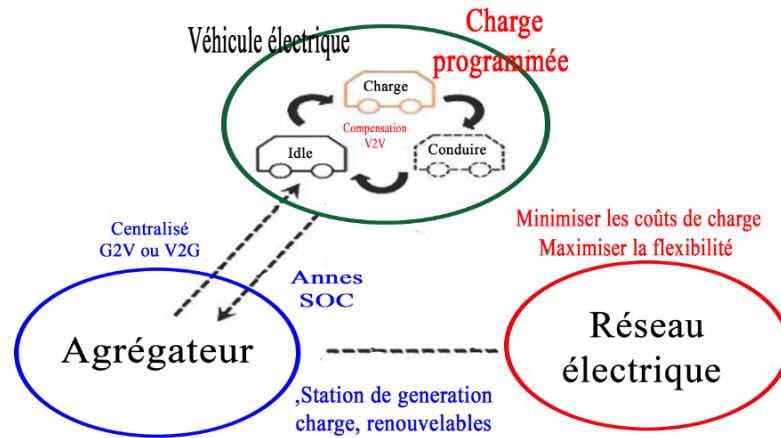


Figure I.6: Exemple d'une structure V2G [11]

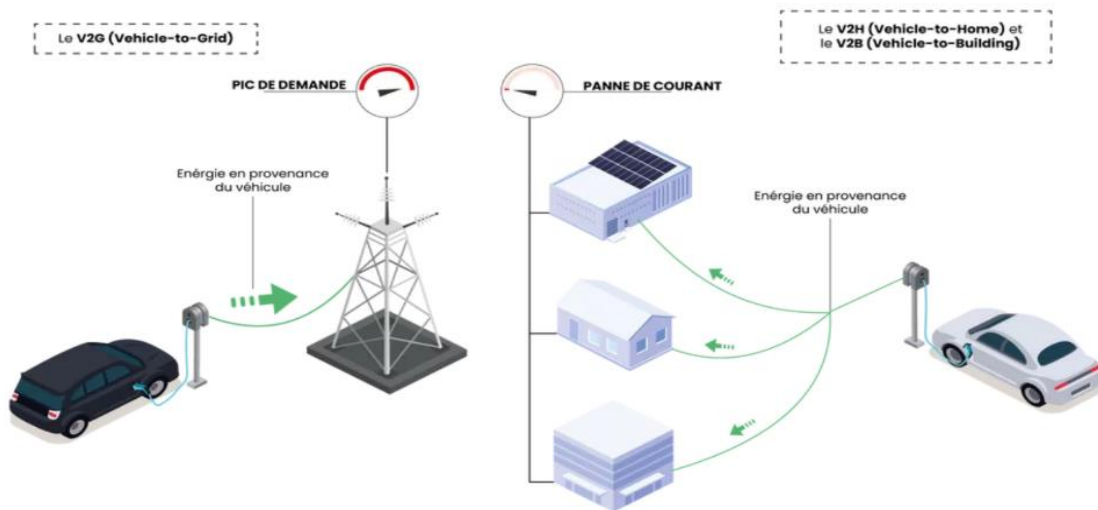


Figure I.7: Les scenarios d'usage du V2G, V2B, V2H [12].

### I.3.1.3. Description V2G

Un système V2G est composé d'un ou plusieurs véhicules connectés au réseau électrique d'un bâtiment ou d'une infrastructure d'un producteur d'énergie par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs agrégateurs comme nous le montre la figure ci-dessous.

L'agrégateur est un facteur important dans la réalisation de V2G, il est une nouvelle entité sur le marché de l'énergie. L'agrégateur sert d'intermédiaire entre les services publics et les véhicules électriques dont les tâches sont liées au contrôle et à la gestion du programme de décharge et charge des VES ainsi qu'à la responsabilité de la coordination de la participation des VES au marché électrique dans un réseau de distribution d'énergie électrique. La recherche de systèmes de facturation rentables dans une zone donnée devrait également être l'un des principaux rôles des agrégateurs, car le V2G est logique dans les scénarios agrégés, c'est-à-dire



qu'une grande flotte de véhicules électriques est intégrée au réseau du système électrique pour un stockage supplémentaire de l'énergie.

Actuellement, Le V2G se développe à plusieurs niveaux comme nous le montre la figure I.8, c'est-à-dire qu'on peut l'appliquer au niveau du domicile en parlant du véhicule à domicile (V2H). Il est aussi utilisé entre deux ou plusieurs véhicules. On parle de véhicule à véhicule (V2V) dont le principe repose sur le transfert de puissance. Un véhicule peut transférer une partie de sa puissance vers l'autre véhicule ou les véhicules peuvent se connecter ensemble et alimenter un onduleur. Le principe du V2G s'applique également au niveau du bâtiment sous l'appellation de véhicule au bâtiment (V2B).

V2G est aussi utilisé pour signifier l'interaction d'un nombre important des VES avec le réseau du distributeur. En effet, il s'agit des échanges bidirectionnels à grande échelle. Toutes ces applications utilisent l'énergie des batteries des VES pour réduire la consommation. Aujourd'hui, la technologie permet une interaction dans les deux sens lorsqu'un VE est branché au réseau électrique. En effet un bâtiment dont les véhicules sont branchés sur son réseau électrique peut se servir de l'énergie de VE pour réduire ses appels de puissance [11].

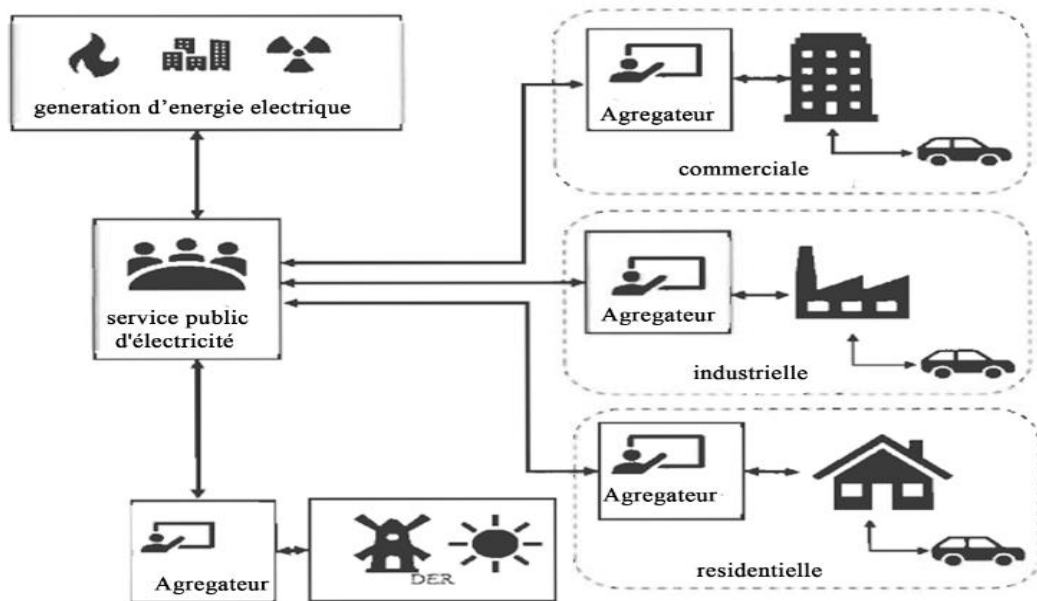


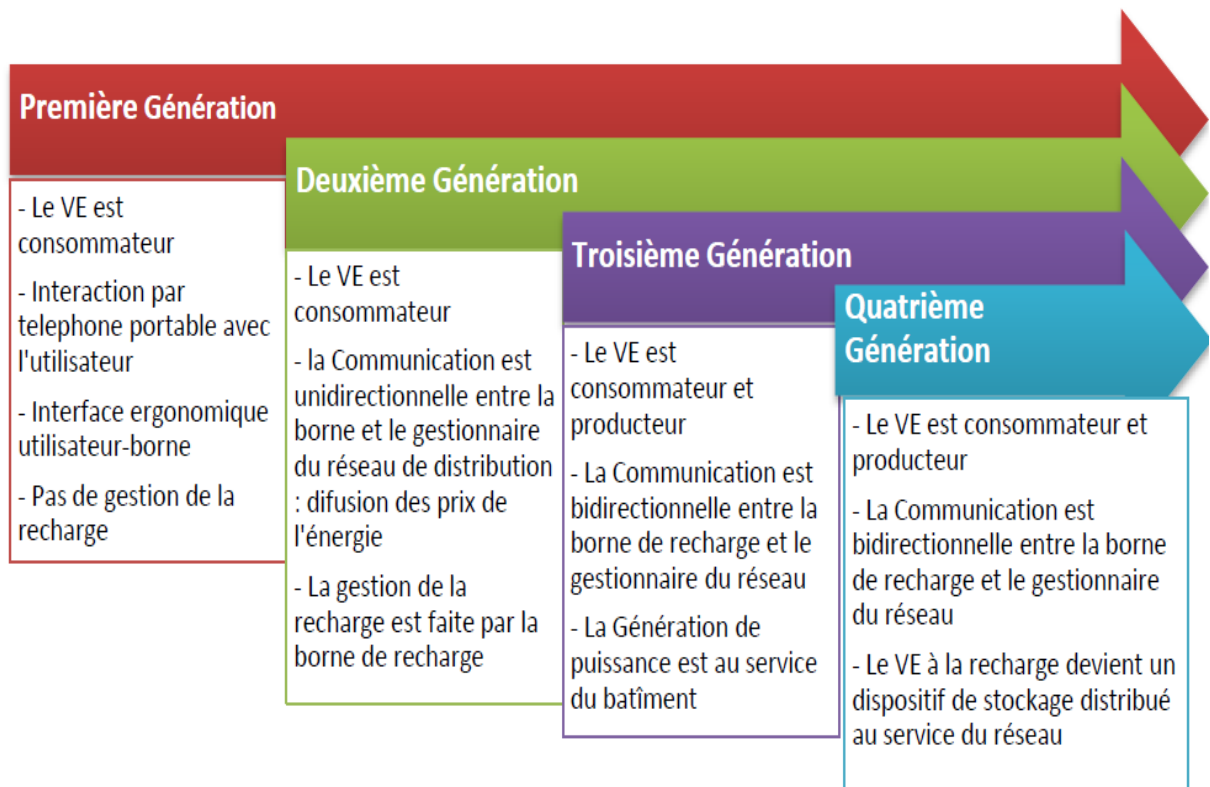
Figure I.8: Différentes options du V2G [11]

### I.3.2. Interactions Véhicule/Réseau (Vehicle-to-Grid V2G)

#### I.3.2.1. Evolution de la technologie

Comme cela a déjà été dit, le V2G fait partie des perspectives qui entourent le VE comme charge active du réseau. Dans ce contexte, des chercheurs ont proposé une tendance de la

recherche, illustrée sur la Figure I.9 Dans cette projection quatre générations des EVs sont envisageables [5].



**Figure I.9: Projection de l'évolution des interactions entre le véhicule et le réseau électrique [5]**

La première génération tient compte de l'état actuel du EV et des bornes de recharge en fonction de la technologie des EVs et des codes actuels. Le EV est seulement consommateur d'énergie et la communication avec l'utilisateur est limitée à des ordres et délais de recharge via une interface homme machine.

La deuxième génération serait caractérisée par le besoin de gestion de la recharge vu le nombre croissant des EVs et de leur concentration dans de zones spécifiques du réseau. Le flux de puissance serait encore unidirectionnel, par contre, la gestion de la recharge demanderait une amélioration de la communication :

- De la part du réseau, l'envoi du prix de l'énergie via un concentrateur de données ;
- De la part de la borne de recharge, la gestion de la recharge.

Le passage à la troisième génération serait caractérisé par l'apparition de flux bidirectionnels de puissance active, ce qui serait possible grâce à l'évolution de l'électronique de puissance au niveau des chargeurs et grâce à la communication entre le VE, la borne, les

charges et les générateurs dans le voisinage du bâtiment. Dans cette étape le VE serait un acteur non négligeable dans les micro-réseaux.

La quatrième génération du V2G représente la maturité. Avec la capacité de communication avec le réseau électrique, le EV deviendrait un nœud de stockage distribué d'énergie permettant donc la récupération d'énergie du réseau quand elle est moins chère ou lorsqu'elle vient des sources renouvelables. Le lissage de la pointe de consommation, la régulation de tension, les réserves primaires et secondaires, et autres services systèmes seraient envisageables [5].

### I.3.2.2. Verrous des interactions entre le véhicule électrique et le réseau électrique

#### A. Niveau socio-économique

Les verrous socio-économiques concernent les acteurs dans le V2G. Ce sont notamment le réseau électrique, les constructeurs de VEs et les utilisateurs.

- Du côté du réseau électrique, les barrières du V2G sont la disponibilité du capital d'investissement et le fait que le marché de l'énergie est très régulé et restreint.
- Du côté des constructeurs des VEs, l'utilisation de la batterie pour un but autre que celui de la propulsion affectera la performance garantie par le constructeur à cause de l'augmentation des cycles de charge-décharge.
- Du côté des utilisateurs, la question est d'où vient la motivation de participer au marché de l'énergie à travers le V2G? Comment le V2G affecte le confort des utilisateurs? Les sciences humaines et sociales ont un rôle non négligeable à jouer dans l'acceptabilité sociale et les modèles comportementaux humains [5].

#### B. Niveau technologique

Au niveau technologique les verrous peuvent être classifiés en quatre grands axes:

- Du côté de la **batterie**, les contraintes consistent en l'impact des cycles de charge-décharge sur la durée de vie et le comportement thermique de la batterie;
- Du côté du **chargeur**, les défis consistent en le développement industriel de chargeurs avec un onduleur bidirectionnel ouvert à des consignes venant soit du gestionnaire du réseau, soit du gestionnaire d'énergie domestique. Il y a aussi des contraintes dues au stress sur les composants des étages d'électronique de puissance. L'injection de puissance demanderait aussi

au VE de respecter les protocoles de protection de découplage, inspirés par ceux qui existent déjà pour le PV en basse tension.

- Du côté de la **borne de recharge** les verrous consistent en l'étude des impacts du flux bidirectionnel de puissance et le protocole de communication avec le VE, avec le réseau électrique, avec le bâtiment...

- Au niveau du **réseau** les verrous technologiques sont multiples. Dans un premier temps, un ordre de contrôle venant du réseau sera nécessaire. Ceci peut être un signal de puissance ou tarifaire. De plus, le gestionnaire de réseau électrique devra déployer un réseau de communication interconnectant les participants au système V2G. Les compteurs devraient être adaptés de la même façon pour la gestion au niveau de la maison en mettant le VE comme variable de stockage.

- Les services système du réseau doivent être adaptés à la disponibilité des VEs. Comme cela a déjà été mentionné, l'impact du VE sur la qualité de l'énergie doit être caractérisé pour déterminer le profit exploitable vis-à-vis du V2G [5].

### I.3.2.3. Améliorations du réseau électrique avec le V2G

Après la mise en place du système V2G avec une méthode de contrôle et une technique d'optimisation, les VES peuvent fournir aussi certains services au profit du fournisseur d'électricité ou au réseau électrique du bâtiment auquel ils sont raccordés. Il s'agit de [5]:

- **Réserve tournante:** la réserve tournante est l'énergie supplémentaire disponible pour augmenter la capacité des unités de production d'énergie. Cette énergie est fournie au réseau électrique en cas de besoin ou pour le maintien de l'équilibre production consommation. Le V2G peut servir de réserve en rotation dans ce scénario. L'énergie stockée dans les VES qui sont connectés au réseau fournit une capacité de production supplémentaire et peut compenser les pertes de production.

- **Réduire la charge de pointe du réseau électrique et niveler la courbe de charge:** La réduction de la pointe en utilisant le V2G, c'est-à-dire utiliser l'énergie des batteries pour baisser la puissance de pointe permettra d'éviter les inconvénients. D'où, une efficacité énergétique associée à de gams d'énergie pourra être observée tout en évitant la surcharge et le vieillissement prématuré du réseau électrique.

- **Maintien de la tension:** le maintien de la tension est un facteur essentiel pour le fonctionnement et la fiabilité du réseau électrique. Une des méthodes utilisées pour réguler la tension est l'utilisation d'un compensateur à induction et capacité. Cependant, avec la

technologie V2G, il est possible d'obtenir une régulation de la tension et une correction de la puissance à l'aide des chargeurs bidirectionnels des VE.

- **Harmoniques:** Des charges non linéaires connectées au réseau électrique injectent des harmoniques de courant dans le réseau, compromettant ainsi la qualité de l'énergie. Aussi, les chargeurs des VE font également partie des charges non linéaires qui injectent des harmoniques dans le réseau électrique. Cependant, avec une commande appropriée des chargeurs des VE, ils peuvent être utilisés comme filtres actifs pour filtrer les harmoniques générés par charges non linéaires.

- **Soutien aux ressources en énergies renouvelables:** l'intégration des ressources en énergies renouvelables dans le réseau électrique est limitée par les systèmes de stockage d'énergie disponible. Cela provoque un problème d'intermittence dans les sources d'énergie renouvelables connectées au réseau électrique.

Le Système V2G peut résoudre le problème de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables. Les VES peuvent être rechargés en cas de production excédentaire à partir de sources d'énergie renouvelable et déchargés lorsque les ressources en énergie renouvelable ne génèrent pas suffisamment d'énergie. Étant donné que V2G peut résoudre le problème de stockage d'énergie [5].

### I.3.3. Méthode de contrôle dans le V2G

Deux méthodes de contrôle ressortent dans la plupart des recherches dans le domaine du V2G :

- **La première est la méthode « centralisée contrôlée »** dans laquelle la stratégie est supervisée par un contrôleur unique. Par exemple, l'énergie commune des VES disponible dans une région est programmée puis contrôlée pour répondre à la demande des réseaux électriques et à l'inverse, elle est utilisée pour recharger les VES. Il existe des stratégies de gestion appliquées par les fournisseurs d'électricité qui utilisent l'agrégateur dans cette méthode pour obtenir l'écêtement des pics de puissance et la recharge pendant les périodes creuses.
- **La seconde est la méthode « contrôle distribué »** qui n'a pas de contrôleur central ou d'agrégateur qui gèrent la charge et la décharge des VES. Les propriétaires de VE établissent leur propre profil de charge en fonction de leurs besoins [11].

### **I.3.4. Impacts de l'intégration du VE sur le réseau électrique**

Bien que les VES comportent plusieurs avantages, des inquiétudes ont été exprimées concernant la fiabilité du réseau électrique en raison de l'utilisation croissante des VES à l'avenir. L'intégration d'un grand parc de VE dans le réseau de distribution entraîne des conséquences potentiellement négatives. Ces impacts doivent être pris en compte dans la conception et l'application du système V2G. Les impacts concernant le réseau électrique dus au grand nombre de véhicules électriques dans le réseau de distribution incluent le profil de charge, les composants du système, le déséquilibre de phase et le profil de tension, les harmoniques et la stabilité du réseau du système électrique.

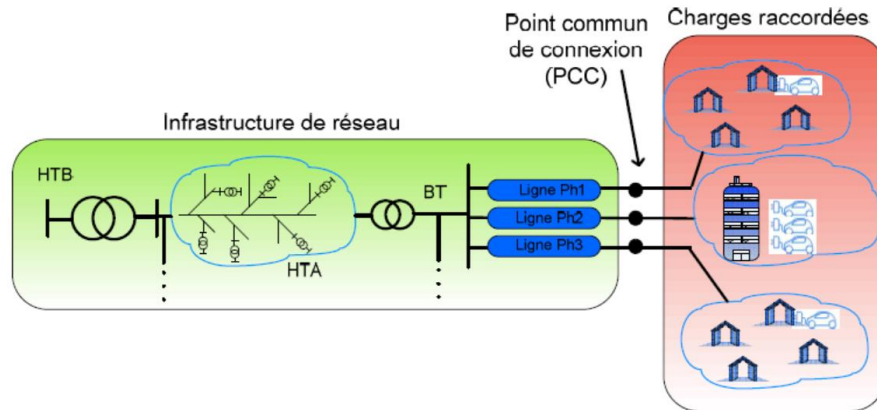
La qualité d'énergie serait aussi affectée par l'introduction des EVs. L'impact sur les niveaux de tension ne sera pas considérable, compte tenu d'un taux d'insertion des EVs entre 2% et 8% du marché de l'automobile. L'augmentation de la consommation est un problème de planification, ce qui fait que les gestionnaires du réseau de distribution ont déjà l'expérience nécessaire pour éviter les baisses de tension lors de taux d'insertion plus élevés.

En termes d'harmoniques de tension, des travaux de recherche ont été menés depuis les années 80. Les effets sur la distorsion en tension dus aux différents types de chargeurs ont été comparés à partir de trois scénarios différents de connexion au réseau. Les résultats des expériences permettent d'estimer que l'impact sur les harmoniques de tension pour un seul chargeur est négligeable.

En ce qui concerne les harmoniques de courant, les chargeurs de EVs devront s'adapter aux normes de qualité d'énergie. Les tests réalisés montrent que le taux de distorsion harmonique dépasse la limite établie par la norme en fonction du nombre des chargeurs connectés. Les chargeurs de EVs seront la source d'harmoniques en courant la plus importante en fin de journée chez les particuliers [5].

### **I.3.5. Les effets du VE sur la qualité d'énergie dans le réseau résidentiel**

La plupart des perturbations de la qualité d'énergie dans un réseau résidentiel ont deux origines possibles: les charges raccordées et l'infrastructure des réseaux qui amènent l'énergie jusqu'au point de raccordement. Celles-ci dégradent la qualité d'énergie fournie par le réseau à cause de ses non-linéarités, ses composantes harmoniques, le haut débit de consommation, leurs transitoires et le caractère aléatoire de la connexion [5].



*Figure I.10: Sources de perturbations mesurées dans un point de connexion commun [5].*

Ainsi, comme illustré sur la Figure I.10, ces perturbations peuvent venir d'une seule charge ou de plusieurs charges et affecter le point de connexion commun (PCC) au réseau BT. Le VE serait notamment une de ces charges qui causerait différentes perturbations [2].

#### **I.4. Conclusion**

Pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité des matériels, la tension et la fréquence doit être maintenue dans des limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques. Ces limites sont définies dans chaque pays selon le type de réseau en fonction de son niveau de tension et de fréquence. La tenue de ces derniers est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux.

# ***CHAPITRE II***

**REGLAGE DE LA TENSION ET DE LA  
FREQUENCE EN PRESENCE DES  
VEHICULE**



## II.1.Introduction

Le réglage de la tension et le contrôle de la fréquence sont des opérations cruciales dans de nombreux domaines, notamment en ingénierie électrique, en automatisation industrielle et en électronique de puissance. La tension et la fréquence sont deux paramètres fondamentaux qui déterminent la performance et la stabilité des réseaux électriques. Les technologies et les méthodes utilisées permettent un contrôle précis et adaptable des paramètres pour répondre aux besoins spécifiques.

Les systèmes LFC (Load Frequency Control) et AVR (Automatic Voltage Régulation) jouent un rôle essentiel dans la gestion des réseaux, en assurant le contrôle de la puissance active, c'est-à-dire la fréquence, et de la puissance réactive, c'est à dire la tension, afin de maintenir ces valeurs dans des limites acceptables pour les besoins des consommateurs et la stabilité des réseaux.

Dans ce chapitre, nous explorerons l'effet des perturbations sur les systèmes AVR et LFC, ainsi que la manière dont la présence des régulateurs utilisés (PID, Cascade, Floue) peut aider à améliorer la stabilité de ces systèmes.

## II.2.Réglage de la tension et de la fréquence

### II.2.1. Réglage de la tension

Le réglage de la tension est constitué par l'ensemble des moyens permettant de contrôler la tension en tout point du réseau, depuis les groupes de production jusqu'aux appareils d'utilisation.

Le contrôle de la tension présente deux aspects : Assurer dans l'espace (c'est-à-dire en chaque point du réseau) et dans le temps (régimes dynamiques) que la valeur de la tension reste, pour chaque niveau de THT à la BT, dans les plages admissibles [13].

#### II.2.1.1. Enjeux liés à la régulation de la tension

Les enjeux majeurs liés à la régulation de la tension comprennent :

##### A. Stabilité du réseau

Une tension stable contribue à maintenir la stabilité du réseau électrique en minimisant les fluctuations de la tension qui pourraient provoquer des déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité.

## **B. Qualité de l'énergie**

Une tension stable garantit la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. Cela se traduit par un fonctionnement fiable des équipements électriques et une réduction des perturbations telles que les variations lumineuses, les coupures intermittentes, les chutes de tension, etc.

## **C. Économies d'énergie**

Une régulation précise de la tension permet d'optimiser l'utilisation de l'énergie en évitant les surtensions et les sous-tensions, ce qui contribue à des économies d'énergie et à une meilleure efficacité globale du réseau.

## **D. Gestion de la puissance réactive**

La régulation de la tension implique également la gestion de la puissance réactive, qui joue un rôle important dans le maintien de la tension stable. Une mauvaise gestion de la puissance réactive peut entraîner des perturbations de la tension et de la stabilité du réseau.

Pour faire face à ces enjeux, différentes méthodes et dispositifs sont utilisés pour réguler la tension dans les réseaux électriques. Ces méthodes comprennent le réglage de la tension au niveau des centrales électriques, à l'aide des régulateurs de tension automatiques (AVR), et la gestion de la puissance réactive grâce à des compensateurs et des réacteurs au niveau des postes de distribution [14].

### **II.2.1.2. Mode de réglage de la tension**

Trois types de réglages existent à savoir:

#### **A. Réglage primaire de la tension (les premières secondes après perturbation)**

La régulation de la tension dans un réseau électrique dépend exclusivement des alternateurs, qui sont capables de fournir de la puissance réactive. Le régulateur primaire de tension (AVR) ajuste automatiquement la puissance réactive fournie en fonction de la tension. Il agit sur la tension d'excitation de l'alternateur. Cette régulation est effectuée localement.

Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires

des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension [8].

### B. Réglage secondaire de la tension (endéans les 15 minutes après perturbation)

Le principe du Réglage Secondaire de la tension (RST) consiste à organiser le réseau en zones de réglage et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « point pilote ». Un calculateur centralisé situé dans le dispatching régional élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande  $N_{RST}$ , appelé niveau, pouvant varier entre  $-1$  et  $1$ . Pour chaque zone, le niveau correspondant est envoyé à l'ensemble des groupes réglants de la zone et est transformé localement en variations de tension de consigne appliquées au régulateur primaire de tension [13].

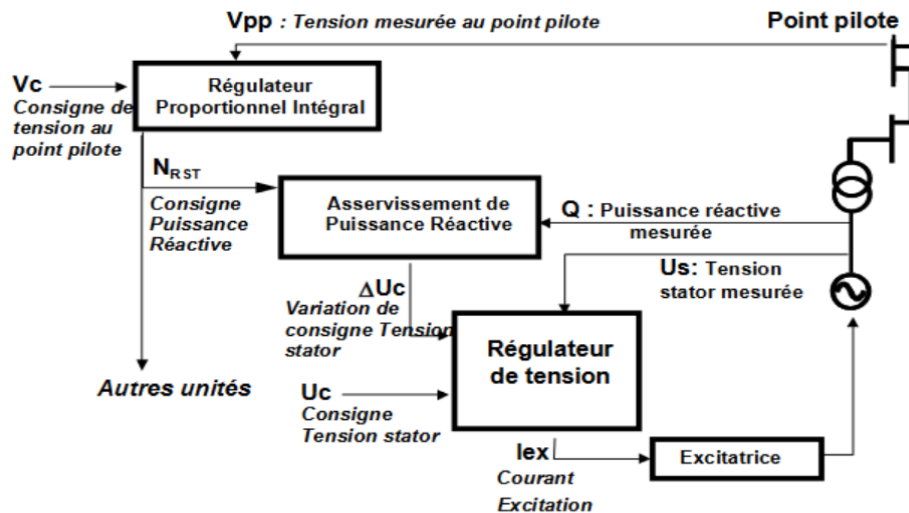


Figure II.1: Réglage Secondaire de la Tension [13]

### C. Réglage tertiaire de la tension (dans les 15 à 30 minutes après perturbation)

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes.

Les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants :

- ✓ Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté ;
- ✓ Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels ;
- ✓ Minimiser les pertes et les coûts de production ;

- ✓ Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un flux de puissance optimal, en tenant compte des critères précédemment cités.

La figure II.3 donne une synthèse sur les différents réglages de la tension du réglage primaire jusqu'à au réglage tertiaire [8].

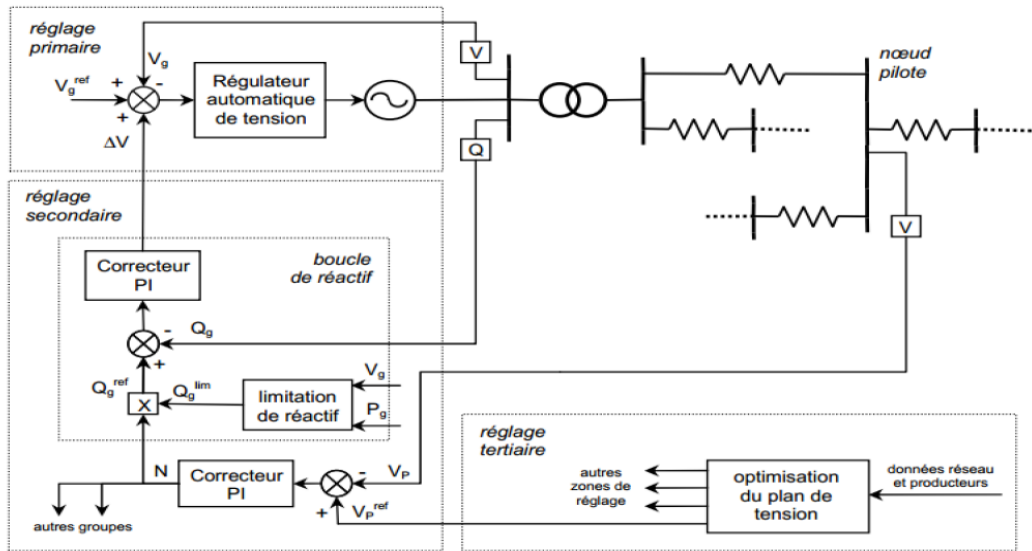


Figure II.2: Organisation du réglage hiérarchisé de tension [8]

## II.2.2. Contrôle de la fréquence

Tout déséquilibre énergétique se traduira par un changement instantané de la fréquence du système.

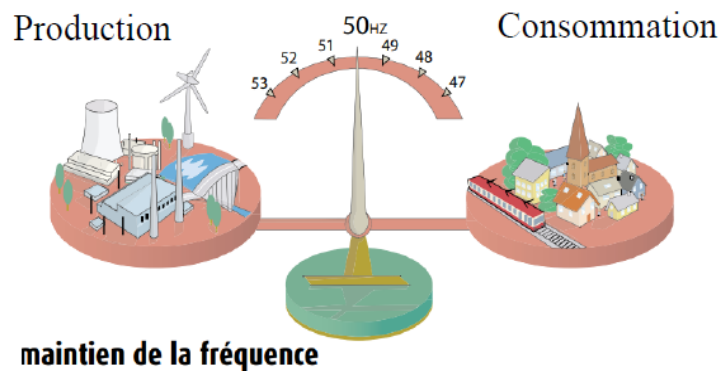
### II.2.2.1. Les enjeux liés au contrôle de la fréquence

Dans cette section, nous examinerons les principaux enjeux liés au contrôle de la fréquence et les raisons pour lesquelles ils revêtent une importance cruciale.

#### A. Stabilité du réseau

La fréquence du réseau électrique est directement liée à l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Toute variation significative de la fréquence peut indiquer un déséquilibre entre l'offre et la demande, ce qui peut compromettre la stabilité du réseau. Le

contrôle de la fréquence vise donc à maintenir cet équilibre pour assurer une alimentation électrique stable et fiable [14].



*Figure II.3: équilibre production/consommation [14]*

### **B. Synchronisation des réseaux interconnectés**

Les réseaux électriques peuvent être interconnectés sur de vastes zones géographiques pour faciliter le partage de l'énergie. Cependant, cela nécessite une coordination étroite pour assurer la synchronisation des fréquences entre les différents réseaux. Le contrôle de la fréquence permet de garantir cette synchronisation, ce qui est crucial pour une transmission d'énergie efficace et une intégration harmonieuse des réseaux.

### **C. Gestion des variations de charge**

Les fluctuations de la demande d'électricité, dues aux changements de charge ou aux pics de consommation, peuvent influencer la fréquence du réseau. Un contrôle efficace de la fréquence est nécessaire pour compenser ces variations et maintenir la stabilité du système électrique, évitant ainsi des conséquences néfastes telles que des coupures de courant ou des dommages aux équipements.

### **D. Intégration des sources d'énergie renouvelable**

Avec la transition vers des sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie de véhicule électrique, le contrôle de la fréquence devient encore plus critique. Ces sources d'énergie sont intermittentes par nature et peuvent entraîner des fluctuations dans la production d'électricité. Il est donc essentiel de mettre en place des mécanismes de contrôle de la fréquence pour compenser ces variations et maintenir une fréquence stable [14].

### II.2.2.2. Mode de Contrôle de la fréquence

Le réglage de la fréquence est réalisé à l'aide de trois groupes d'actions distinctes qui se différencient par leurs temps de réponse respectif [2].

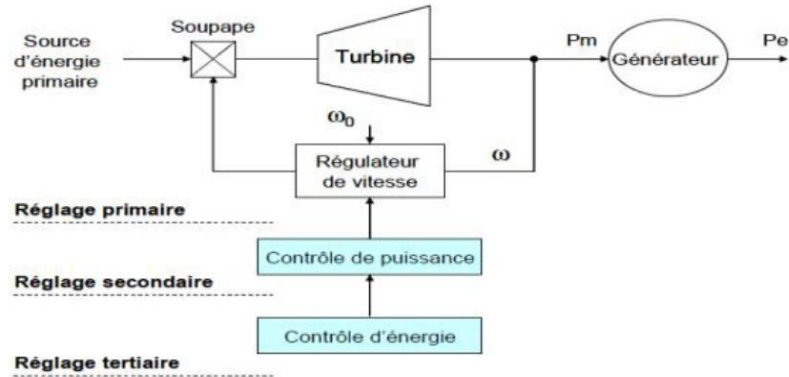


Figure II.4: Régulation hiérarchique de la fréquence. [2]

#### A. Contrôle primaire de la fréquence

Le réglage primaire est mis en œuvre par les utilisateurs du réseau, principalement par les installations de production.

Pour les installations de production, le réglage primaire est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui agissent en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupe (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne par suite d'un déséquilibre entre la production et la consommation de l'ensemble du système national.

Pour chaque groupe  $j$  participant au réglage primaire de fréquence, la loi de réglage statique de la variation de puissance mécanique résultant de l'action du régulateur de vitesse doit être de la forme :

$$P_j - P_{cj} = -K_j(f - f_0) \quad \text{II.1}$$

Où

$f$  : est la fréquence du réseau correspondant au fonctionnement à la puissance  $P_j$ .

$f_0$  : est la fréquence de consigne du réseau.

$P_j$  : est la puissance débitée par le groupe  $j$ .

$P_{cj}$  : est la puissance programmée du groupe  $j$  pour la fréquence  $f_0$ .

$K_j$  : est l'énergie réglant du groupe  $j$

Toute installation de production ayant la capacité constructive de participer au réglage primaire de fréquence doit pouvoir mettre à disposition, en cas de baisse de la fréquence, une réserve de puissance active, dite « réserve primaire,  $R_p$  », au moins égale à 2,5 % de  $P_{max}$ .

En cas de hausse de la fréquence, elle doit pouvoir réduire sa puissance de façon à atteindre tout point de fonctionnement situé au-delà de  $P_{min}$ , puissance minimale technique, et en deçà de  $P_{max}$  [2].

### B. Contrôle secondaire de la fréquence

Le réglage primaire permet dans certaines limites, de trouver un point d'équilibre entre la production et la consommation, et cela à une fréquence résultante  $f$ . Sous la seule action du réglage primaire, tous les écarts entre la demande réelle et le programme de production provoquent donc, en permanence, des écarts de fréquence et une désadaptation du plan de production.

Un autre problème est celui du contrôle des puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. En effet, à la suite d'une perturbation sur un réseau, les transits sur les interconnexions avec des réseaux voisins vont évoluer des inerties des réseaux, puis se stabiliser à une valeur fonction des énergies réglantes primaires de chacun des réseaux interconnectés.

Considérons, par exemple, deux réseaux **A** et **B** dont les énergies réglantes primaires sont  $K_A$  et  $K_B$ , les puissances de consigne  $P_{CA}$  et  $P_{CB}$  et qui sont reliés par une ligne d'interconnexion sur laquelle transite une puissance  $P_i$ .

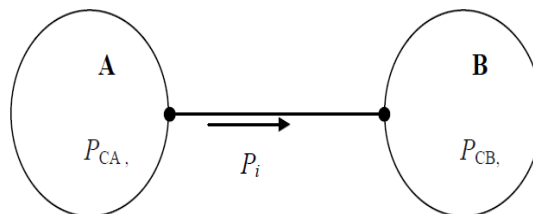


Figure II.5: interconnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport [2]

Où

$$K_A = \frac{P_{CA}}{f_{SA}} \quad \text{et} \quad K_B = \frac{P_{CB}}{f_{SB}} \quad \text{II.2}$$

Supposons que la charge du réseau **A** varie de  $\Delta P_A$ . Après la perturbation, la puissance transmise par l'interconnexion varie de  $\Delta P_I$ , et les équations d'équilibre deviennent:

$$\Delta P_{CA} = \Delta P_A + \Delta P_i = -K_A \Delta f \quad \text{II.3}$$

$$\Delta P_{CB} = -\Delta P_i = -K_B \Delta f \quad \text{II.4}$$

Nous déduisons donc :

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_A}{K_A + K_B} \quad \text{II.5}$$

$$\Delta P_i = -\frac{K_B \Delta P_A}{K_A + K_B} \quad \text{II.6}$$

Ces écarts par rapport aux valeurs initiales, gênants sur les plans contractuel et commercial, ne sont pas maîtrisables autrement que par le contrôle rapide de la différence entre la production prévue et la consommation de chaque réseau.

Il apparaît donc nécessaire de superposer au réglage primaire un autre réglage dont le rôle sera d'adapter la production à la consommation de façon à ramener la fréquence à sa valeur de consigne et à maintenir les échanges de puissance avec les réseaux étrangers en conformité avec les programmes convenus. Ce réglage est le réglage secondaire [2].

### ➤ Principe du contrôle secondaire de la fréquence

Généralement, le réglage secondaire est centralisé et il agit sur plusieurs groupes. En outre, pour ne pas interférer avec le réglage primaire, il est plus lent que ce dernier. En pratique, son temps d'action est supérieur à la minute, alors que celui du réglage primaire est de quelques secondes.

La solution généralement adoptée sur les réseaux interconnectés est le principe de réglage dit de fréquence-puissance LFC (sous-entendu puissance échangée), qui donne à tous les réseaux un rôle identique vis-à-vis du réglage. Dans cette méthode, nous mesurons l'écart  $\Delta f$  de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne, et pour chaque réseau, l'écart  $\Delta P_i$  entre la puissance totale  $P_i$  échangée effectivement par ce réseau avec tous ses voisins et la valeur programmée de cette puissance.

La loi de réglage fréquence-puissance s'écrit ( $\Delta e$  étant l'écart de réglage ACE) [13]:



$$\Delta e = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} = 0 \quad \text{II.7}$$

Tel que :

$\Delta f$  [Hz] = écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence.

$\Delta P_i$  [MW] = écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales et le bilan des échanges.

$\lambda$  [MW/Hz] = énergie réglante secondaire [2].

### C. Contrôle tertiaire de la fréquence

Pour adapter le plan de production à la situation réelle, il faut pouvoir disposer, en temps réel, d'une marge de manœuvre allant au-delà de celle utilisée par les réglages automatiques.

Cette marge est fournie par la réserve tertiaire, parfois appelée tournante ou rapide, qui est une puissance quasi instantanément mobilisable (et disponible pendant une durée garantie).

Son rôle comporte plusieurs aspects:

- Permettre au réglage primaire d'agir lors d'une augmentation de charge ;
- Fournir la bande de réglage, utilisée par le système de réglage secondaire fréquence-puissance, pour adapter automatiquement la production aux fluctuations naturelles de la charge ;
- Fournir une capacité de réserve pouvant se substituer aux groupes indisponibles à la suite d'incidents ;
- Permettre, en cas de perte d'ouvrage de transport, de modifier la localisation géographique de la production, afin d'éviter des problèmes de stabilité ou de surcharge de lignes.

La réserve de puissance est déterminée à partir d'une évaluation qualitative et empirique des risques encourus par suite d'indisponibilité d'ouvrage de production et de transport ou d'aléas de la demande.

La réserve rapide est répartie sur des groupes présentant une dynamique de mise en œuvre suffisante et doit pouvoir être appelée sans entraîner de surcharges d'ouvrages.

L'interconnexion des réseaux dépendant de centres de décision différents peut permettre de mutualiser en partie les réserves rapides, selon des modalités strictement définies.

Le réglage tertiaire est l'utilisation et la gestion de la réserve rapide. Il permet :

- ✓ D'un point de vue global, de rétablir les réserves de puissance nécessaires sur les différents groupes, au titre des réglages primaire et secondaire ;
- ✓ D'un point de vue local, de lever toute contrainte pouvant apparaître sur le réseau de transport [2].

### II.3. Modélisation des systèmes de régulation de tension et de contrôle de fréquence

La figure II.7 montre simplement les boucles LFC et AVR. Les régulateurs susmentionnés sont réglés pour des conditions de fonctionnement particulières et neutralisent l'effet des variations partielles de la demande de charge afin de maintenir la fréquence et la tension dans une certaine plage. Les petites variations de la puissance active dépendent des variations de l'angle du rotor et donc de la fréquence, tandis que la puissance réactive dépend principalement de la tension (courant d'excitation du générateur). La constante de temps du système d'excitation est bien inférieure à la constante de temps du stimulus primaire et ses fluctuations transitoires sont amorties très rapidement, de sorte qu'elles n'influencent pas la dynamique de la fréquence de la charge. Par conséquent, les effets mutuels entre les boucles LFC et AVR peuvent être ignorés ; l'analyse du contrôle de la fréquence de la charge et du contrôle de la tension d'excitation peut donc être effectuée individuellement [15].

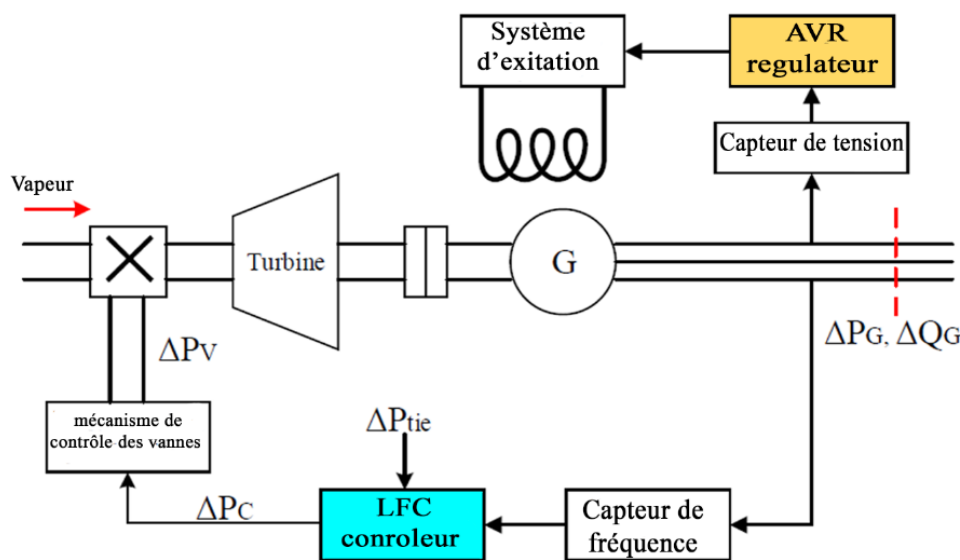


Figure II.6: Boucles De Régulation Dans Une Centrale à Vapeur [15].

#### II.3.1. Contrôle de fréquence de charge (LFC)

La boucle LFC régule la production réelle d'électricité et la fréquence correspondante de la puissance du générateur.

La première boucle LFC détecte la vitesse de la turbine et contrôle le fonctionnement des deux vannes de manipulation de la turbine qui entrent dans le circuit électrique par l'intermédiaire du régulateur de vitesse. Cette boucle est beaucoup plus rapide que la boucle LFC secondaire, qui détecte la fréquence électrique de la sortie du générateur et maintient le bon échange d'électricité avec les interconnexions.

Cette boucle réagit plus lentement et est insensible aux changements rapides de charge et de fréquence [16].

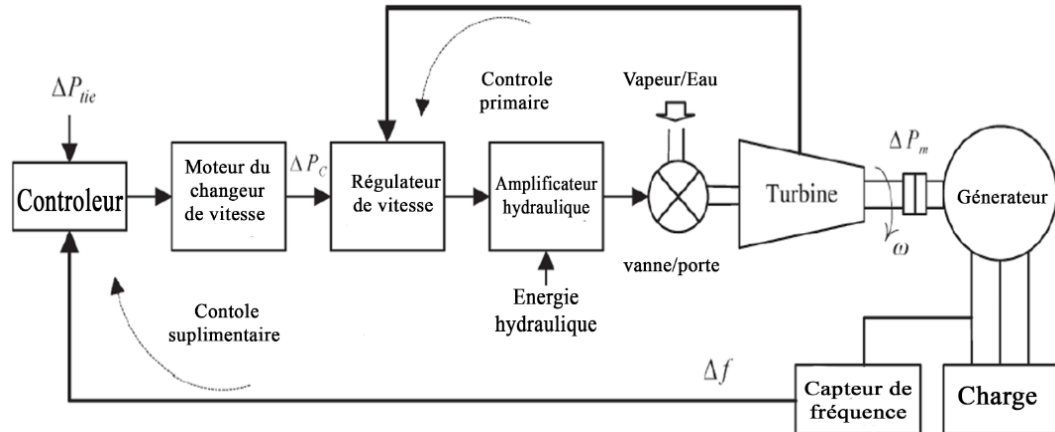
### II.3.1.1. Modèle globale de contrôle de fréquences (Boucle LFC)

La fréquence d'un système d'alimentation dépend de l'équilibre de puissance réelle. Un changement de la demande de puissance réelle à un moment donné d'un réseau se reflète dans le système par un changement de la fréquence. Par conséquent, la fréquence de système fournit un indice utile pour indiquer la génération de système et le déséquilibre de charge. La perte importante de la génération sans une réponse appropriée du système peut produire des excursions de fréquence extrême à l'extérieur de la plage de fonctionnement de l'usine. Le contrôle de la fréquence et production d'énergie est communément appelé le contrôle de la fréquence de charge (LFC) qui est une fonction majeure du contrôle de génération automatique (AGC) de système.

En fonction du type de production, la puissance réelle délivrée par un générateur est commandée par puissance mécanique d'un moteur primaire tel qu'une turbine à vapeur, turbine à gaz, turbine hydraulique ou un moteur diesel. Dans le cas d'une machine à vapeur ou à turbine hydraulique, la puissance mécanique est commandée par l'ouverture ou la fermeture des vannes de régulation de l'entrée de vapeur ou d'écoulement de l'eau dans la turbine. La vapeur ou l'eau entrée aux générateurs doivent être régulée pour correspondre à la demande réelle de puissance, à défaut de quoi de la machine la vitesse varie en fonction de changement consécutif en fréquence. Pour un fonctionnement satisfaisant de système d'alimentation, dont la fréquence doit rester à peu près constante. En plus d'un contrôle de la fréquence primaire, la plupart des

grands générateurs synchrones sont munis d'une boucle de commande de fréquence supplémentaire.

Un bloc-diagramme schématique d'un générateur synchrone équipé de boucles de commande de fréquence est indiqué dans la figure II.8 [14].



*Figure II.7: Bloc-diagramme schématique d'un générateur synchrone avec les boucles de régulation de fréquence de base [14]*

### II.3.1.2. Modélisation des différents composants de la boucle LFC

#### A. Modèle de générateur

Le système électrique est constitué de la puissance produite et de la charge électrique. À partir de l'équation mécanique de générateur :

$$J\alpha = T_\alpha = T_m - T_e \quad \text{II.8}$$

Où :

$J$  : Moment d'inertie.

$\alpha$  : Accélération angulaire.

$T_\alpha$  : Couple d'accélération.

$T_m$  : Couple mécanique (moteur).

$T_e$  : Couple électrique (résistant).

On peut être représenté le générateur à l'aide de l'équation d'oscillation [16]:

$$\frac{2H \cdot d\Delta f_m}{dt} = \Delta P_a = \Delta P_m - \Delta P_e \quad \text{II. 9}$$

Où :

$\Delta P_a$  : est la variation de la puissance d'accélération.

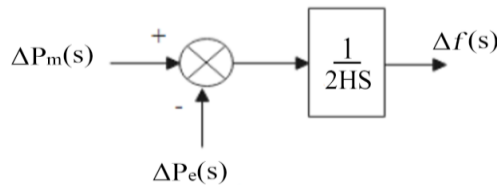
$H$  : est la constante d'inertie du générateur

$\Delta f_m$  : est la variation de la fréquence.

$\Delta P_m$  : est la variation de la puissance mécanique (moteur).

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

Cette relation peut être représentée comme le montre la figure II.9.



*Figure II.8: Représentation du schéma fonctionnel du modèle de générateur.*

## B. Modèle de charge

La charge sur le système est un ensemble constitué d'une composante indépendante de la fréquence  $\Delta P_L$  et d'une composante dépendante de la fréquence  $\Delta P_f$ . La charge peut être écrite comme suit :

$$\Delta P_e = \Delta P_L + \Delta P_f \quad \text{II. 10}$$

Où:

$\Delta P_e$  : La variation de la charge.

$\Delta P_L$  : La composante de la charge indépendante de la fréquence.

$\Delta P_f$  : la composante de la charge qui dépend de la fréquence.

La charge du moteur est sensible aux changements de fréquence et peut être analysée à l'aide de la caractéristique de charge de vitesse [16].

$$\Delta P_f = D\Delta f \quad \text{II. 11}$$

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} + D\Delta f = \frac{\Delta P_a}{2H} = \Delta P_m - \Delta P_l \quad \text{II. 12}$$

Où **D** est la caractéristique de fréquence de la charge (également connue sous le nom de constante d'amortissement) exprimée en pourcentage. Pour chaque augmentation ou diminution de 1 % de la fréquence, si  $D = 1,5 \%$ , une augmentation de 1 % de la fréquence entraîne une augmentation de 1,5 % de la charge. Le générateur et la charge combinés (qui constituent le système électrique) peuvent donc être représentés à la figure II.10.

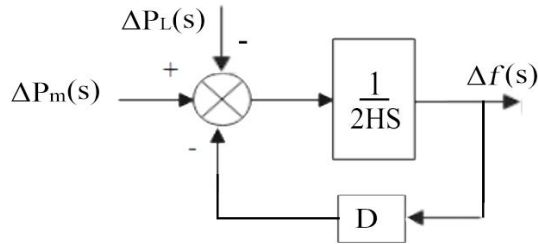


Figure II.9: Représentation du schéma fonctionnel Générateur et charge.

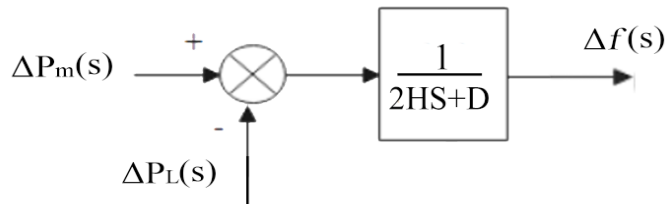


Figure II.10: Représentation simplifiée du générateur et de la charge sous forme de schéma fonctionnel.

### C. Centrale thermique

#### ➤ Modèle de turbine thermique

Dans un central thermique la fonction de transfert de moteur principal est utilisé pour produire de la puissance mécanique. Ce modèle peut être représenté par la Figure suivante [16]:

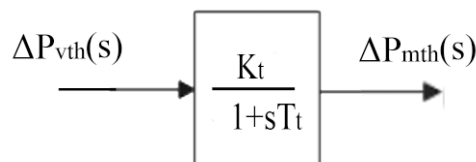


Figure II.11: Le modèle de turbine thermique.

Sa fonction de transfert est indiquée comme suite :

$$G_{th}(S) = \frac{\Delta P_{mth}(S)}{\Delta P_{vth}(S)} = \frac{kt}{1 + T_t S} \quad \text{II.13}$$

Où :

$T_t$  : constant de temps de la turbine.

$\Delta P_{vth}$  : est la variation incrémentale de la position de la vanne du régulateur (pu. MW).

$G_{th}(S)$  : est la fonction de transfert (TF) de la turbine.

$\Delta P_{mth}$  : est un changement incrémental de la puissance mécanique (pu. MW).

### ➤ Modèle de régulateur de vitesse thermique (gouverneur)

Lorsqu'il y a une augmentation soudaine de la puissance électrique ou de la charge du générateur, la puissance électrique excède la puissance mécanique disponible. Cette surpuissance nécessaire est comblée par l'énergie cinétique stockée dans le système rotatif. La réduction de l'énergie cinétique emmagasinée entraîne une diminution de la vitesse de la turbine, ce qui engendre à son tour une réduction de la fréquence du générateur.

Le rôle du régulateur de vitesse est donc de mesurer la vitesse de rotation de la turbine et d'ajuster en conséquence l'admission de vapeur. Il sert également à ajuster le niveau de puissance selon la consigne reçue. Et pour permettre à la vitesse de chuter à mesure que la charge augmente.

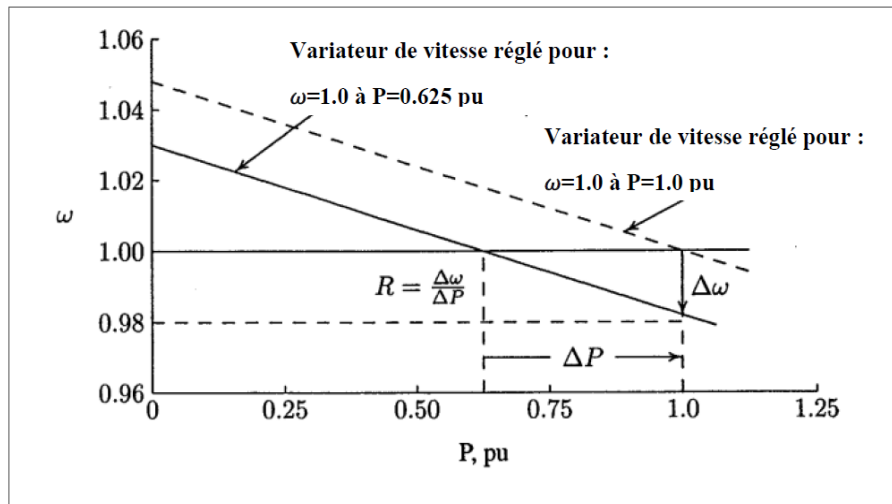


Figure II.12: Caractéristique de vitesse du régulateur [14].

Les caractéristiques en régime permanent d'un tel régulateur sont indiquées dans la figure II.13 qui représente la pente d'une courbe la régulation de vitesse  $R$  (rapport entre la variation

de la vitesse et la variation de la puissance électrique). Les régulateurs standards ont généralement une vitesse de régulation entre 5 et 6 % de zéro à pleine charge [14].

Le régulateur de vitesse fonctionne comme un comparateur dont la sortie  $\Delta P_{gth}$  est la différence entre la puissance consigne  $\Delta P_{ref}$  et la puissance électrique  $\frac{1}{R_1} \Delta \omega$  :

$$\Delta P_{gth} = \Delta P_{ref} - \frac{\Delta \omega}{R_1} \quad \text{II. 14}$$

En utilisant la transformée de Laplace nous avons :

$$\Delta P_{gth}(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R_1} \Delta \Omega(s) \quad \text{II. 15}$$

La commande  $\Delta P_{gth}$  est transformée en position des valves  $\Delta P_{vth}$  avec un retard qui est exprimé par la constante de temps du gouverneur  $\tau_g$  sous l'hypothèse que la transformation de  $\Delta P_{gth}(S)$  en  $\Delta P_{vth}$  se fait d'une façon linéaire. On obtient la relation suivante :

$$\frac{\Delta P_{vth}(S)}{\Delta P_{gth}(S)} = \frac{k_g}{1 + T_g S} \quad \text{II. 16}$$

Ce modèle peut être représenté par la Figure II.14 suivante [15]:

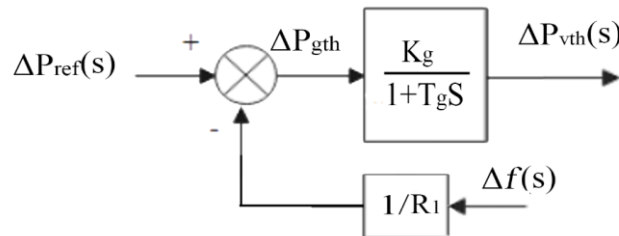


Figure II.13: Représentation du schéma fonctionnel du gouverneur thermique

## D. Centrale hydraulique

### ➤ Modèle de turbine hydraulique

Les turbines hydrauliques utilisées dans les centrales hydroélectriques ont des caractéristiques différentes des turbines thermiques et sont représentées par la fonction de transfert [17]:

$$G_{thy}(s) = \frac{\Delta P_{thy}(S)}{\Delta P_{vhy}(S)} = \frac{1 - T_w S}{1 + 0.5 T_w S} \quad \text{II. 17}$$

Où  $T_w$  est le constante de temps de l'eau de la conduite forcée.



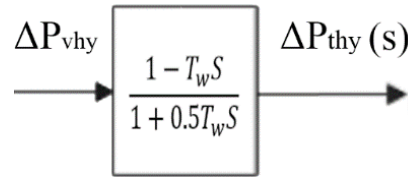


Figure II.14: Le modèle de turbine hydraulique.

➤ **Modèle de gouverneur hydraulique**

Le fonctionnement de la centrale hydroélectrique est similaire à celui de la centrale thermique. Le mécanisme de régulation de la vitesse d'une centrale hydroélectrique avec amplificateur hydraulique est représenté par la formule suivante :

$$\frac{\Delta P_{Vhy}(S)}{\Delta P_{ghy}(S)} = \frac{1}{1 + T_{rh}S} \frac{1 + T_R S}{1 + T_{gh}S} \tag{II.18}$$

Le gouverneur hydraulique permet d'adapter la production à la demande. Le réglage de la puissance de référence du régulateur est modifié par le contrôleur secondaire pour un réglage fin de la fréquence. L'équation du régulateur de vitesse est la suivante [17]:

$$\Delta P_{ghy} = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R_2} \Delta f \tag{II.19}$$

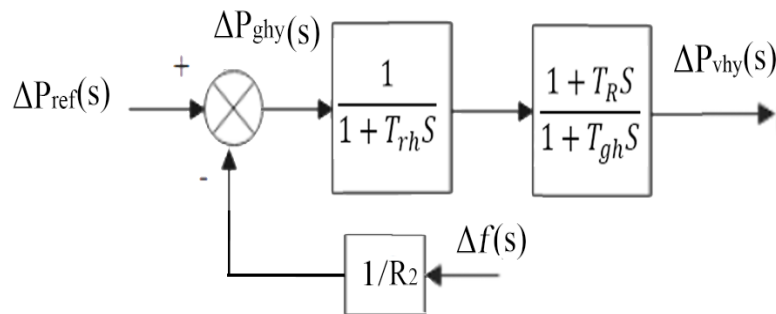


Figure II.15: Représentation du schéma fonctionnel du gouverneur hydraulique

**II.3.1.3. Assemblage de La boucle LFC**

Tous les blocs individuels peuvent maintenant être connectés comme indiqué à la figure II.10 pour représenter la boucle LFC complète [16].

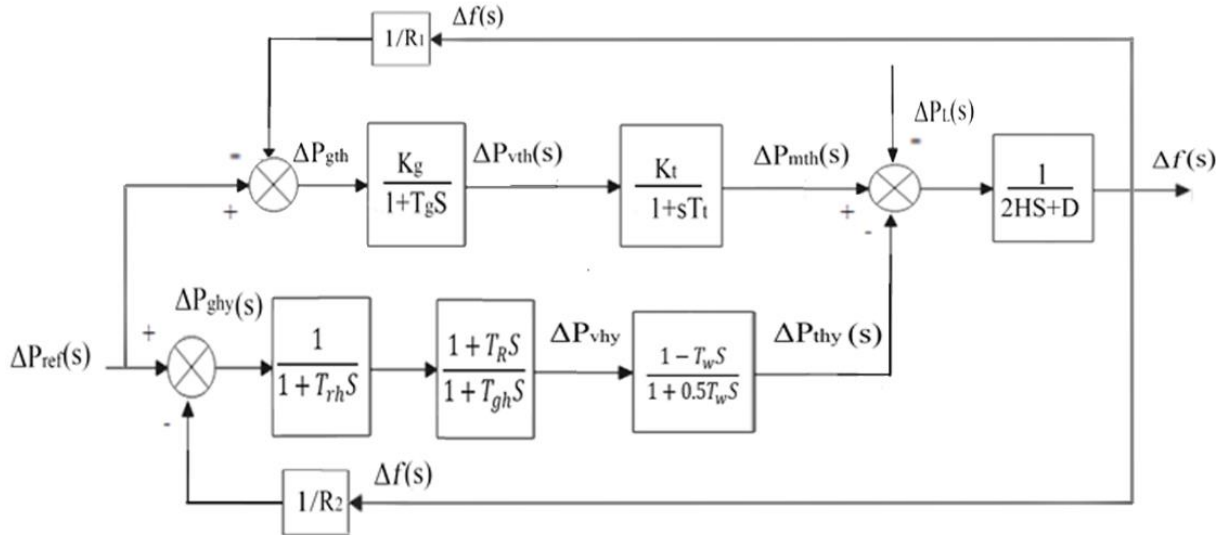


Figure II.16: Représentation du schéma fonctionnel du LFC.

### II.3.2. Modélisation de régulateur automatique de tension (AVR)

#### II.3.2.1. Modèle globale d'un système régulation automatique de la tension (Boucle AVR)

L'étude d'un système de contrôle de la tension boucle AVR (Automatic Voltage Regulator) consiste à analyser le fonctionnement et les caractéristiques d'un dispositif utilisé pour maintenir une tension de sortie stable dans un système d'alimentation électrique.

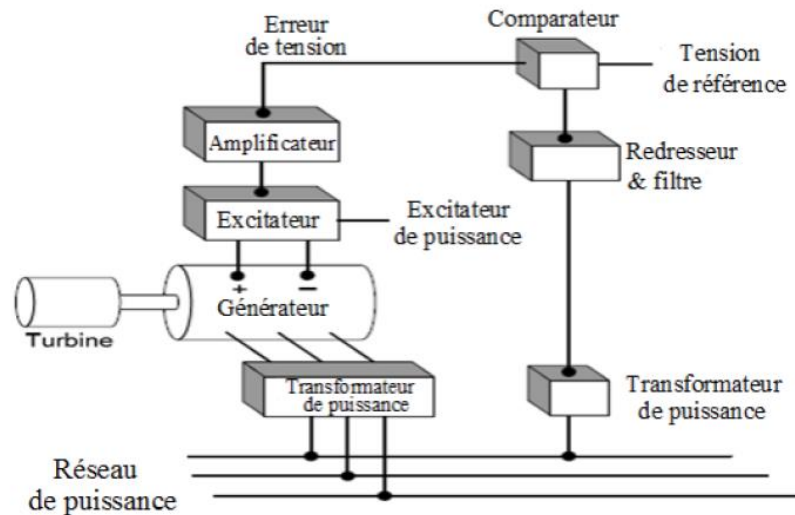


Figure II.17: Système AVR [14]

L'étude d'un système de contrôle de la tension boucle AVR nécessite une analyse approfondie des spécifications du dispositif, des schémas de câblage, des diagrammes de blocs et des manuels de l'utilisateur fournis par le fabricant. Il peut également être utile de réaliser

des simulations ou des tests sur des prototypes pour évaluer les performances du système dans des conditions réelles.

En résumé, l'étude d'un système de contrôle de la tension boucle AVR implique la compréhension de son fonctionnement, de ses caractéristiques de régulation, de ses modes de fonctionnement, de sa protection contre les surtensions et les sous-tensions [14].

Le fonctionnement du régulateur peut être compris à la figure II.18 La tension est détectée par le transformateur de potentiel d'une phase. Cette tension est redressée et comparée à un point de pré-réglage DC. Le signal d'erreur amplifié contrôle le champ de l'excitateur et augmente la tension terminale de l'excitateur. Ainsi, l'augmentation du courant de champ du générateur augmente la FEM du générateur. La production de puissance réactive est donc accrue, ce qui entraîne une augmentation de la tension [16].

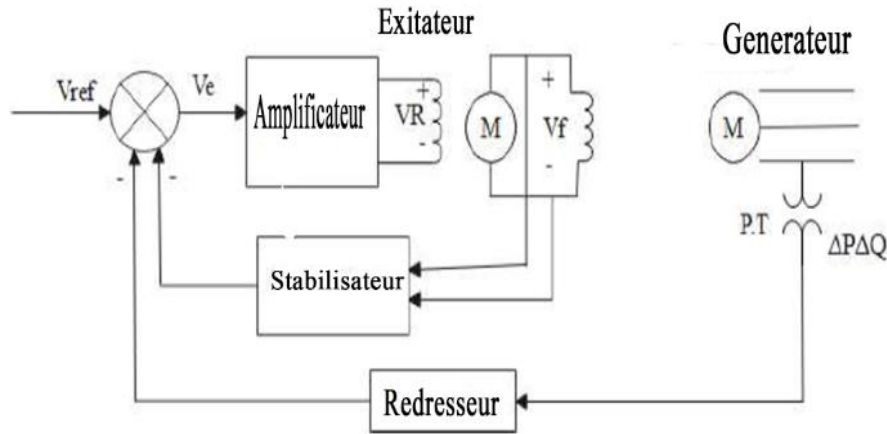


Figure II.18: Schéma fonctionnel d'un régulateur de tension automatique [16]

### II.3.2.2. Modélisation des différents composants de la boucle AVR

#### A. Compérateur

Le comparateur compare le signal mesuré  $|V|$  au signal DC de référence ( $V_{ref}$ ). La différence entre ces deux signaux produit une tension d'erreur  $V_e$  appelée signal d'erreur. Le signal d'erreur :

$$\Delta V_e = \Delta |V_{ref}| - \Delta |V| \tag{II.20}$$

Transformée de Laplace de l'équation [14]:

$$\Delta V_{ref} = \Delta V_s - \Delta V_e(s) \quad \text{II. 21}$$

Ce modèle peut être représenté par la Figure II.20 :

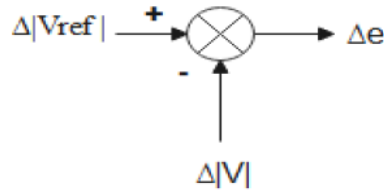


Figure II.19: Le modèle du comparateur

### B. Modèle d'amplificateur

L'amplificateur du système d'excitation peut être un amplificateur magnétique, un amplificateur rotatif ou un amplificateur électronique moderne, l'amplificateur est représenté par un gain  $K_A$  et une constante de temps  $T_A$ . La fonction de transfert du modèle d'amplificateur est la suivante :

$$\frac{V_R(s)}{V_e(s)} = \frac{K_A}{1 + sT_A} \quad \text{II. 22}$$

Ce modèle peut être représenté par la Figure II.21 suivante :

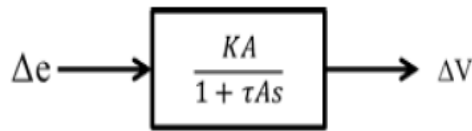


Figure II.20: Modèle d'amplificateur

### C. Modèle de l'excitateur

L'excitateur est l'élément principale dans la boucle AVR elle délivre l'énergie de courant continue à l'enroulement du générateur.

Si  $R_e, I_R$  : résistance et l'inductance de l'excitatrice nous avons.

$$\Delta V_R = R_e \Delta I_R + L_e \frac{d\Delta I_e}{dt} \quad \text{II. 23}$$

L'excitatrice produit  $K_1$  volts à l'induit pour chaque ampère du courant d'excitation le c'est-à-dire nous avons la proportionnalité suivante [12] [16]:

$$\Delta V_F = K_1 \Delta I_e \quad \text{II. 24}$$

La transformation de la place des deux équations (II.23) et (II.24) et élimination de  $\Delta I_e$ , nous aurons la fonction de transfert suivant :

$$\frac{V_F(s)}{V_R(s)} = \frac{K_E}{1 + sT_E} \quad \text{II. 25}$$

Où

$K_E$  : est un gain ( $K_E = \frac{K_1}{R_e}$ )

$T_E$  : une constante de temps ( $T_E = \frac{L_e}{R_e}$ )

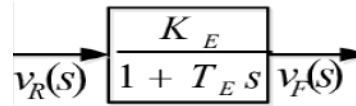


Figure II.21: Modèle de l'excitateur

#### D. Modèle de générateur

Le modèle du générateur fonctionne en coordination avec le modèle du système, il détermine le domaine de la tension et de courant nécessaire du système d'excitation pour maintenir la tension finale réglée (constante).

Pour accomplir cette configuration on a besoin d'établir la liaison dynamique manquante entre la tension d'excitation  $V_F$  et la tension finale  $V_t$ , tel que la tension égale à la FEM interne moins la chute de tension à travers l'impédance interne, il est claire la relation entre, et dépend du chargement du générateur. Aux chargements faibles et nuls, il existe la relation la plus simple possible ou la tension  $V_t$  est égale approximativement à la FEM interne  $E$ .

La force électromotrice générée par la machine synchrone est fonction de la courbe de magnétisation de la machine, et sa tension aux bornes dépend de la charge du générateur. Dans le modèle linéarisé, la fonction de transfert reliant la tension aux bornes du générateur à sa tension de champ peut être représentée par un gain  $K_G$  et une constante de temps  $\tau_G$ .

La fonction de transfert du modèle de générateur est la suivante [14] [16]:

$$\frac{\Delta E(s)}{\Delta V_F(s)} = \frac{\Delta V_t(s)}{\Delta V_F(s)} = \frac{K_G}{1 + s\tau_G} \quad \text{II. 26}$$

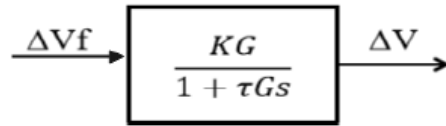


Figure II.22: Modèle de rotor de générateur

**E. Modèle de capteur**

Le capteur détecte la tension par l'intermédiaire d'un transformateur de potentiel, ce transformateur détecte la tension terminale  $K_R$  du générateur et redresse ensuite la sortie à cette extrémité par l'intermédiaire d'un pont redresseur. Ce modèle a un gain de  $K$  et une constante de temps  $\tau_R$ .

$$\frac{V_s(s)}{V_F(s)} = \frac{K_R}{1 + s\tau_R} \tag{II. 27}$$

Ce modèle peut être représenté par la Figure II.24 suivante

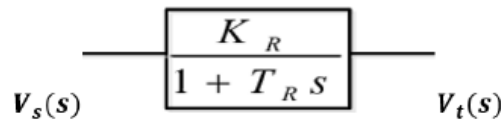


Figure II.23:Modèle de capteur

**II.3.2.3. Assemblage de La boucle AVR**

Tous les blocs individuels peuvent maintenant être connectés comme indiqué à la figure II.25 pour représenter la boucle AVR complète.

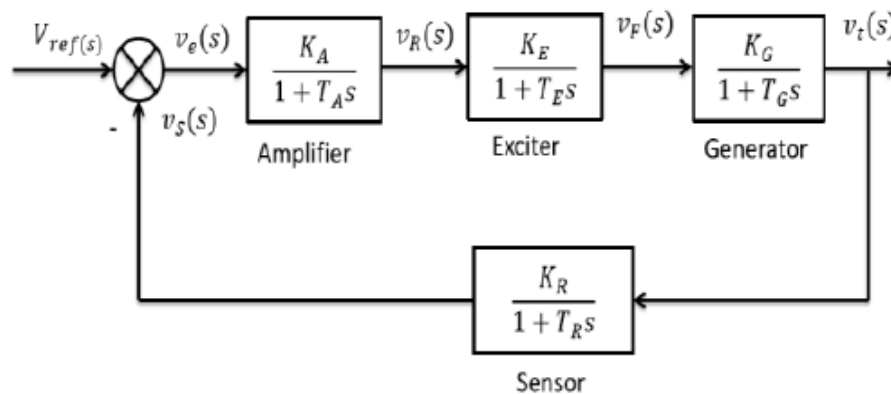


Figure II.24: Schéma fonctionnel en boucle fermée de l'AVR [16]

### II.3.3. Modélisation du véhicule électrique

Un grand nombre de véhicules électriques agrégés, grâce à leur réserve d'énergie massive, peut aider le LFC de système de puissance. Un modèle cumulatif de flottes de EVs présenté à la figure II.26 comprend un chargeur de batterie, un régulateur de fréquence primaire et un LFC. Le chargeur de batterie régule l'échange d'énergie entre la batterie (Li-ion) et le réseau [18].

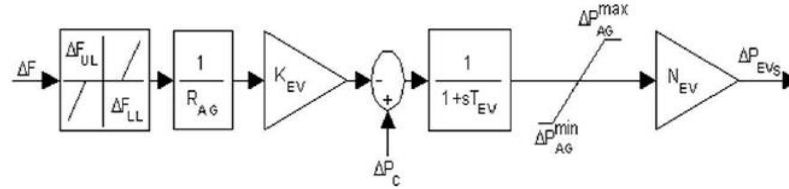


Figure II.25: Modèle de l'ensemble des EV [18]

Pour éviter les fluctuations de fréquence indésirables dans le cas où tous les VE seraient déconnectés du réseau, une fonction de bande morte (DB) avec des caractéristiques de statisme est proposée dans chaque VE. La valeur de la limite supérieure ( $\Delta F_{UL}$ )/limite inférieure ( $\Delta F_{LL}$ ) de la bande morte est fixée à  $\pm 10$  mHz. La valeur du coefficient de statisme du modèle agrégé ( $R_{AG}$ ) est égale à celle des centrales conventionnelles.  $K_{EV}$  et  $T_{EV}$  sont respectivement le gain EV et la constante de temps de la batterie. La valeur  $K_{EV}$  dépend de l'état de charge des EVs.  $\Delta P_{EVs}$  est la variation de la puissance de production des parcs de EV avec des limites de puissance de sortie maximale et minimale de  $\Delta P_{AG}^{max}$  et  $\Delta P_{AG}^{min}$ , respectivement comme suit [18]:

$$\Delta P_{AG}^{max} = + \left[ \frac{1}{N_{EV}} \times (\Delta P_{EV}) \right] \quad \text{II. 28}$$

$$\Delta P_{AG}^{min} = - \left[ \frac{1}{N_{EV}} \times (\Delta P_{EV}) \right] \quad \text{II. 29}$$

## II.4. Les contrôleurs

### II.4.1. Régulateur PID

#### II.4.1.1. Structure du Régulateur PID

Le régulateur PID a trois signaux de sortie, le régulateur proportionnel entraîne une diminution du temps de montée mais augmente l'oscillation, le régulateur dérivé réduit l'oscillation en fournissant le signal de sortie approprié, le régulateur proportionnel réduit le temps de montée mais augmente l'oscillation. Qui améliore les performances transitoires et la stabilité, et le contrôleur intégral réduit l'erreur en régime permanent à zéro.

En pratique, à une catégorie donnée de systèmes à asservir, correspond un type de correcteur adopté. Pour effectuer un choix judicieux, il faut connaître les effets des différentes actions: proportionnelle, intégrale et dérivée.

Un régulateur PID est obtenu par l'association de ces trois actions et il remplit essentiellement les trois fonctions suivantes :

- ✓ Il fournit un signal de commande en tenant compte de l'évolution du signal de sortie par rapport à la consigne.
- ✓ Il élimine l'erreur statique grâce au terme intégrateur.
- ✓ Il anticipe les variations de la sortie grâce au terme dérivateur.

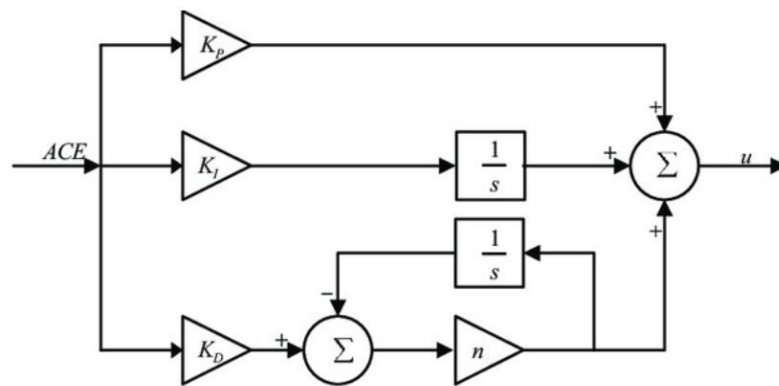


Figure II.26: Schéma fonctionnel de régulateur PID

La commande  $u(t)$  donnée par le régulateur PID, dans sa forme Classique est décrite par :

$$u(t) = \left\{ K_p e(t) + \frac{1}{T_i} \int_0^t e(t) dt + T_d \frac{de(t)}{dt} \right\}$$

Le terme proportionnel :

$$P = K_p e(t)$$

Le terme intégral :

$$I = \frac{1}{T_i} \int_0^t e(t) dt$$

Le terme dérivatif :

$$D = T_d \frac{de(t)}{dt}$$



### II.4.1.2. Fonctionnement de régulateur PID

Le régulateur PID fonctionne en suivant les étapes suivantes :

- **Détermination de la valeur de retour PID** : La valeur de retour PID est déduite de la valeur de consigne PID.
- **Génération du signal différentiel** : Le signal différentiel est généré à partir de la valeur de retour PID.
- **Correction de la fréquence** : Si la valeur de consigne PID est supérieure à la valeur de rétroaction, le signal différentiel est positif et le variateur de fréquence augmentera sa fréquence de sortie jusqu'à ce que la valeur de consigne PID et la valeur de rétroaction PID soient égales. La fréquence est donc continuellement adaptée tant qu'il existe une différence entre la valeur de consigne PID et le retour PID [14]

### II.4.1.3. Avantages de régulateur PID

Les régulateurs PID offrent des avantages tels que :

- **Meilleure précision** : Ils peuvent corriger les écarts de manière plus efficace que les régulateurs PI.
- **Réaction rapide** : Ils peuvent réagir rapidement aux changements dans le système.

### II.4.2. Les contrôleurs en cascade

Le contrôleur en cascade est reconnu comme étant adapté aux systèmes de contrôle multi-boucles pour un suivi décent du point de consigne et une amélioration de la réjection des perturbations. Contrairement au contrôleur traditionnel, le contrôleur en cascade se compose de deux boucles appelées « boucle secondaire/intérieure/esclave » et « boucle primaire/extérieure/maître ».

Le contrôleur esclave agit plus rapidement qu'un contrôleur maître pour éliminer rapidement les perturbations qui apparaissent dans le processus et éviter qu'elles ne se propagent à d'autres sections du processus. Le contrôleur externe contrôle la qualité de la sortie finale du système [19].

Parmi les autres avantages de la structure CC par rapport à la structure non cascade, citons l'isolation des perturbations de la charge, l'amélioration du rendement, la manipulation précise de la masse ou de l'énergie et la compensation des non-linéarités [18]

Le contrôleur en cascade a une capacité de suivi prodigieuse pour surveiller le signal de référence et les perturbations du système

La figure II.27 montre le schéma fonctionnel du régulateur en cascade proposée. Les effets des perturbations  $d_1(s)$  sur la commande sont réduits grâce à la structure de commande en cascade.

La représentation de la fonction de transfert pour la boucle de contrôle interne est la suivante :

$$Y_2(s) = G_2(s)U_2(s) \tag{II.30}$$

Où  $G_2(s)$  désigne le processus interne et  $U_2(s)$  désigne le signal d'entrée pour  $G_2(s)$ . La fréquence dans chaque zone et la puissance de la ligne d'interconnexion sont régulées par la boucle de contrôle primaire externe en minimisant l'erreur de contrôle de chaque zone. La fonction de transfert de la boucle de contrôle externe peut être représentée comme suit :

$$Y(s) = G_1(s)U_1(s) + d_1(s) \tag{II.31}$$

Où  $G_1(s)$  désigne le processus extérieur et  $U_1(s)$  le signal d'entrée pour  $G_1(s)$ .

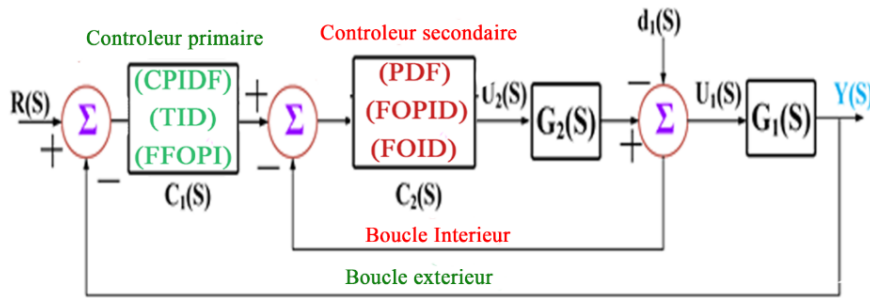


Figure II.27: Schéma du bloc de commande du régulateur en cascade [19].

Dans cette méthode le 2<sup>ème</sup> contrôleur est représenté par la fonction de transfert  $C_2(s)$  pour la boucle de contrôle secondaire intérieure. La fonction de transfert  $C_1(s)$  représente le 1<sup>er</sup> contrôleur dans la boucle de contrôle primaire extérieure. Les signaux  $ACE_1$  et  $ACE_2$  pour les zones a et b, respectivement, sont représentés comme suit [19]:

$$ACE_1 = \Delta P_{tie} + B_1 \Delta f_1 \tag{II.32}$$

$$ACE_2 = \alpha_{AB} \Delta P_{tie} + B_2 \Delta f_2 \tag{II.33}$$

Où  $\alpha_{AB}$  représente le rapport de capacité entre les deux zones étudiées [19].

### II.4.2.1. Contrôleur CPIDF-PDF

#### II.4.2.1.1. Structure du Contrôleur CPIDF-PDF

Le contrôleur CPIDF-PDF consiste en deux parties :

- **Contrôleur PIDF** : Ce contrôleur utilise une combinaison de régulateurs proportionnels, intégrateurs, et dérivés pour ajuster la sortie du système. Le PIDF est utilisé comme le contrôleur principal, et il est responsable de la régulation de la fréquence et de la puissance dans le réseau électrique.
- **Contrôleur PDF** : Ce contrôleur utilise des régulateurs proportionnels et des dérivés pour ajuster la sortie du système. Le PDF est utilisé comme le contrôleur secondaire, et il est responsable de la régulation de la fréquence et de la puissance dans le réseau électrique [20].

#### II.4.2.1.2. Fonctionnement du Contrôleur CPIDF-PDF

Le fonctionnement du contrôleur CPIDF-PDF est le suivant :

- Le contrôleur PIDF reçoit les signaux de fréquence et de puissance en entrée et les utilise pour ajuster la sortie du système.
- Le contrôleur PDF reçoit les signaux de fréquence et de puissance en entrée et les utilise pour ajuster la sortie du système.
- Les signaux de fréquence et de puissance sont transmis à la boucle secondaire, qui est régulée par le contrôleur PDF.
- Le contrôleur PDF ajuste la sortie du système en fonction des signaux de fréquence et de puissance reçus.
- Le contrôleur PIDF ajuste la sortie du système en fonction des signaux de fréquence et de puissance reçus.

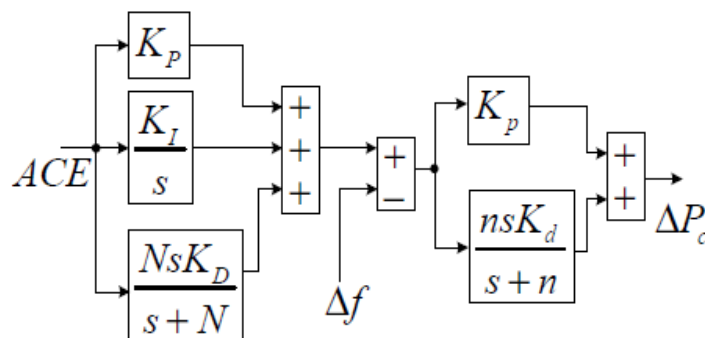


Figure II.28 structure de contrôleur en cascade CPIDF-PDF [21]

La sortie du régulateur CPIDF-PDF, qui est l'entrée du gouverneur, est donnée dans (II.34)

$$\Delta P_c = \left[ ACE \times \left( K_p + \frac{K_I}{s} + \frac{NsK_D}{s+N} \right) - \Delta f \times \left( K_p + \frac{nsK_D}{n+s} \right) \right] \quad \text{II. 34}$$

Où

**ACE** : est l'erreur de contrôle de la zone,

**$\Delta f$**  : est l'écart de fréquence,

**$\Delta P_c$**  Est le signal de référence du régulateur.

**$K_p, K_I, K_D$**  sont les gains et le coefficient de filtrage du contrôleur CPIDF-PDF est N.

Le signal d'entrée du contrôle secondaire peut présenter un signal indésirable en raison de la commutation rapide entre le côté demande et le côté opposé [21].

#### II.4.2.1.3. Avantages du Contrôleur CPIDF-PDF

Le contrôleur CPIDF-PDF offre plusieurs avantages :

- **Meilleure précision** : Le contrôleur CPIDF-PDF permet une précision plus élevée dans la régulation de la fréquence et de la puissance dans le réseau électrique.
- **Rapidité de réponse** : Le contrôleur CPIDF-PDF permet une rapidité de réponse plus élevée pour les perturbations dans le réseau électrique.
- **Stabilité** : Le contrôleur CPIDF-PDF permet une stabilité plus élevée pour le système électrique [20]

#### II.4.2.2. Contrôleur TID-FOPID :

Le contrôle PID traditionnel permet d'améliorer la stabilité et d'accélérer la réponse du contrôleur. Cependant, elle souffre de l'injection déraisonnable de grandes entrées de contrôle dans l'usine en raison du mode dérivé. La cause principale de ce problème est le bruit existant dans les signaux de commande. L'ajout d'une partie filtrante à la partie dérivée permet d'éliminer le bruit injecté. Le réglage fin du pôle permet de réduire la dispersion du bruit.

##### II.4.2.2.1. Structure du Contrôleur TID-FOPID

Le contrôleur en cascade TID-FOPID est un système de contrôle de fréquence pour les réseaux électriques modernes qui intègre des éléments de stockage d'énergie magnétique superconductrice et des énergies renouvelables.

Ce contrôleur en composé de deux boucles :

- **Boucle externe** : Utilise les erreurs de contrôle d'aire (ACE) pour atténuer les perturbations lentes dans chaque zone.
- **Boucle interne** : Utilise une signalisation de fréquence pour dumper les fluctuations de fréquence rapides dans chaque zone [22].

En outre, la TID a prouvé qu'elle était plus performante dans plusieurs applications en tant qu'extension de la commande FOPID. La TID s'exprime comme suit :

$$C_1(s) = K_p s^{-\left(\frac{1}{n}\right)} + \frac{K_i}{s} + K_d s \tag{II.35}$$

Par conséquent, le FOPIDN est sélectionné dans le contrôleur en cascade proposé. Il comprend le FOPID et le filtre dérivé afin d'améliorer les performances du contrôle. La fonction de transfert du FOPIDN peut être représentée comme suit :

$$C_2(s) = K_p + \frac{K_i}{s^\lambda} + K_d s^\mu \frac{N_c s}{N_c + s} \tag{II.36}$$

La structure de la méthode LFC TID-FOPIDN proposée est représentée à la figure II.30 ; Le TID-FOPIDN en cascade est utilisé dans les deux zones, l'objectif principal du contrôleur conçu est de réguler la réponse en fréquence dans chaque zone pendant les transitoires de charge, les variations des SER et l'incertitude du système électrique. La structure en cascade proposée pour le LFC permet de limiter les effets des perturbations qui entrent dans la boucle secondaire à partir de la boucle primaire. Elle peut donc offrir de meilleures performances que les structures à boucle de contrôle unique. Un autre avantage est qu'elle peut réduire les impacts des variations de gain sur les performances du système.

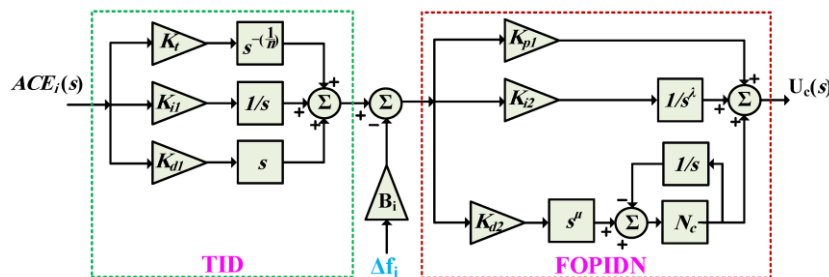


Figure II.29: Structure de contrôle TID-FOPIDN en cascade [19].

II.4.2.2.2. Avantages du contrôleur en cascade TID-FOPID

- **Meilleure réjection des perturbations** : Le contrôleur en cascade TID-FOPID offre une meilleure capacité à réduire les perturbations, en utilisant les deux boucles pour atténuer les perturbations lentes et rapides.

- **Comportement avec des profils de charge domestiques et industriels :** Le comportement du contrôleur en cascade TID-FOPID est étudié avec des profils de charge domestiques et industriels réels [21].

### II.4.2.3. Contrôleur CF-FOIDF

Une fusion en cascade de contrôleurs d'ordre fractionnaire flou (FO) appelés FO-PI flou (FFOPI) et le FO-ID avec filtre, c'est-à-dire (CF-FOIDF) est proposé dans le cadre du LFC.

L'assemblage du contrôleur est illustré à la figure II.31 ; où le contrôleur FFOPI joue le rôle de contrôleur externe et le FOIDF celui de contrôleur interne. Les fonctions de transfert de FOPI et FOIDF sont les suivants :

$$G_c(s) = K_p + \frac{K_I}{s^\lambda} \quad (FOPI) \quad \text{II. 37}$$

$$G_c(s) = \frac{K_{I1}}{s^{\lambda 1}} + \frac{K_D F s^\mu}{F + s^\mu} \quad (FOIDF) \quad \text{II. 38}$$

La structure du contrôleur consiste en huit boutons de réglage indépendants, à savoir les gains du contrôleur  $K_p$ ,  $K_I$ ,  $K_{I1}$ ,  $K_D$ , les opérateurs FO  $\lambda$ ,  $\lambda 1$ ,  $\mu$  et le coefficient du filtre dérivé  $F$ .

Le contrôleur FOPI/FOIDF est l'extension du contrôleur PI/IDF conventionnel construit via le calcul fractionnaire. Pour mettre en œuvre FO TF dans des simulations ou des travaux réels, la technique générale consiste à approximer FO TF avec un ordre entier (IO) TF [18].

La sortie du FFOPI est déterminée par une sélection appropriée de la base de règles, des fonctions d'appartenance,  $K_p$ ,  $K_I$ , et  $\lambda$ . Les fonctions d'appartenance identiques utilisées dans le contrôleur pour ses deux entrées, à savoir l'erreur de contrôle de la surface (ACE) et la dérivée de l'ACE, et une sortie [23].

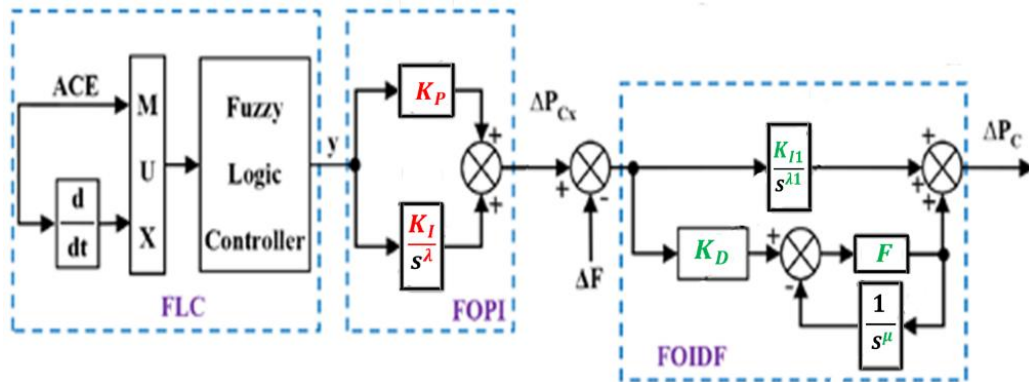


Figure II.30: Structure du contrôleur CF-FOIDF [18]

Le signal de commande du contrôleur FFOPI est donné comme suit :

$$\Delta P_{Cx} = K_P y + \frac{K_I}{s^\lambda} y \quad \text{II. 39}$$

Où  $y$  est la sortie de la commande FLC. Le signal de commande du contrôleur CFFOIDF proposé est donné par:

$$\Delta P_C = [\Delta P_{Cx} - \Delta F] \times \left[ \frac{K_{I1}}{s^{\lambda 1}} + \frac{K_D F s^\mu}{F + s^\mu} \right] \quad \text{II. 40}$$

L'intérêt du contrôleur CF-FOIDF est justifié par ses meilleures performances, sa flexibilité et sa robustesse face aux déviations des paramètres du système, de la demande de charge et des contraintes physiques [18]

### II.5.Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons exposé en premier lieu la théorie de réglage et de contrôle de tension et de fréquence, ensuite on a présenté la partie modélisation du problème. A la fin du chapitre une partie est consacrée aux régulateurs proposés.

Théoriquement l'utilisation de régulateurs en cascade offre une solution efficace et robuste pour garantir des performances optimales. En combinant différents régulateurs en cascade, il est possible d'assurer un contrôle précis de la tension et de la fréquence, tout en maintenant la stabilité du système.

En pratique, pour obtenir des résultats satisfaisants, l'identification des paramètres optimaux des régulateurs est devenue primordiale.

# ***CHAPITRE III***

***INTERACTION LFC AVR ET APPROCHE  
D'OPTIMISATION***



### III.1. Introduction

Au sein des réseaux électriques, certains contrôles automatiques (contrôle de la fréquence et le réglage de la tension) doivent être prévus pour détecter les changements et lancer un ensemble d'actions anti-contrôle qui élimine les déviations d'état rapidement et efficacement.

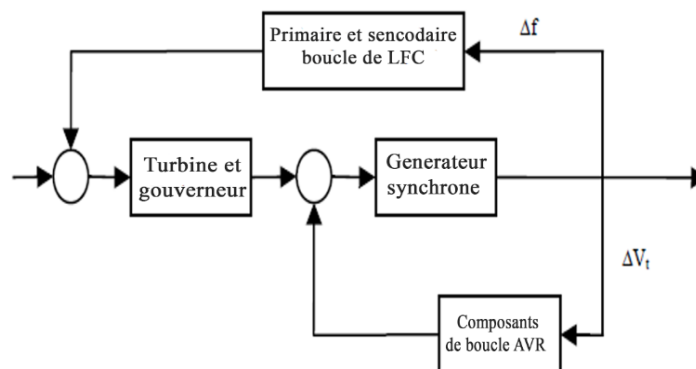
Dans ce chapitre on va présenter dans une première partie l'interaction entre les boucles LFC & AVR. Dans la deuxième, on va détailler la méthode utilisée pour l'optimisation des paramètres, et les fonctions objectives utilisées pour garantir un contrôle optimal.

### III.2. Interaction boucle AVR, boucle LFC

#### III.2.1. Interactions boucle AVR-LFC

Les deux principaux contrôles sont LFC et AVR, L'amplitude de la tension terminale du système dépend de la puissance réactive du système et est maintenue dans les limites spécifiées à l'aide du contrôle AVR.

La puissance en mégawatts et la fréquence du générateur synchrone dépendent de la puissance réelle du système et sont maintenues dans les limites spécifiées à l'aide de LFC, le générateur synchrone est maintenu dans les limites spécifiées à l'aide de LFC, La figure III.1 montre les deux boucles de contrôle du générateur synchrone, les boucles LFC et AVR [24].



**Figure III.1: commande combinée d'un générateur avec des boucles AVR et LFC [24]**

En considérant que la boucle AVR est beaucoup plus rapide que la boucle LFC car les constantes de temps des enroulements de champ dans la commande d'excitation sont beaucoup plus petites que les constantes de temps de la boucle LFC, les oscillations de la boucle AVR se stabilisent plus rapidement que les oscillations de la boucle LFC et elles n'interagissent plus.

Le contrôle de la fréquence et de la tension pour LFC et AVR, respectivement, peuvent être résumé comme suit :

- Dans la partie AVR, la différence entre la valeur de la tension de référence et la valeur de la tension mesurée par le capteur à partir de la sortie du générateur crée le signal d'erreur. Ce signal d'erreur est transmis à l'entrée du contrôleur. Le contrôleur génère le signal de commande. Ce signal est rendu significatif en l'amplifiant à l'aide d'un amplificateur. L'excitateur représente les enroulements d'excitation du générateur. La tension aux bornes du générateur est contrôlée par l'excitateur.
- Dans la partie LFC, le signal de changement de fréquence du système est donné à l'entrée du contrôleur. Ce signal passe également par le processus de régulation de la vitesse. Après la régulation de la vitesse et le processus de contrôle, le signal est appliqué à l'entrée du régulateur. La vanne d'entrée de la turbine est réglée par le régulateur. De cette manière, la fréquence est contrôlée en modifiant la puissance de sortie mécanique [24].

L'objectif des boucles combinées LFC-AVR dans un système électrique interconnecté est de maintenir la fréquence du système du générateur et la tension terminale dans les limites prescrites. La dynamique du régulateur s'installe avant de se manifester dans un système LFC plus lent. Cependant, il existe une petite interaction entre les boucles du régulateur et de LFC. De ce fait, la faible variation de la puissance réelle par rapport à une faible variation de la tension terminale du générateur. Après avoir combiné la boucle AVR avec la boucle LFC [25]

Les boucles AVR et LFC ne sont pas totalement sans interaction. Un certain couplage croisé existe entre les deux et doit être pris en compte lors de la modélisation du système électrique. La boucle AVR contrôle l'amplitude de la force électromotrice générée  $E$  qui détermine l'amplitude de la puissance réelle. La fréquence dépend de cette puissance réelle, de sorte que les changements dans la boucle AVR doivent être ressentis dans la boucle LFC.

La variation de la force électromotrice générée  $E$  s'explique par deux raisons : la variation de la tension du champ  $V_f$  et la variation de la position relative du rotor ou de l'angle du rotor  $\Delta\delta$ . Cette relation est représentée par l'équation [26] :

$$E' = \frac{K_G}{1 + T_G} (V_f - K_4 \Delta\delta) \quad \text{III. 1}$$

La tension terminale  $V_t$  se compose de deux éléments : la tension  $V_q$  sur l'axe  $q$ , qui augmente avec l'augmentation de  $E$ , et la tension  $V_d$  sur l'axe  $d$ , qui augmente avec l'augmentation de  $\delta$ . Cette relation est illustrée par l'équation suivante [15]:

$$\Delta V_t = K_5 \Delta \delta + K_6 E' \tag{III.2}$$

$K_5$  Est le changement de la tension aux bornes pour un petit changement de l'angle du rotor à stator constant.

$K_6$  Est le changement de la tension aux bornes pour un petit changement de l'angle du stator à un angle de rotor constant.

Nous avons constaté qu'un petit changement de la puissance réelle est le produit du coefficient de puissance de synchronisation  $P_s$  et du changement de l'angle de puissance  $\Delta \delta$  si nous incluons le petit effet de la tension sur la puissance réelle, nous obtenons l'équation linéarisée suivante :

$$\Delta P_e = P_s \Delta \delta + K_2 E' \tag{III.3}$$

$K_2$  Est le changement de puissance électrique pour un petit changement de la force électromotrice du stator.

Pour que le système soit stable il faut que :  $P_s, K_2, K_4$  et  $K_6$  sont positive et  $K_5$  est négative, dont et équation (III. 1) et (III.3) dans les systèmes LFC et AVR, un modèle linéarisé pour les systèmes combinés LFC et AVR est obtenu. Un schéma fonctionnel de simulation combiné est construit une zone illustrée dans la figure III.2 [14]:

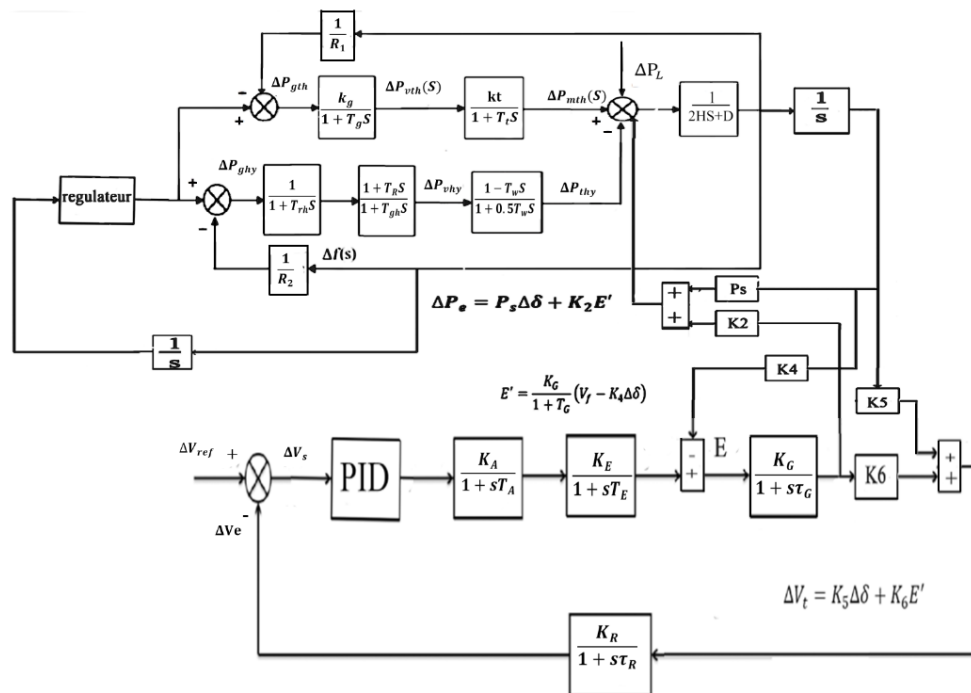
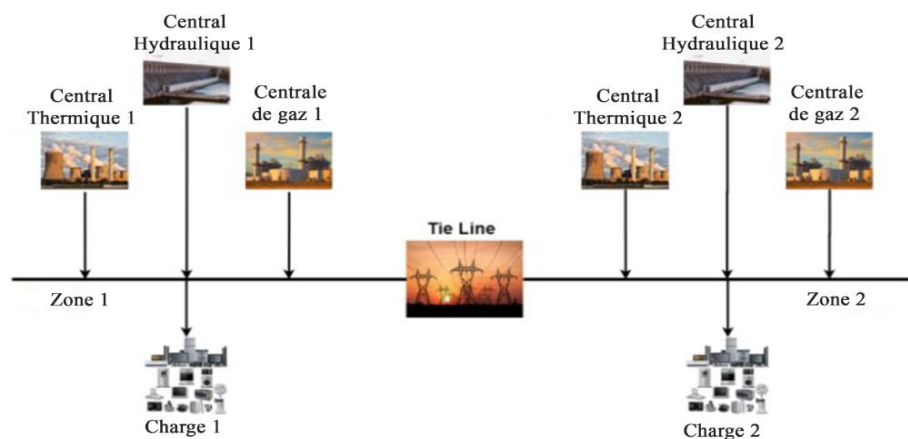


Figure III.2: Diagramme du boucle LFC et AVR interconnecté

### III.3. Problème multizones

Avec l'augmentation de la demande et pour accroître la fiabilité, il est en effet nécessaire d'interconnecter les centrales électriques voisines. Certaines centrales peuvent être considérées comme des réserves pour les pics de charge. Pour faire face aux hausses et aux baisses soudaines de la charge, seul un nombre réduit de machines fonctionne à vide. La réduction de la capacité de réserve, la réduction des coûts d'investissement, l'utilisation efficace des générateurs, l'augmentation de la fiabilité, etc. sont quelques-uns des avantages du système interconnecté.

La ligne de raccordement est la ligne de transmission par laquelle l'énergie est partagée entre une zone et la zone voisine. Lorsque la charge augmente, la fréquence du système diminue. La fréquence constante, c'est-à-dire  $\Delta f = 0$ , est maintenue par ces lignes de raccordement grâce au partage de l'énergie entre les zones. Le contrôle de la fréquence de la charge maintient le flux d'énergie entre les différentes zones avec une fréquence constante [3].



*Figure III.3: Schéma du système hybride à deux zones [3]*

#### III.3.1. Différence entre une zone et plusieurs zones

En électrotechnique et en systèmes électriques, les termes "zone isolée" et "multizone" font référence à la manière dont un réseau électrique est organisé en fonction de la gestion de la puissance électrique. Voici les différences entre les deux :

##### III.3.1.1. Zone Isolée :

Une zone isolée, également appelée "zone autonome" ou "îlot de puissance", désigne une portion du réseau électrique qui est isolée du reste du réseau. Elle fonctionne de manière autonome, généralement en utilisant sa propre source de génération d'électricité, telle qu'un générateur de secours ou une centrale électrique locale [14].

**III.3.1.2. Multizone (ou Zone Multiple) :**

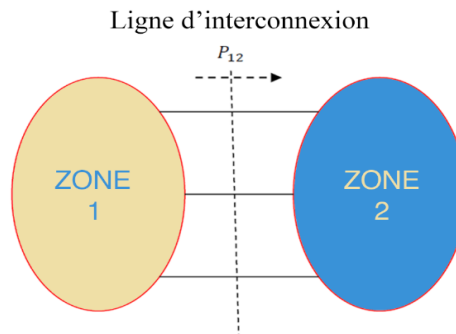
Une multizone, ou "zone multiple", désigne une division du réseau électrique en plusieurs zones interconnectées. Chaque zone multiple peut avoir sa propre génération, sa propre charge, et ses propres dispositifs de contrôle, mais elle est interconnectée avec d'autres zones pour permettre la coordination de la puissance électrique.

Caractéristiques:

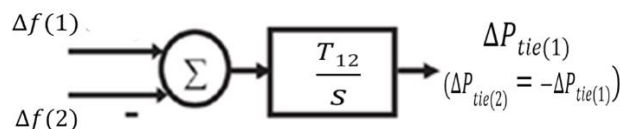
- Les zones multiples sont utilisées pour gérer efficacement des réseaux électriques plus vastes, où il est nécessaire de coordonner la gestion de la puissance entre différentes parties du réseau.
- La coordination entre les zones multiples est essentielle pour assurer l'équilibrage de la charge, la stabilité du réseau et la qualité de l'énergie électrique.

En résumé, la principale différence entre une zone isolée et une multizone réside dans leur relation avec le réseau électrique global. Une zone isolée est une partie du réseau électrique qui fonctionne de manière autonome et isolée du reste du réseau en cas de défaillance, tandis qu'une multizone est une subdivision du réseau interconnectée avec d'autres zones pour assurer une gestion coordonnée de la puissance électrique à l'échelle d'un réseau plus vaste [14].

**III.3.2. L'interconnexion de multizone**



*Figure III.4: Schémas d'interconnexion de deux réseaux [24]*



*Figure III.5: Connexions d'une ligne d'interconnexion à deux zones [25]*

Le flux de puissance sur la ligne de jonction de la zone 1 à la zone 2 est :

$$P_{tie12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad \text{III. 4}$$

Avec:

$X_{12}$  : La réactance entre les zones 1 et 2.

$\delta_1, \delta_2$  : Les angles de puissance des machines.

$V_1, V_2$  Les tensions équivalentes des machines dans des zones 1 et 2.

En linéarisant (III. 4) autour d'un point d'équilibre  $(\delta^0_1, \delta^0_2)$  :

$$\Delta P_{tie12} = T_{12}(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad \text{III. 5}$$

Où  $T_{12}$  est le coefficient de couple de synchronisation donné par :

$$T_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X_{12}} \cos(\delta^0_1 - \delta^0_2) \quad \text{III. 6}$$

Compte tenu de la relation entre l'angle de puissance de la zone et de la fréquence (III.5) peut être écrite :

$$\Delta P_{tie,12} = 2\pi T_{12} \left( \int \Delta f_1 - \Delta f_2 \right) \quad \text{III. 7}$$

Où  $\Delta f_1$  et  $\Delta f_2$  sont des déviations de fréquences dans les zones 1 et 2, respectivement. La transformée de Laplace (III.7) signifie que  $\Delta P_{tie,12(s)}$  est obtenu [24]:

$$\Delta P_{tie,12(s)} = \frac{2\pi}{s} T_{12} \left( \int \Delta f_1(s) - \Delta f_2(s) \right) \quad \text{III. 8}$$

### III.3.3. Avantage d'interconnexions

Si l'on excepte les systèmes insulaires autonomes et quelques autres situations, la plupart des réseaux gérés par des gestionnaires distincts sont regroupés au sein de grandes interconnexions.

Les avantages de celle-ci sont :

- Une meilleure régulation de la fréquence.
- Une assistance mutuelle en cas d'incident.

- Et donc une réduction de la réserve primaire que chaque gestionnaire de réseau doit contacter auprès de producteurs, pour faire face à la perte de générateurs
- La possibilité de vendre et d'acheter de l'énergie à des conditions plus avantageuses.
- Une meilleure tenue de la tension à l'interface entre systèmes. Après interconnexion [24].

#### III.3.4. Les problèmes de réglages dans multizones

Une étude de cas typique d'un système interconnecté multizone, les changements de charge peuvent apparaître de manière aléatoire dans n'importe quelle zone et affecter les fréquences locales ainsi que les flux d'énergie des lignes de liaison, Ainsi, il y a une augmentation ou une diminution de la fréquence ainsi qu'un changement de la valeur de la tension, et le système devient instable, ce qui provoque un déséquilibre et crée des problèmes et des dommages. Les écarts de fréquence et de puissance de ligne générés doivent être atténués en appliquant des contrôleurs efficaces dans chaque zone.

Les stratégies de contrôle améliorées seront ensuite appliquées pour garantir la stabilité, l'efficacité et l'économie pendant le processus de fonctionnement réel du système électrique [14].

Notons cependant au passage que la constitution de grands systèmes interconnexion exempte d'inconvénients :

- Des incidents peuvent se propager d'un réseau à un autre, via les lignes d'interconnexion.
- Des flux de puissance peuvent traverser un réseau situé au sien d'une structure maillée. Suite à des modifications topologiques ou des injections inattendues (par exemple variabilité de la production éolienne) dans les réseaux voisins.
- Des oscillations électromécaniques lentes (0.1 à 0.5 Hz) et mal amorties peuvent apparaître [24].

#### III.3.5. La stabilité du système multizone :

Dans la réalité, une zone n'est pas seulement interconnectée à une seule zone voisine. Elle l'est également avec les zones voisines par plusieurs lignes d'interconnexion. Le tout forme un système de puissance électrique performant capable de fonctionner dans les différents points de fonctionnement.

Pour atteindre la stabilité d'un système électrique multizone, il est essentiel de mettre en œuvre diverses mesures et stratégies de contrôle, Coordonner entre les zones et implique la communication en temps réel entre les différentes parties du réseau afin de surveiller l'état du système et prendre les décisions de contrôle appropriées et également maintenir la fréquence du réseau électrique à un niveau stable en cas d'arrêt entre production et expédition utiliser des dispositifs de régulateur et également contrôler la tension et la maintenir dans des limites acceptables, également en utilisant des régulateurs.

D'autre part, il faut protéger le réseau et s'assurer que chaque région du système multirégional soit équipée de dispositifs de protection appropriés et gérer les perturbations afin de faire face aux événements inattendus et maintenir la stabilité de la charge dans chaque région. Par conséquent, les changements de charge peuvent apparaître de manière aléatoire dans n'importe quelle zone et affecter les fréquences est la tension.

La stabilité d'un système électrique multizone dépend d'une coordination efficace, d'une surveillance continue, d'un contrôle précis et de la capacité à réagir rapidement aux perturbations. La mise en œuvre de ces mesures contribuera à maintenir la stabilité du système électrique à l'échelle multizone [14].

#### **III.4. Optimisation des paramètres des régulateurs**

Dans le cadre de trouver les paramètres des régulateurs, les chercheurs propose plusieurs méthodes pour optimiser ces paramètres. Parmi ces méthodes, les méthodes heuristiques sont des approches de résolution de problèmes qui reposent sur des règles empiriques ou des techniques de recherche guidées par l'expérience. Contrairement aux méthodes exactes, les méthodes heuristiques ne garantissent pas de trouver la solution optimale, mais elles visent à fournir une solution satisfaisante dans un temps raisonnable. Les méthodes heuristiques sont souvent utilisées dans des situations où les problèmes qui sont complexes, les solutions difficiles à obtenir de manière exacte, ou lorsque le temps de calcul est limité.

Les méthodes métaheuristiques ont révolutionné la résolution des problèmes de régulation en offrant des approches puissantes et flexibles pour trouver des solutions efficaces. Parmi ces méthodes les algorithmes d'optimisation inspirés par des phénomènes naturels, tels que l'évolution biologique, le comportement des insectes ou le fonctionnement des systèmes sociaux. Elles sont conçues pour explorer rapidement et efficacement l'espace des solutions possibles et trouver des réglages optimaux pour les systèmes de régulation. L'un des avantages clés des méthodes métaheuristiques est leur capacité à trouver des solutions de haute qualité



dans des problèmes complexes, où les méthodes traditionnelles peuvent être limitées. Elles ne dépendent pas d'un modèle mathématique précis du système, ce qui leur permet de s'adapter à différentes configurations et de traiter des problèmes réels avec des contraintes multiples [14].

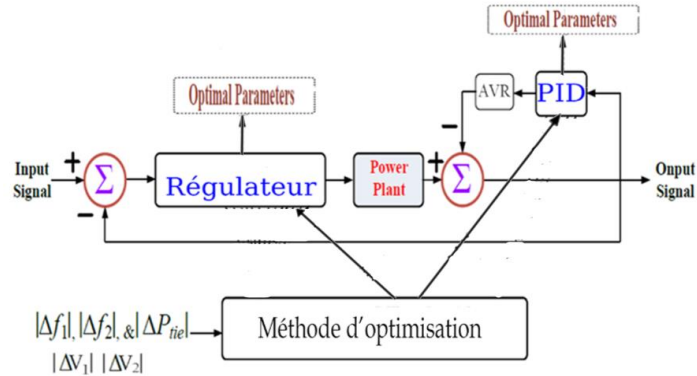


Figure III.6: Les paramètres optimaux des contrôleurs optimisés

### III.4.1. Méthodes d'optimisation

Il existe plusieurs méthodes pour optimiser les paramètres des contrôleurs parmi eux:

#### A. Optimisation par essaim de particules (PSO)

L'optimisation par essaim de particules est une méthode de calcul évolutif motivée par le comportement social et de recherche de nourriture d'un essaim. Ainsi, dans l'OSP, le processus naturel imite la volée d'un oiseau ou un banc de poissons. Les trois principales caractéristiques de l'OSP sont les suivantes :

- Performance maximale des particules.
- Les performances maximales de l'essaim.
- Ajustement de la vitesse et de la vélocité des particules [27].

#### B. L'algorithme Firefly

L'algorithme Firefly (FA) est un algorithme métaheuristique basé sur un essaim pour l'optimisation globale, inspiré par le comportement de clignotement des insectes lucioles. En optimisant correctement les paramètres du régulateur à l'aide de l'AF, les oscillations peuvent être amorties rapidement et le système peut être ramené à son état normal. Lors de la conception du régulateur utilisant l'AF, avec une réponse par étapes de la déviation de la charge, la minimisation de l'Intégrale de l'erreur quadratique (ISE) est prise comme fonction objective [3].

### C. Optimiseur MPA

Comme le précise l'analyse documentaire, l'optimiseur MPA a été privilégié dans plusieurs applications de détermination des paramètres optimaux. Les principes de l'AMP sont basés sur des stratégies de recherche de nourriture utilisant Levy et le mouvement des Brownies au sein des prédateurs qui les entourent. Ils déterminent l'optimum en modifiant la politique à l'aide de l'interaction biologique entre les proies et les prédateurs [27].

### D. Algorithme ICA

L'ICA, une métaheuristique basée sur la population proposée, imite le processus de compétition impérialiste sociopolitique en vue d'un résultat optimal à l'échelle mondiale. Il s'agit d'un algorithme d'optimisation robuste qui peut échapper efficacement au minimum local et converger vers le minimum global. L'ICA, comme d'autres techniques informatiques douces évolutionnaires, commence par une population préliminaire. Chaque membre de la population est appelé pays.

Sur la base de la valeur de la fonction de coût, les pays sont classés en deux groupes : les pays impérialistes (pays à faible coût ou plus puissants) et les colonies (pays plus coûteux ou moins puissants) [18].

#### III.4.2. Lémurs Optimiser (LO)

Dans notre travail on a choisi la méthode de Lémur Optimiser pour trouver les paramètres de nos régulateurs

##### III.4.2.1. Définition de lémurs Optimiser (LO)

Le Lémur Optimiser est un puissant algorithme d'optimisation qui a été développé pour être utilisé dans un large domaine d'applications. Il est basé sur les principes de la sélection naturelle et de l'évolution, et est conçu pour trouver la meilleure solution possible à un problème donné en affinant et en améliorant de manière itérative une population de solutions candidates.

Le Lémur Optimiser est particulièrement bien adapté aux problèmes qui impliquent des relations complexes et non linéaires entre les variables, car il est capable d'explorer un large espace de recherche de manière efficace et efficiente. Il a été utilisé avec succès dans un certain nombre de domaines différents, notamment l'ingénierie, la finance et la biologie.

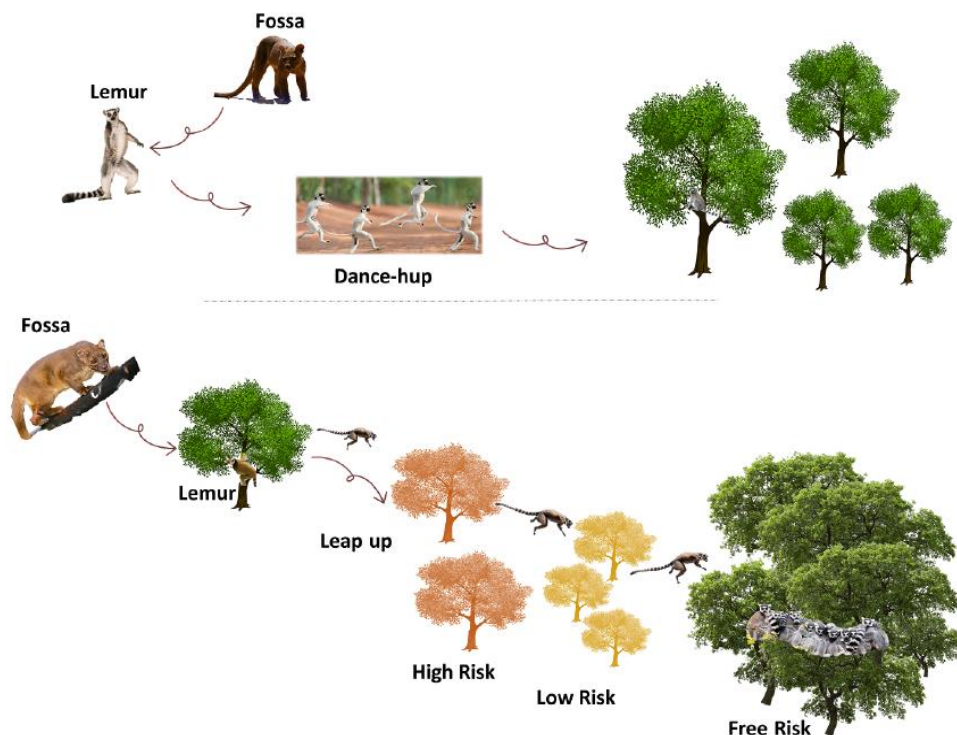
Les lémuriens ont un large domaine de comportements locomoteurs inspirés de deux comportements de lémuriens principaux : sauter vers le haut (**leap up**) et danser (**dance-hup**).

En **leap up**, les lémuriens sautent dans les airs et s'assoient sur une branche voisine, les mains et les pieds saisissant étroitement le tronc. Ils ont le potentiel de sauter jusqu'à 10 m (33 pieds) d'un tronc d'arbre à l'autre en quelques secondes. Le **dance-hup** se produit lorsque l'espace entre les arbres devient trop grand, les lémuriens vont descendre au sol et traverser des longueurs de plus de 100 m (330 pieds) en se tenant debout et en sautant horizontalement avec les bras étendus sur le côté et en agitant de haut en bas de hauteur de la poitrine à la tête, apparemment pour l'équilibre [14].

**III.4.2.2. Modèle mathématique de l'algorithme Lemurs Optimiser**

Le processus de recherche est divisé en deux phases dans l'algorithme basé sur la population, exploration et exploitation. Dans la phase d'exploration, nous utilisons le comportement dance-hup.

Le comportement de saut, d'autre part, aide LO à exploiter l'espace de recherche. On considère chaque solution comme un lémure, chaque vecteur représentant une seule des coordonnées du lémurien. Nous attribuons également le meilleur emplacement à chaque solution qui est liée à la valeur de la fonction de fitness de la solution. En conséquence, les lémuriens changeront de vecteurs de place et danseront vers le meilleur lémurien la plus proche ou sauteront vers Lémurien nommé 'global best one' [14].



*Figure III.7: Inspiration de Lemur Optimiser [26]*

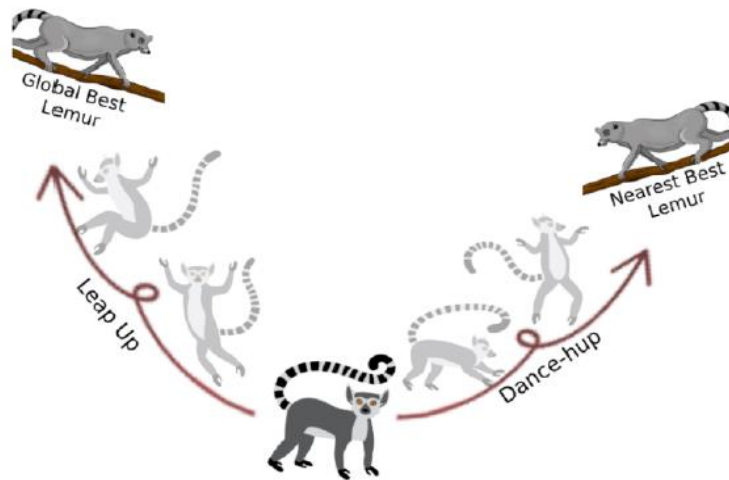


Figure III.8: Le modèle conceptuel de dance-hup et leap-up [26]

L'algorithme LO est connu comme l'un des puissants algorithmes basés sur la population ; l'ensemble de lémuriens est donc exprimé sous la forme d'une matrice. L'équation III.9 définit la matrice de la population d'entrée pour l'algorithme LO.

$$X = \begin{bmatrix} l_1^1 & l_1^2 & \dots & l_1^d \\ l_2^1 & l_2^2 & \dots & l_2^d \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ l_n^1 & l_n^2 & \dots & l_n^d \end{bmatrix} \quad \text{III.9}$$

Où  $X$  indique la matrice de l'ensemble d'algorithmes de taille  $n*d$ .  $n$  indique les solutions candidates et  $d$  représente les variables de décision.

Pour utiliser l'OL pour résoudre un problème d'optimisation tel que la sélection de caractéristiques (FS), la fonction de l'algorithme de l'OL se déroule en plusieurs étapes :

- **Étape 1** : Définir les paramètres Lémurs suivants :  $N$  Population,  $Max_{iter}$  fait référence au nombre maximal d'itérations.  $D$  implique la dimensionnalité de l'espace de recherche par rapport à la taille de l'ensemble de données. En outre,  $UB$  est la limite supérieure et  $LB$  la limite inférieure.
- **Étape 2** : Générer la variable de décision  $X$  dans la  $i$ ème solution sur la base de l'Equation III.10 :

$$X_i^j = (LB + (UB_j - LB_j)) * r \quad \text{III.10}$$

Où  $r$  désigne le nombre aléatoire uniforme  $\in [0,1]$ .

- **Étape 3** : À l'intérieur de la boucle pour chaque itération, calculer le taux de risque libre (FRR) qui est le coefficient de l'algorithme LO basé sur l'équation III.11 :

$$FRR = HRR - t * \left( \frac{HRR - LRR}{Max_{iter}} \right) \quad \text{III. 11}$$

Où  $t$  représente le nombre d'itérations actuelles.  $Max_{iter}$  Représente la taille de l'itération. En outre, l'équation III.11 utilise le taux de risque élevé (HRR) et le taux de risque faible (LRR) comme deux valeurs prédéfinies et constantes.

- **Étape 4**: Calculer la valeur d'aptitude pour chaque  $X_i^j$  comme indiqué dans l'équation III.12:

$$Fit(x_i^j) = \alpha * (1 - Acc) + \beta * \left( \frac{S}{S} \right) \quad \text{III. 12}$$

Où la valeur d'aptitude est désignée par  $Fit(x_i^j)$ , petit  $s$  se réfère au total des caractéristiques sélectionnées,  $S$  est la caractéristique maximale sélectionnée, et  $Acc$  est la précision de chaque sous-ensemble qui est extraite par la fonction de classification K-Nearest Neighbors (KNN) pour évaluer le sous-ensemble sélectionné à chaque itération.

- **Étape 5** : Pour améliorer la valeur d'aptitude des lémurien, nous les classons en deux catégories. Tout d'abord, nous identifions les meilleurs lémurien proches ( $bnl$ ), ce qui signifie que nous sélectionnons les solutions ayant la valeur d'aptitude la plus faible. En fonction des objectifs du SF, les  $bnl$  fourniront les meilleures caractéristiques pour l'itération en cours. Ensuite, nous sélectionnons le meilleur lémurien global ( $gbl$ ) de toute la population, qui représente la meilleure solution globale.
- **Étape 6** : Définition de la valeur de  $r_1$ , qui est un nombre aléatoire  $\in [0,1]$ , et comparaison avec FRR. Ensuite, mettre à jour la position de chaque lémurien en l'éloignant de la zone à risque conformément à l'équation III.13.

$$X_i^j = \begin{cases} x(i,j) + |(x(i,j) - x(bnl,j))| * (r_3 - 0.5) * 2; & r_1 < FRR \\ x(i,j) + |(x(i,j) - x(gbl,j))| * (r_3 - 0.5) * 2; & r_1 < FRR \end{cases} \quad \text{III. 13}$$

Où  $r_1$  est le nombre aléatoire  $\in [0,1]$ , Le  $i^{\text{ème}}$  lémurien actuel de la  $N^{\text{ième}}$  population est  $x(i,j)$  qui est la solution candidate dans la  $j^{\text{ième}}$  variable de décision. **bnl** fait référence aux

meilleurs lémuriens proches, en tant que solution actuelle dans cette itération. *gbl* implique les meilleurs lémuriens globaux pour l'ensemble de la population sur toutes les itérations [28].

### III.4.2.3. Algorithme principal de LO

- 1: Définir le paramètre **UB**; **LB**; **Max<sub>iter</sub>**, Dimension **d**; **LRR**; **HRR**.
- 2: Initialiser la taille de la population de lémuriens **N**.
- 3: Générer une population de manière aléatoire. Eq. **III.10**
- 4: **t = 1**
- 5: **while**  $t < Max_{iter}$  **do**
- 6:    Calcule le coefficient **FRR**. Eq. **III.11**
- 7:    Calcule **Fit** pour chaque candidat Lemurs
- 8:    Trier les candidats lémuriens
- 9:    Mise à jour du meilleur candidat mondial Lemur **gbl**
- 10:   Mise à jour **bnl**
- 11:   **for**  $i = 1$  to **N** **do**
- 12:     Set  $r_1 \leftarrow \text{rand} [0,1]$
- 13:     **if**  $r_1 < FRR$  **then**
- 14:       Mettre à jour chaque variable de décision à l'aide de dance hup. Eq. **III.13**
- 15:     **else**
- 16:       Mettre à jour chaque variable de décision en utilisant leap up. Eq. **III.13**
- 17:     **end if**
- 18:    **end for**
- 19: **end while** [28]

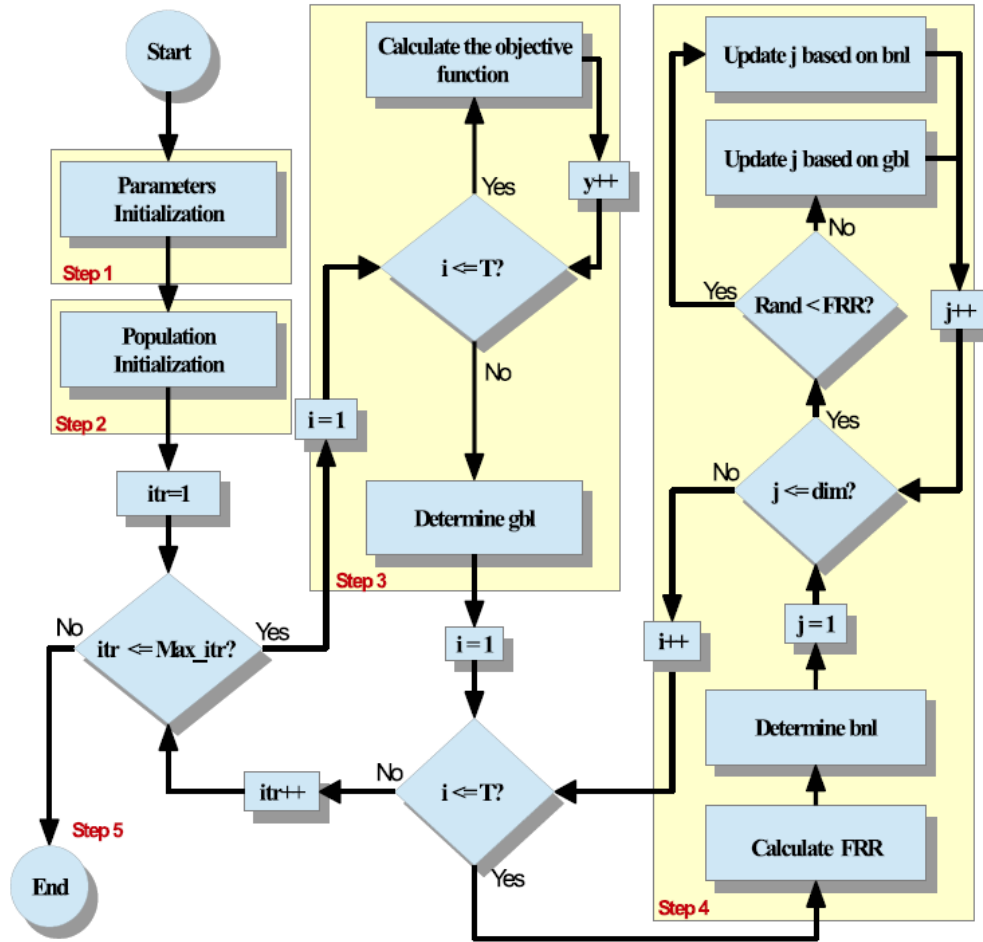


Figure III.9: Organigramme de l'optimiseur Lemur [26].

### III.5. La fonction objective

Une détermination minutieuse de la fonction objective de la technique d'optimisation est nécessaire pour obtenir un contrôle optimal de la fréquence dans les réseaux électriques interconnectés ou isolés. Pour améliorer l'efficacité du système, certaines études ont utilisé une fonction objective contenant l'écart de fréquence ( $\Delta F$ ), l'erreur de contrôle de zone (ACE) ou l'écart de ligne d'interconnexion ( $\Delta P_{tie}$ ).

Toutefois, le passage d'une fonction objective à une fonction multi objectif améliorera considérablement l'efficacité et les performances de la dynamique du système.

Il existe de nombreuses fonctions objectives basées sur les erreurs pour les systèmes de contrôle multi-objectifs, notamment l'erreur quadratique intégrale (ISE), l'erreur absolue intégrale (IAE), l'erreur quadratique temporelle intégrale (ITSE) et l'erreur absolue temporelle intégrale (ITAE) sont des mesures de performance dans les systèmes de contrôle. Ces mesures de performance sont également utilisées comme fonctions objectives dans les études de

contrôle. Les mesures ISE et IAE sont sensibles à l'ampleur de l'erreur. La mesure ISE est calculée en intégrant le carré de l'erreur.

Pour cette raison, elle ne se préoccupe pas du signe de l'erreur et est très sensible aux erreurs importantes. La métrique IAE est calculée en intégrant la valeur absolue de l'erreur. Par conséquent, la métrique IAE, comme la métrique ISE, ne se préoccupe pas du signe de l'erreur. En conclusion, l'IAE est également sensible aux erreurs positives et négatives de même ampleur, mais l'ISE accorde plus de poids aux erreurs plus importantes. Les expressions mathématiques des mesures ISE et IAE sont données ci-dessous.

$$ISE = \int_0^t e^2(t)dt \tag{III. 14}$$

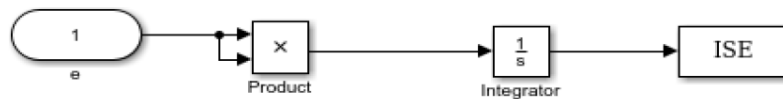


Figure III.10: Structure d'ISE dans Simulink

$$IAE = \int_0^t |e(t)|dt \tag{III. 15}$$

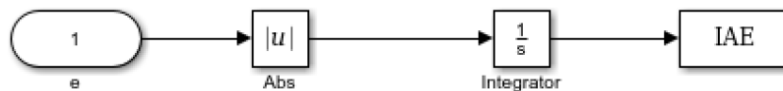


Figure III.11: Structure d'IAE dans Simulink

La différence entre les mesures ISE et IAE entraîne également des différences dans leur utilisation en tant que fonctions objectives. Étant donné que la sensibilité à l'erreur de la métrique ISE est élevée, elle donne de meilleurs résultats que la métrique IAE en termes de minimisation du temps de montée et du temps de stabilisation de la réponse transitoire. Toutefois, cette sensibilité de la métrique ISE peut entraîner un dépassement de valeur élevé. L'utilisation de la métrique IAE comme fonction objective peut réduire le dépassement mais peut avoir des conséquences négatives sur le temps de stabilisation.

Les mesures ITSE et ITAE sont sensibles à la fois à l'ampleur et au temps de l'erreur. Ces mesures sont obtenues en multipliant les mesures ISE et IAE avec le temps. Ces mesures sont définies mathématiquement comme suit [24]:



$$ITSE = \int_0^t te^2(t)dt \tag{III.16}$$

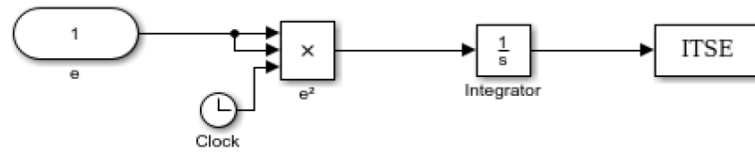


Figure III.12: Structure de l'ITSE dans Simulink

$$ITAE = \int_0^t t|e(t)|dt \tag{III.17}$$

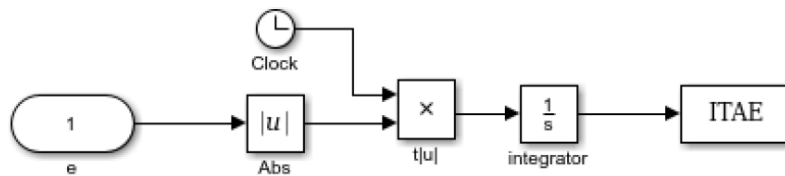


Figure III.13: Structure de l'ITAE dans Simulink

Comme le moment de l'erreur est important pour ces mesures, elles produisent un résultat efficace pour l'état stable. Comme la métrique ISE, la métrique ITSE est très sensible à la réduction du temps de montée et du temps de stabilisation. Comme l'erreur est élevée au carré dans la métrique ITSE, la transition vers l'état stable peut se produire plus rapidement que dans la métrique ITAE. Cependant, on observe davantage de dépassements dans la métrique ITSE que dans la métrique ITAE. Par conséquent, on peut dire que la métrique ITSE est plus sensible à l'état stable, tandis que la métrique ITAE est plus sensible à l'état transitoire.

L'optimiseur LO susmentionné est utilisé pour déterminer les valeurs des paramètres optimisés des régulateurs de LFC & AVR. Le processus d'optimisation est piloté par la minimisation de la fonction d'aptitude sélectionnée du processus d'optimisation. Les cinq mesures principales du processus d'optimisation sont l'écart de fréquence dans la zone 1 ( $\Delta F1$ ), l'écart de fréquence dans la zone 2 ( $\Delta F1$ ) et l'écart de puissance de la ligne d'interconnexion entre les deux zones  $\Delta P_{tie12}$  et l'écart de tension dans la zone 1 ( $\Delta F1$ ), l'écart de tension dans la zone 2 ( $\Delta F2$ )

La fonction objective dans le processus d'optimisation proposé comprend les cinq mesures sans facteurs de pondération en raison de l'utilisation de mesures de l'unité centrale. Il existe quatre

représentations principales des fonctions objectives qui seront utilisées dans le processus d'optimisation proposé [24]:

$$ISE = \int_0^{\infty} \{\Delta F_1^2 + \Delta F_2^2 + \Delta Ptie_{12}^2 + \Delta V_1^2 + \Delta V_2^2\} dt$$

$$ITSE = \int_0^{\infty} t\{\Delta F_1^2 + \Delta F_2^2 + \Delta Ptie_{12}^2 + \Delta V_1^2 + \Delta V_2^2\} dt$$

$$IAE = \int_0^{\infty} \{|\Delta F_1| + |\Delta F_2| + |\Delta Ptie_{12}| + |\Delta V_1| + |\Delta V_2|\} dt$$

$$ITAE = \int_0^{\infty} t\{|\Delta F_1| + |\Delta F_2| + |\Delta Ptie_{12}| + |\Delta V_1| + |\Delta V_2|\} dt$$

Après plusieurs simulations, d'un réseau à deux zones contrôlée par deux contrôleurs (LFC, AVR) on a constaté que les allures des fréquences et des tensions obtenus par les paramètres identifiés à l'aide de la fonction objectif ITAE sont les plus appropriés.

### III.6. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de conclure que la prise en compte de l'interaction entre les boucles LFC et AVR est essentielle pour assurer un fonctionnement stable et fiable du système.

Après une modélisation de l'interaction LFC-AVR, nous avons présenté la procédure d'identification des paramètres des régulateurs à l'aide des méthodes métaheuristiques telles que le Lemur Optimiseur. Ces méthodes rendent possible l'optimisation des performances des systèmes électriques complexes. Aussi l'amélioration de la réponse aux perturbations et de garantir la stabilité du réseau dans diverses conditions de fonctionnement.

Le quatrième chapitre sera consacré à la mise en place des modèles présentés dans le deuxième et le troisième chapitre.

# ***CHAPITRE IV***

**APPLICATIONS ET RESULTATS**

### IV.1. Introduction

Les réseaux d’interconnexion, par leur nature large et complexe, sont influencés par des phénomènes aléatoires pouvant affecter leur stabilité. Pour assurer la sécurité des équipements et maintenir la qualité du service, il est impératif de garder la fréquence et la tension de chaque zone dans des plages stables. Ce chapitre se concentre sur l’application pratique des techniques de contrôle et de régulation des systèmes multizones à travers des simulations SIMULINK.

Dans ce chapitre d’application, on va démontrer comment des régulateurs, optimisés par la méthode de l’optimisation LO, peuvent être utilisés pour maintenir la fréquence et la tension du réseau dans les plages contractuelles. Les simulations mettront en évidence le comportement des différents régulateurs en réponse à des perturbations, avec ou sans la présence de véhicules électriques. Enfin, nous proposerons un modèle adaptatif basé sur la logique floue, capable de compenser les erreurs en temps réel, afin d’améliorer la performance globale du réseau interconnecté.

### IV.2. Applications

Afin de valider les modèles théoriques présentés dans les chapitres précédents, nous avons proposés des simulations à l’aide de SIMULINK du logiciel MATLAB.

La première étape consiste à construire les schémas de régulation LFC & AVR d’un réseau avec deux sources connectés l’une est une centrale thermique et l’autre une centrale Hydrothermique en présence des véhicules électrique.

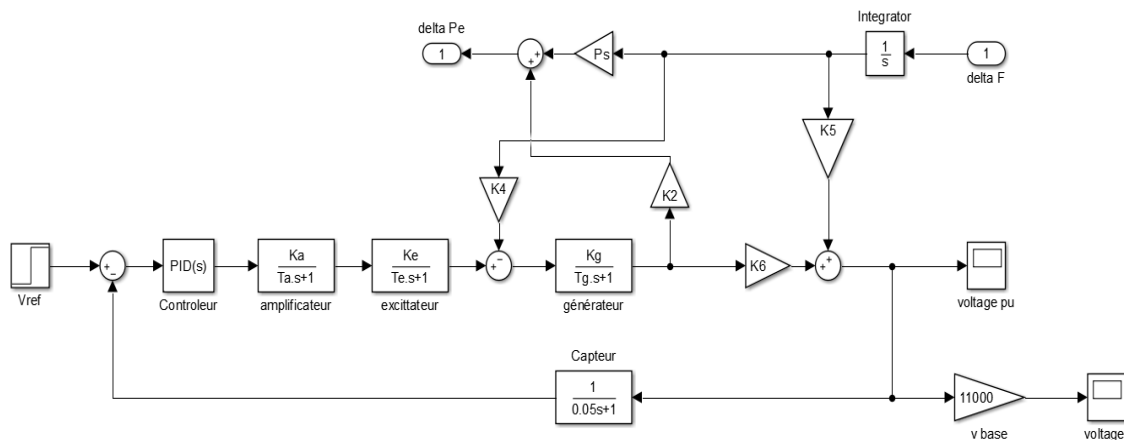


Figure IV.1: boucle AVR couplé au système

Donc le système étudié contient : 1 unité thermique + 1 unité hydraulique + ensemble des véhicules électriques et des régulateurs.

La première application comporte deux simulations :

- Simulation d'un réseau isolé (une seule zone)
- Simulation d'un réseau interconnecté (deux zones)

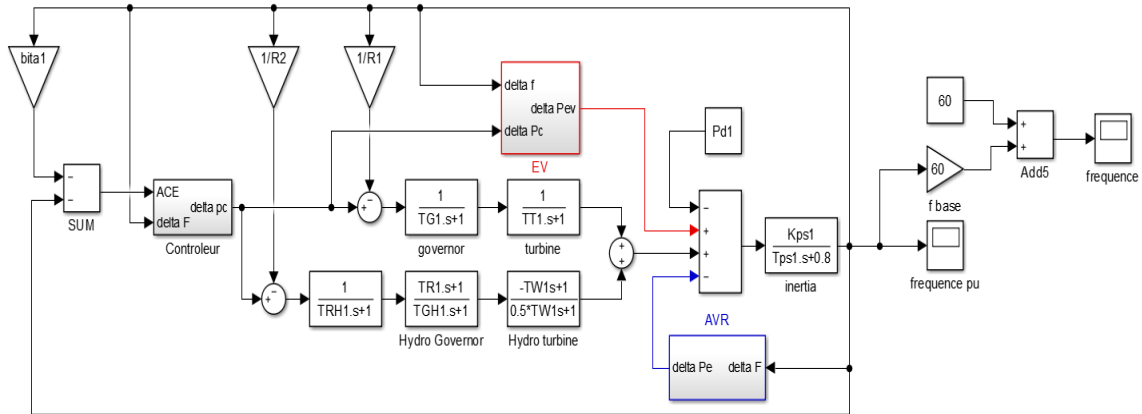


Figure IV.2 : modèle Simulink de système LFC & AVR interconnecté (une seule zone)

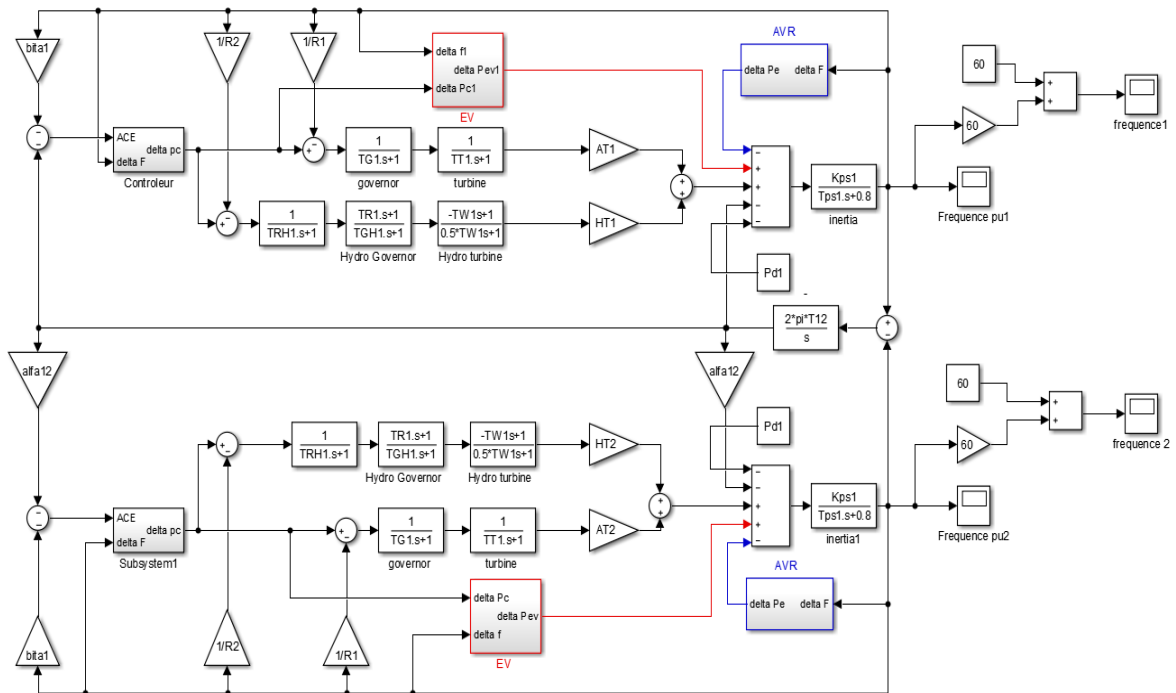


Figure IV.3: modèle Simulink de système LFC & AVR interconnecté (deux zones)

Ces deux simulations sont réalisées dans les deux situations

- En présence de véhicules électriques
- En absence des véhicules électriques

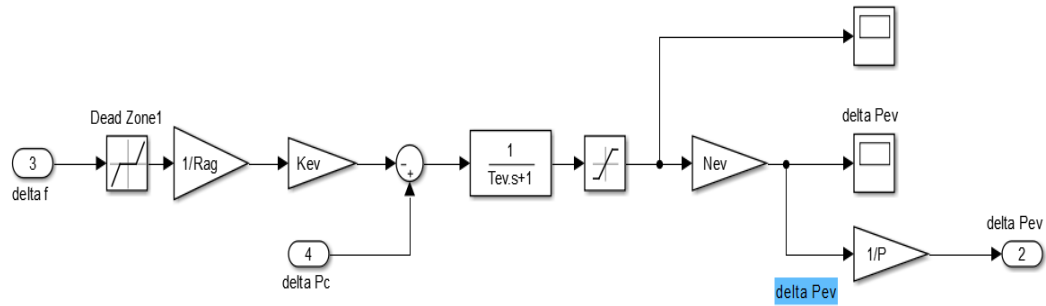


Figure IV.4: modèle globale de véhicule électrique

La deuxième est une comparaison entre les résultats obtenus dans les cas des configurations suivantes :

- 1<sup>ère</sup> configuration : LFC régulateur PID & AVR régulateur PID
- 2<sup>ème</sup> configuration : LFC régulateur CPIDF-PDF & AVR régulateur PID
- 3<sup>ème</sup> configuration : LFC régulateur PID-FOPIDN & AVR régulateur PID

La troisième et la dernière application consiste à vérifier l'efficacité du contrôleur adaptatif flou en cas d'un problème en ligne.

### IV.3. Simulations

Après la construction des différents schémas de régulation on passe à la simulation numérique

#### IV.3.1. Comparaison entre la présence et l'absence des véhicules dans le système

- La première étape est l'introduction des paramètres du réseau, présentés ci-dessous,

#### Boucle LFC

$Pr=2000\text{MW}$  ;  $F0=60\text{Hz}$  ;  $\beta1=0.425\text{puMW/Hz}$  ;  $R1=2\text{Hz/puMW}$  ;  $R2=2.4\text{ Hz/puMW}$  ;  $TG1=0.08\text{s}$  ;  $TT1=0.3\text{s}$  ;  $KPS1=120\text{Hz/puMW}$  ;  $TPS1=20\text{s}$  ;  $TR1=5\text{s}$  ;  $TRH1=48.7\text{s}$  ;  $TW1=1\text{s}$  ;  $TGH1=0.513\text{s}$  ;  $T12=0.0707\text{ puMW/rad}$  ;  $\alpha12=-1$  ;  $\Delta PD1=0.01\text{puMW}$  ;  $AT1=0.7$  ;  $AH1=0.3$  ;  $AT2=0.6$  ;  $AH2=0.4$ ; [18].

#### Boucle AVR

$Ka=10$  ;  $Ta=0.1$  ;  $Ke=1$  ;  $Te=0.4$  ;  $KG=0.8$  ;  $TG=1.4$  ;  $KR=1$  ;  $TR=0.05$  ;  $K2=0.2$  ;  $K4=1.4$  ;  $K5=-0.1$  ;  $K6=0.1$  ;  $Ps=1.5$  ; [18].

#### Véhicule électrique

$\Delta FUL=10\text{mHz}$  ;  $\Delta FLL=-10\text{mHz}$  ;  $RAG=2.4\text{Hz/puMW}$  ;  $KEV=1$  ;  $TEV=1$  ;  $NEV1=2000$  ;  $NEV2=9000$  ; [18].

- La deuxième étape est l'identification des paramètres des régulateurs à l'aide de la méthode LO.

#### IV.3.1.1. Une seule zone

##### ➤ Sans EVs

*Tableau IV.1: paramètres des régulateurs LFC sans véhicules (une seule zone)*

	Kp (Kt)	Ki	Kd	N	Kp'	Ki'	Kd'	N'	$\lambda$	$\mu$
PID	15.2078	7.8044	6.3704	416.1092	/	/	/	/	/	/
CPIDF- PDF	4.5712	3.1916	0.5000	279.3694	22.9630	/	0.6024	262.5064	/	/
PID- FOPIDN	14.8717	11.2125	0.7000	11.0184	3.7076	5.9000	3.9570	1.2753	3.1071	0.6500

*Tableau IV.2: paramètres des régulateurs AVR sans véhicules (une seule zone)*

		Kp	Ki	Kd	N
1ere cas	PID	0.8044	0.5388	0.2078	416.2421
2eme cas	PID	0.8252	0.4975	0.4149	400.0000
3eme cas	PID	0.9427	0.5690	0.4640	406.7766

##### ➤ Avec EVs

*Tableau IV.3: paramètres des régulateurs LFC avec véhicules (une seule zone)*

	Kp (Kt)	Ki	Kd	N	Kp'	Ki'	Kd'	N'	$\lambda$	$\mu$
PID	28.4511	9.0082	19.4815	409.4956	/	/	/	/	/	/
CPIDF- PDF	8.0142	0.0250	0.6701	241.1427	25.0874	/	0.2517	257.8029	/	/
PID- FOPIDN	24.8717	21.2125	0.2700	31.0184	18.7076	25.9000	18.9570	1.2753	0.0107	0.4650

*Tableau IV.4: paramètres des régulateurs AVR avec véhicules (une seule zone)*

		Kp	Ki	Kd	N
1ere cas	PID	0.7407	0.4096	0.3406	340.0000
2eme cas	PID	0.8562	0.5217	0.3000	450.0000
3eme cas	PID	0.8987	0.4517	0.3333	420.5460

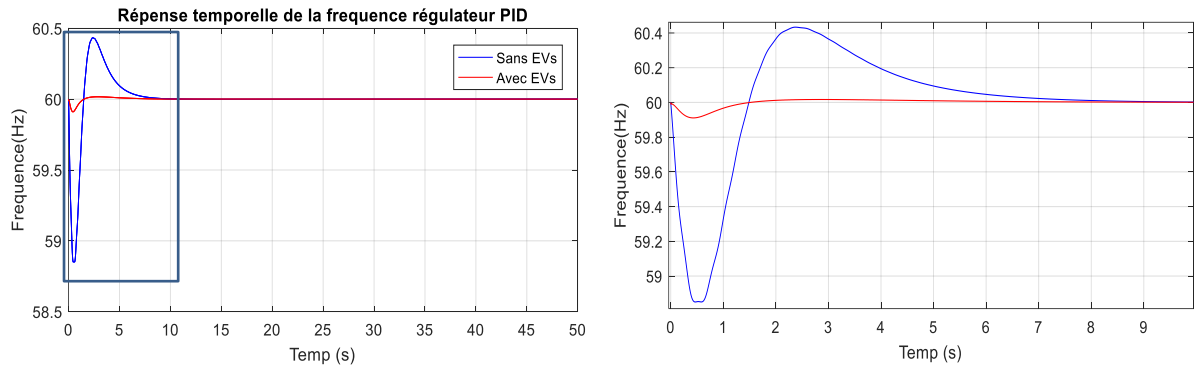


Figure IV.5: fréquence de régulateur PID avec et sans EVs ( une seule zone)

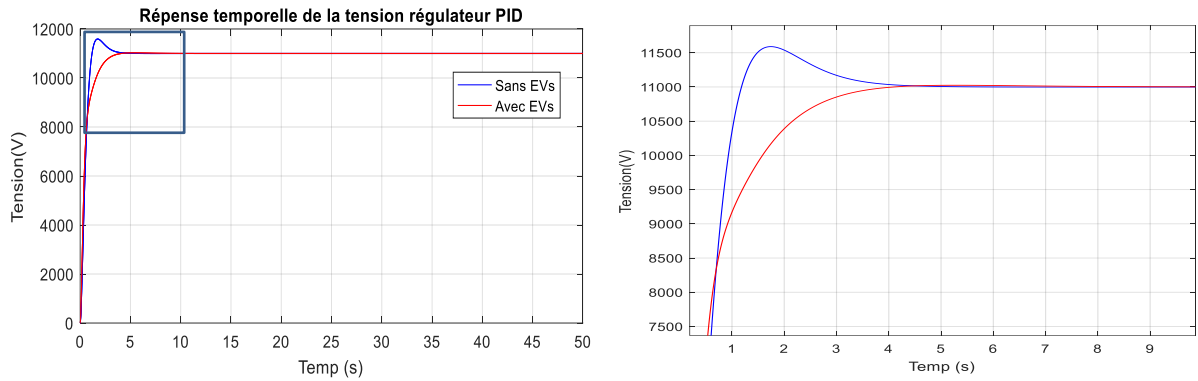


Figure IV.6: tension de régulateur PID avec et sans EVs ( une seule zone)

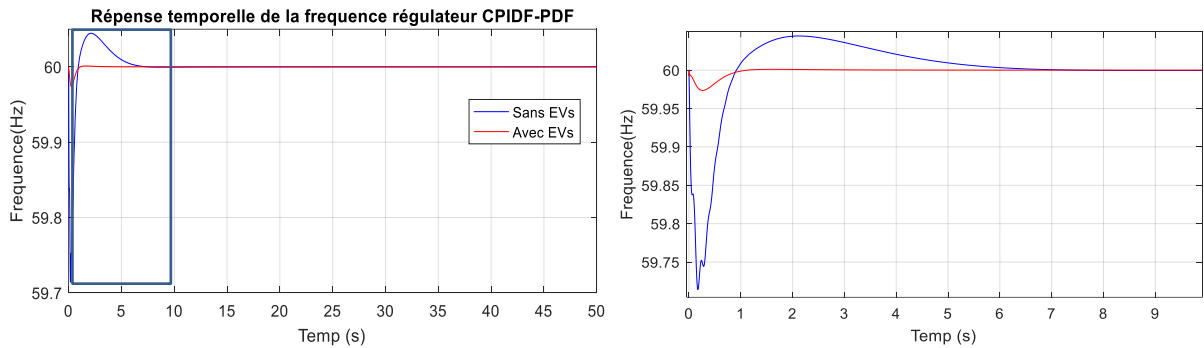


Figure IV.7: fréquence de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (une seule zone)

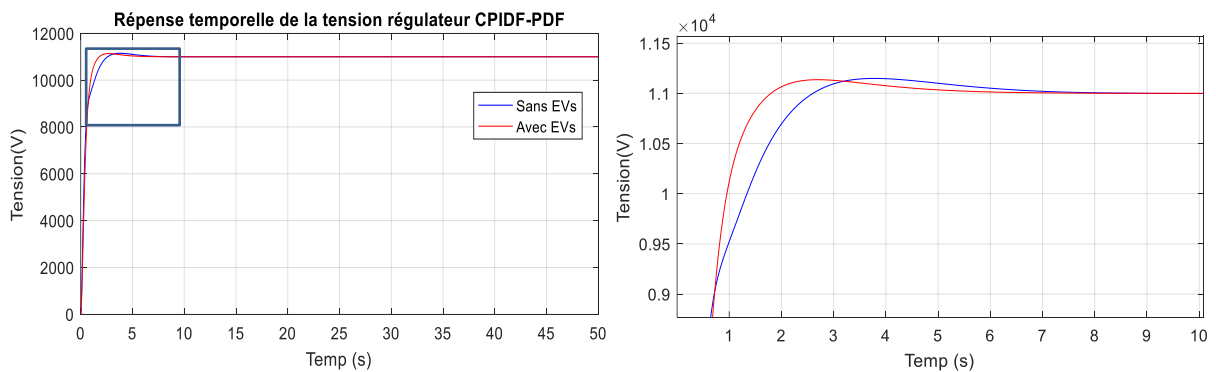


Figure IV.8: tension de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (une seule zone)



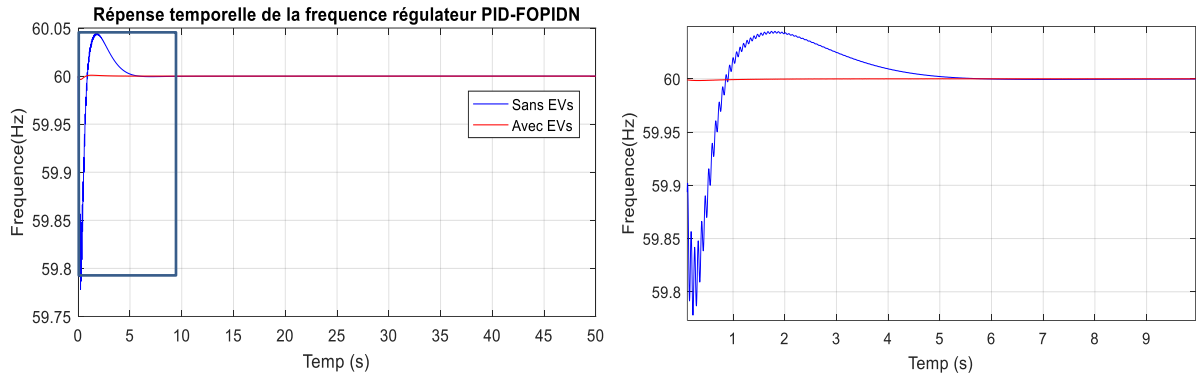


Figure IV.9: fréquence de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (une seule zone)

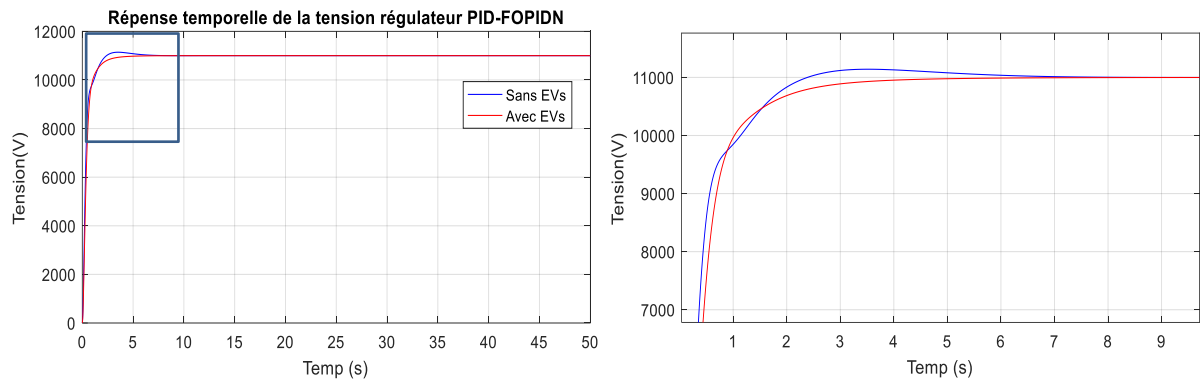


Figure IV.10: tension de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (une seule zone)

IV.3.1.2. Deux zones

➤ Sans EVs

Tableau IV.5: paramètres des régulateurs LFC sans véhicules (deux zones)

		Kp (Kt)	Ki	Kd	N	Kp'	Ki'	Kd'	N'	$\lambda$	$\mu$
PID	Zone 1	29.000	17.8618	9.4236	336.0820	/	/	/	/	/	/
	Zone 2	28.524	17.6843	9.0811	450.0000	/	/	/	/	/	/
CPIDF -PDF	Zone 1	8.056	10.7824	0.6994	367.5268	15.1679	/	0.2694	380.000	/	/
	Zone 2	8.3291	15.0451	0.5705	356.9039	14.5000	/	0.6922	440.892	/	/
PID- FOPI DN	Zone 1	5.5608	22.7073	0.6106	4.1365	9.7422	25.9700	8.8246	1.3383	0.6000	0.283
	Zone 2	6.5000	16.5000	0.6081	3.5000	8.7108	18.7150	2.9640	3.1320	0.0054	0.560

*Tableau IV.6: paramètres des régulateurs AVR sans véhicules (deux zones)*

			Kp	Ki	Kd	N
1ere cas	PID	Zone 1	0.8512	0.5935	0.2560	269.5881
		Zone 2	0.7831	0.5059	0.2898	200.5738
2eme cas	PID	Zone 1	0.6029	0.3828	0.1815	344.3318
		Zone 2	0.4500	0.2721	0.1500	335.5603
3eme cas	PID	Zone 1	1.6293	0.3428	0.1815	344.3318
		Zone 2	0.5000	0.2421	0.1500	335.5603

## ✓ Avec EVs

*Tableau IV.7: paramètres des régulateurs LFC avec véhicules (deux zones)*

		Kp (Kt)	Ki	Kd	N	Kp'	Ki'	Kd'	N'	$\lambda$	$\mu$
PID	Zone 1	29.950	9.9001	20.000	420.398	/	/	/	/	/	/
	Zone 2	27.250	9.2054	10.000	440.390	/	/	/	/	/	/
CPIDF- PDF	Zone 1	9.2906	7.1063	3.7944	280.000	25.7477	/	5.9527	278.287	/	/
	Zone 2	9.1997	6.1530	4.6317	269.420	28.1120	/	8.6235	267.670	/	/
PID- FOPIDN	Zone 1	5.5608	26.7073	0.6106	14.136	12.7422	25.790	7.8246	1.3383	0.060	0.283
	Zone 2	6.5000	16.5000	0.6081	13.500	16.7108	28.715	6.9640	1.1320	0.054	0.560

*Tableau IV.8: paramètres des régulateurs AVR avec véhicules (deux zones)*

			Kp	Ki	Kd	N
1ere cas	PID	Zone 1	0.8812	0.5805	0.3000	114.3300
		Zone 2	0.7500	0.5722	0.3300	115.5300
2eme cas	PID	Zone 1	0.4315	0.2687	0.1953	319.3444
		Zone 2	0.7484	0.4435	0.2317	378.1701
3eme cas	PID	Zone 1	0.6293	0.3838	0.1800	345.1822
		Zone 2	0.4989	0.2733	0.1515	335.0000

✓ Zone 1

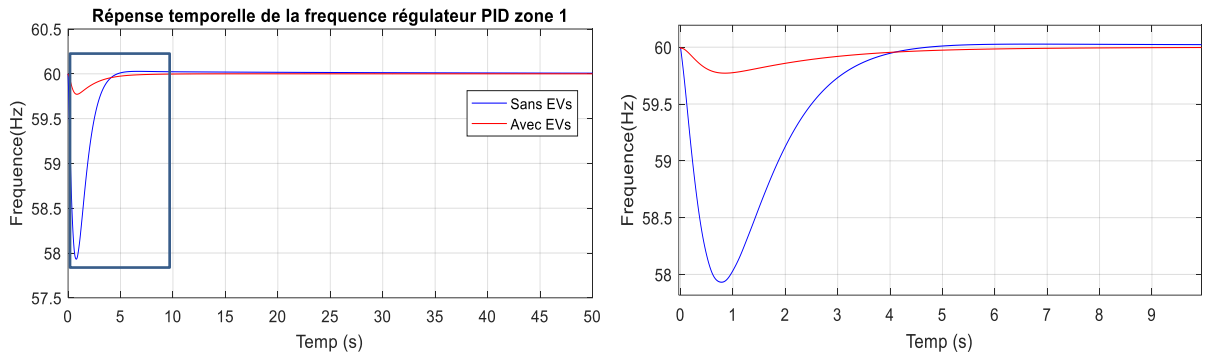


Figure IV.11: fréquence de régulateur PID avec et sans EVs (zone 1)

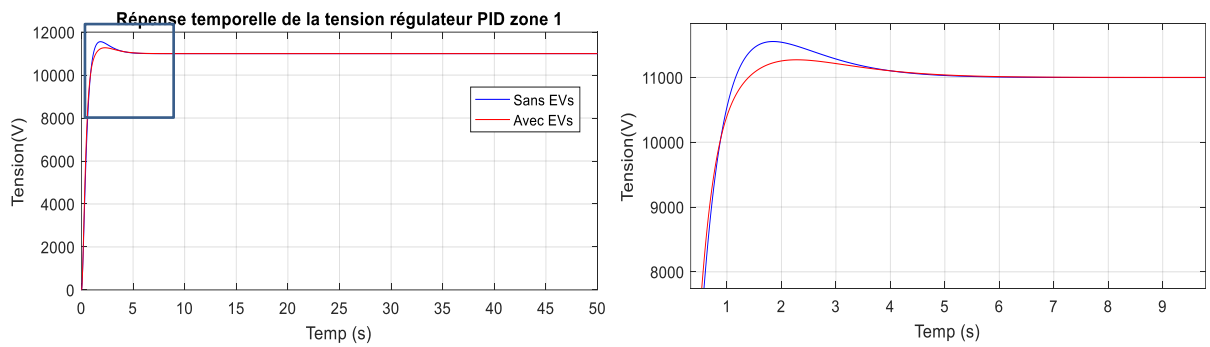


Figure IV.12: tension de régulateur PID avec et sans EVs (zone 1)

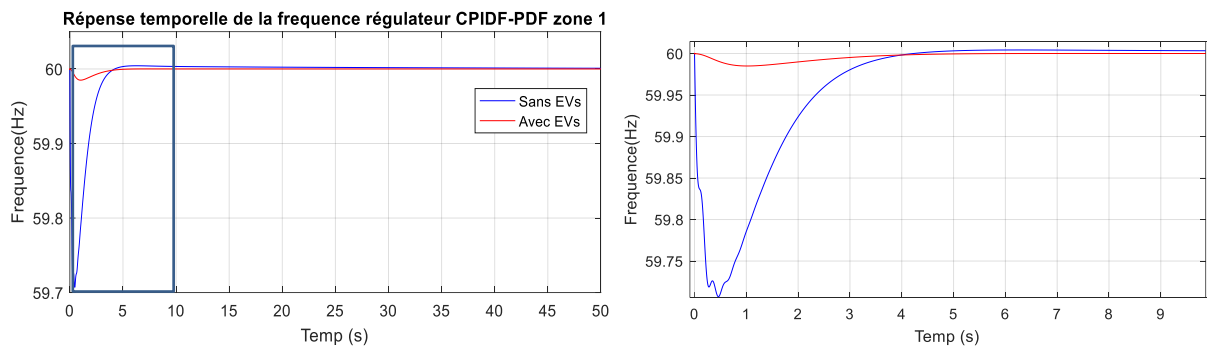


Figure IV.13: fréquence de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 1)

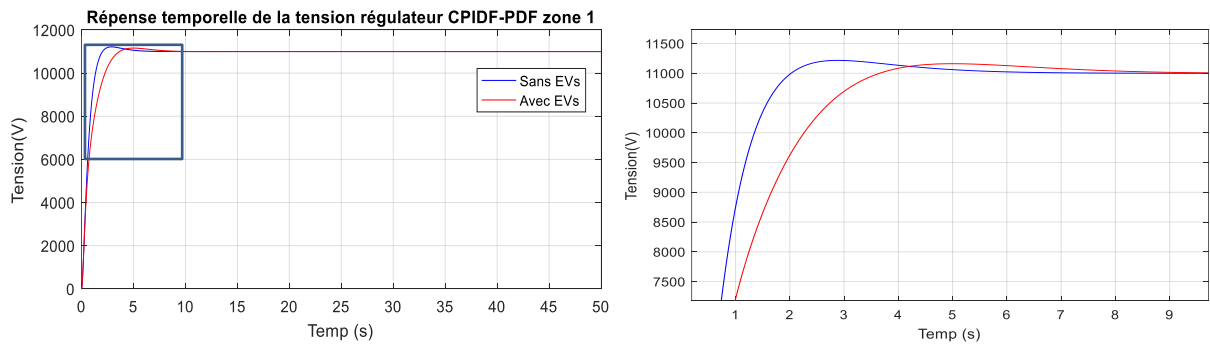


Figure IV.14: tension de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 1)

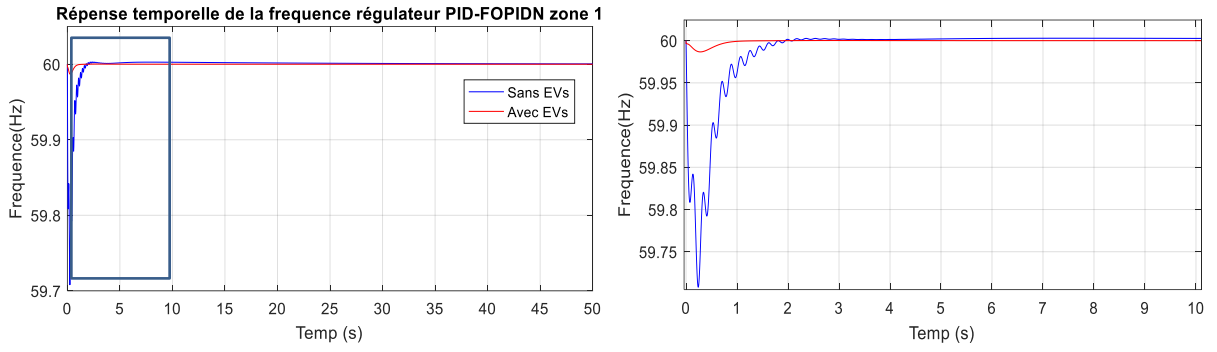


Figure IV.15: fréquence de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 1)

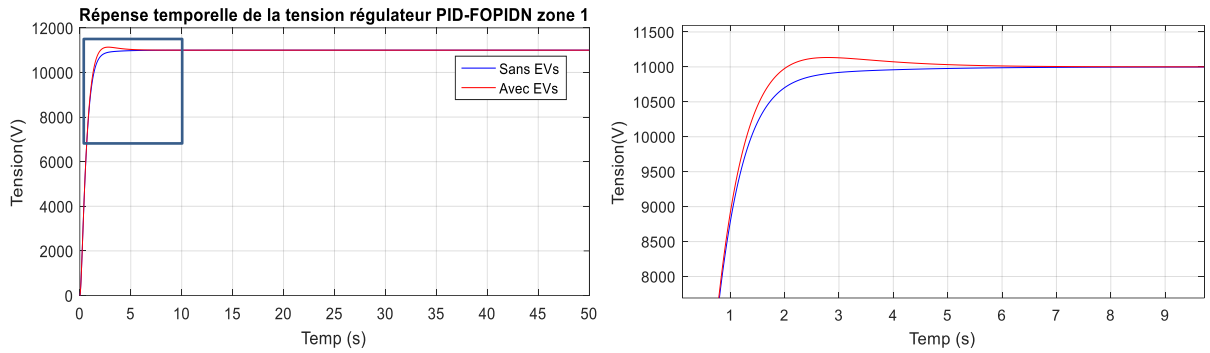


Figure IV.16: tension de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 1)

✓ Zone 2

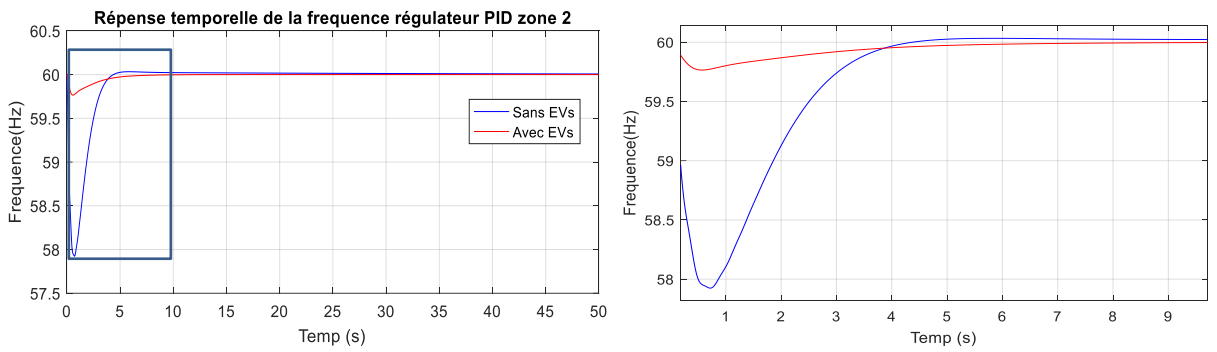


Figure IV.17: fréquence de régulateur PID avec et sans EVs (zone 2)

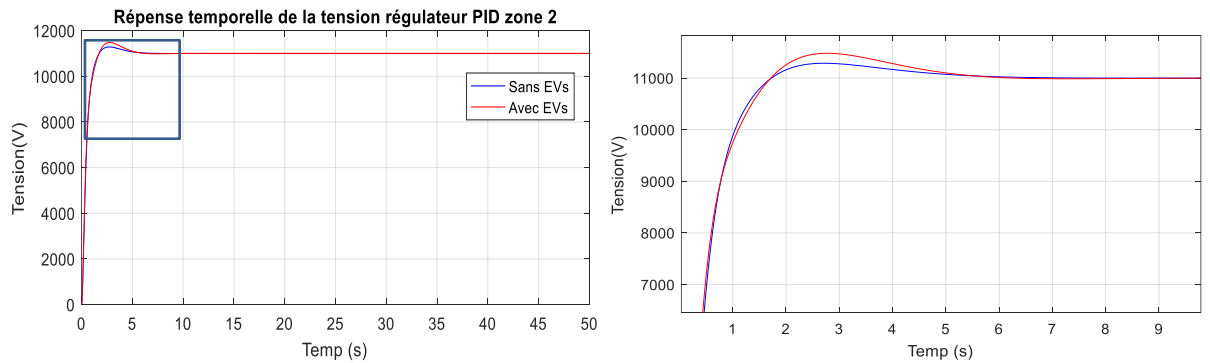


Figure IV.18: tension de régulateur PID avec et sans EVs (zone 2)

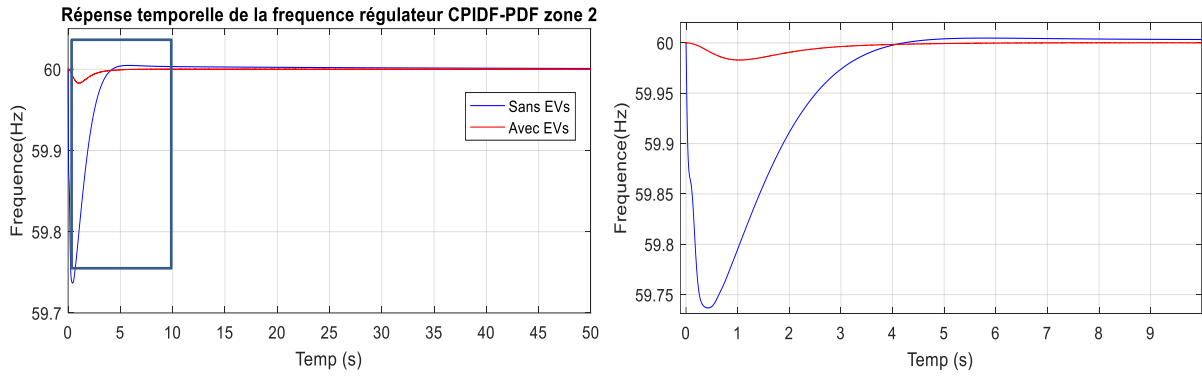


Figure IV.19: fréquence de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 2)

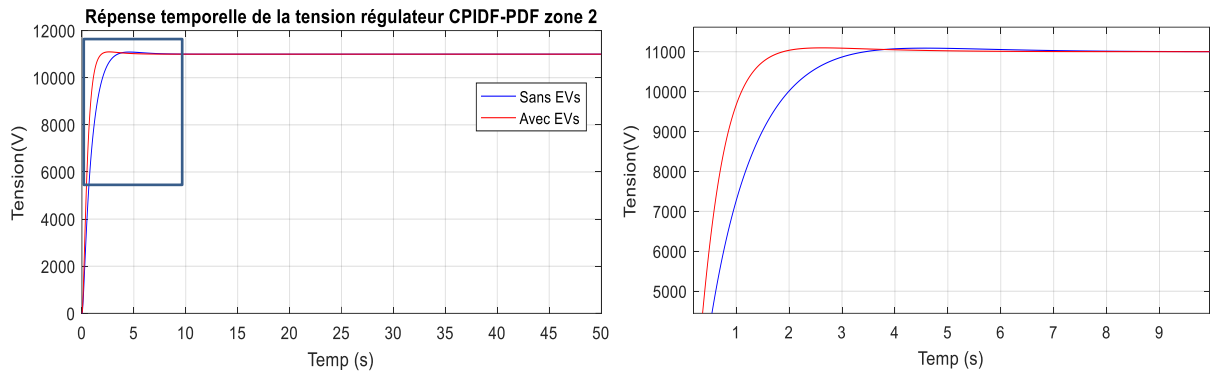


Figure IV.20: tension de régulateur CPIDF-PDF avec et sans EVs (zone 2)

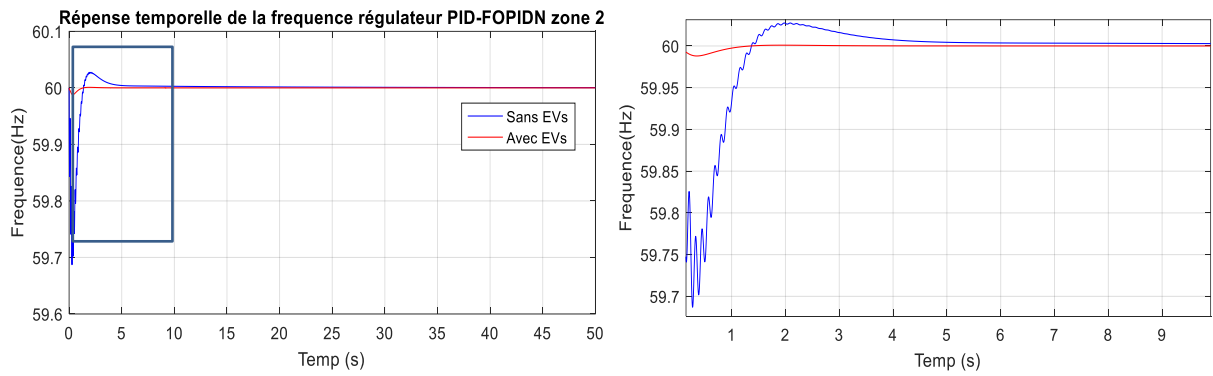


Figure IV.21: fréquence de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 2)

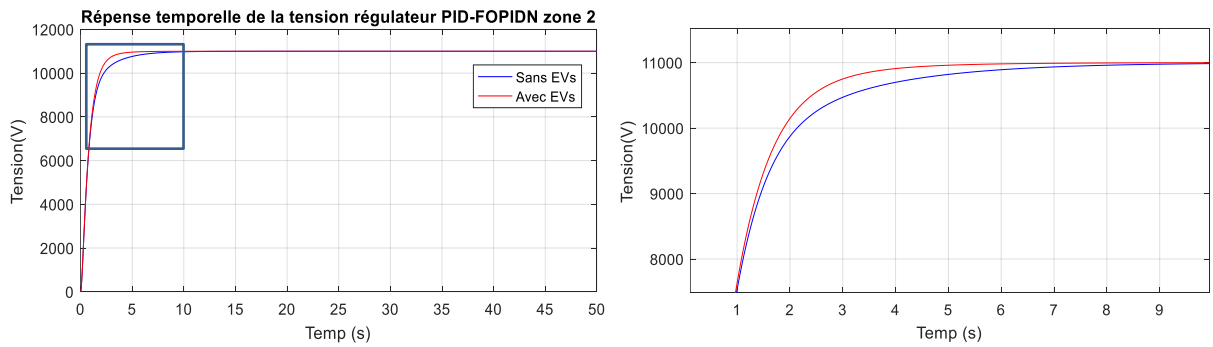


Figure IV.22: tension de régulateur PID-FOPIDN avec et sans EVs (zone 2)

**IV.3.1.3. Remarques et interprétations :**

D’après les figures présentées IV.5-IV.22, on peut remarquer que l’identification des paramètres optimaux des régulateurs dans le cas d’un système isolé est plus facile que l’identification des paramètres pour un système interconnecté, cette difficulté due essentiellement à l’influence de chaque région sur les autres régions.

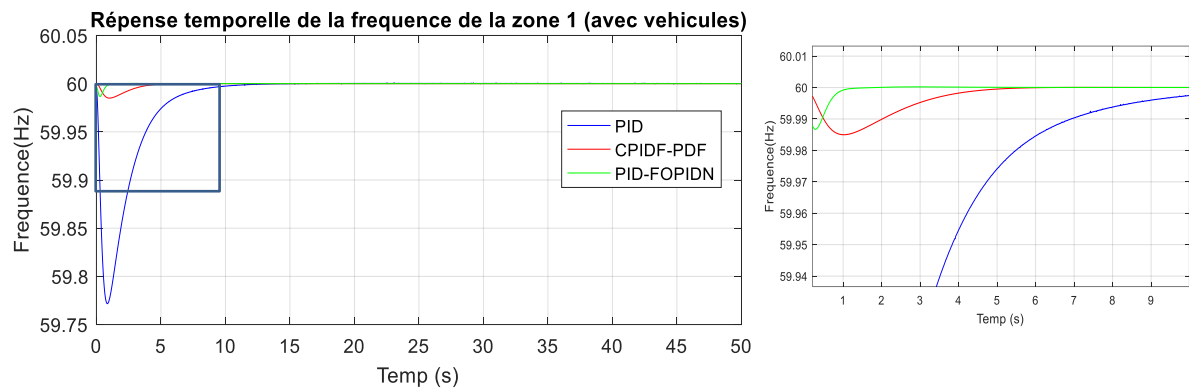
Il est clair aussi que la présence des véhicules électriques connectés au réseau réduit fortement les dépassements et permet à la boucle LFC d’être plus efficace. Cette amélioration touche aussi la boucle AVR, dont les temps de stabilisation et les dépassements de tension sont fortement réduits.

L’utilisation de l’algorithme LO pour l’optimisation des paramètres des régulateurs a permis d’obtenir des meilleures allures lors de l’utilisation des 3 configurations.

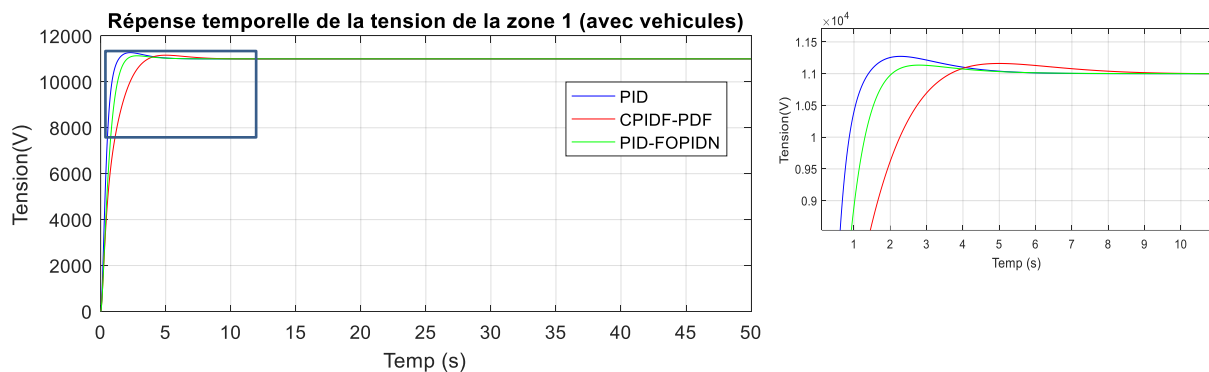
**IV.3.2. Comparaison des résultats obtenus par les différents contrôleurs utilisés**

Les résultats obtenus par les trois configurations sont présentés sur les figures suivantes :

✓ **Zone 1**



*Figure IV.23:Fréquence de système (zone 1)*



*Figure IV.24:Tension de système (zone 1)*

✓ Zone 2

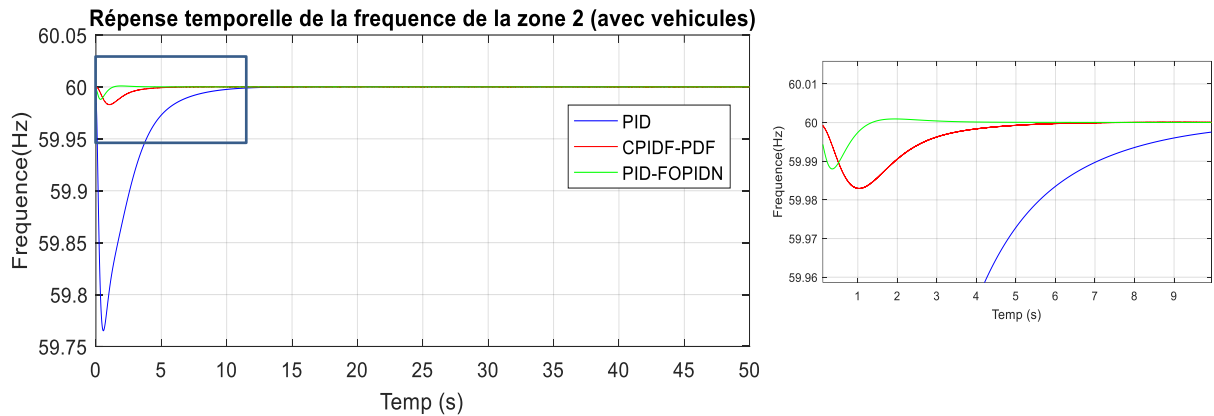


Figure IV.25: Fréquence de système (zone 2)

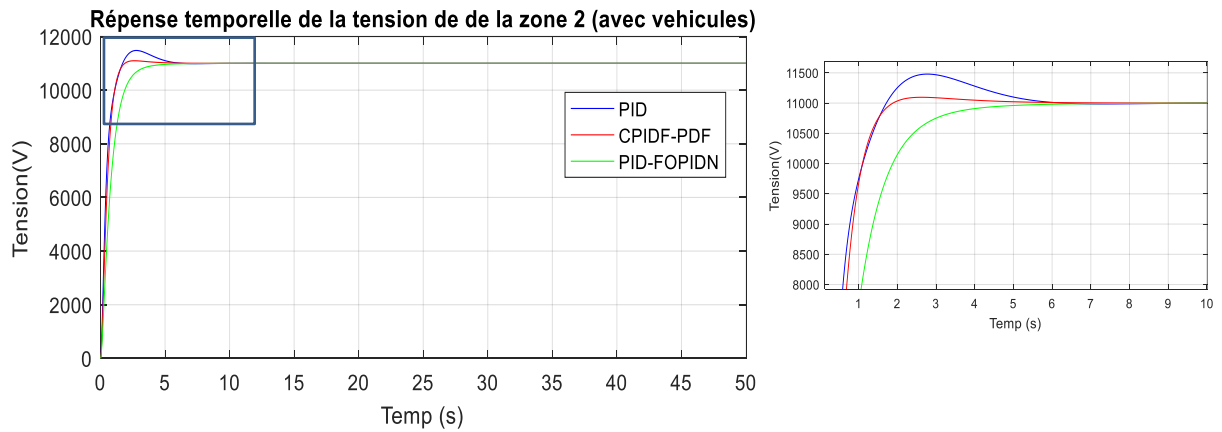


Figure IV.26: Tension de système (zone 2)

IV.3.2.1. Remarques :

Les figures IV.23 et IV.25 montre les allures de fréquences obtenus par les régulateurs utilisés :

- Pour le régulateur PID l'écart de la fréquence s'annule au bout de 14s dans les deux zones, l'allure suit immédiatement la référence après un creux d'amplitude ( $f_{min}=59.77$  Hz).
- Pour le régulateur CPIDF-PDF l'écart de la fréquence s'annule au bout de 5s dans la zone 1 et de 7s dans la zone 2, l'allure suit la référence après un creux d'amplitude ( $f_{min}=59.984$  Hz).
- Pour le régulateur PID-FOPIDN l'écart de la fréquence s'annule au bout de 1s dans la zone 1 et de 3s dans la zone 2, l'allure suit la référence après un creux d'amplitude ( $f_{min} =59.98$  Hz).

Les figures IV.24 et IV.26 montre les allures de tensions obtenus par les régulateurs utilisés :

- Pour le régulateur PID la tension se stabilise aux environs de 8s, mais le dépassement atteint les 2000V.
- Pour le régulateur CPIDF-PDF la tension se stabilise aux environs de 11s, avec un dépassement qui atteint les 800V.
- Pour le régulateur PID-FOPIDN la tension se stabilise aux environs de 5s, avec un dépassement qui ne dépasse pas les 400V.

On peut conclure que le meilleur régulateur parmi les régulateurs utilisés c'est le PID-FOPIDN.

#### **IV.3.2.2. Interprétations :**

Le régulateur PID est efficace pour maintenir une réponse rapide du système, réduire l'erreur en régime permanent et améliorer la stabilité dans certain niveau.

Le régulateur CPIDF-PDF utilise deux boucles PID et PD en cascade pour contrôler un système complexe, et utilise des informations de référence pour anticiper les besoins du système et introduit le filtre supplémentaire sur la dérivation pour atténuer le bruit dans le système. Donc améliorer la performance de système.

Le régulateur PID-FOPIDN est adapté aux systèmes non linéaires où des approches plus avancées de contrôle à cause de l'utilisation des ordres fractionnaires pour les termes P, I et D, ce qui offrant une plus grande flexibilité dans le contrôle. Et implique une structure PID plus complexe pour s'adapter à des systèmes non linéaires pour améliorer la robustesse.

On peut dire que pour notre problème le PID-FOPIDN est plus efficace que le CPIDF-PDF, et ce dernier est plus efficace que le PID à cause de leurs propres caractéristiques.

#### **IV.4. Amélioration par l'utilisation d'un régulateur flou**

Afin d'améliorer les performances du système, et de rendre le régulateur adaptatif, on présente dans cette section une application avec le régulateur CF-FOIDF. Dont les paramètres optimums identifiés par l'algorithme LO sont présentés sur les tableaux IV.9 et IV.10.

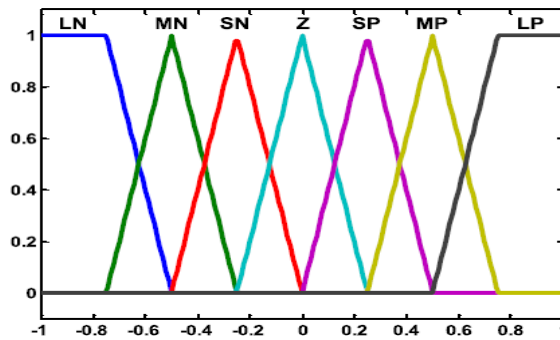


**Tableau IV.9: paramètres de régulateur flou pour LFC**

		Kp	Ki	$\Lambda$	Ki'	$\lambda'$	Kd'	$\mu$	F
CF-FOIDF	Zone 1	0.3548	35.9924	0.8534	35.7754	0.1564	0.4151	0.8953	453.2453
CF-FOIDF	Zone 2	0.3548	35.9924	0.8534	35.7754	0.1564	0.4221	0.8953	453.2453

**Tableau IV.10: paramètres de régulateur pour AVR**

		Kp	Ki	Kd	N
PID	Zone 1	0.7293	0.3828	0.2815	344.3318
PID	Zone 2	0.4900	0.2721	0.2100	335.5603



**Figure IV.27: fonctions d'appartenance pour les entrées/sorties pour le régulateur flou [18].**

Les variables linguistiques floues illustrées à la figure IV.27, telles que LN, MN, SN, Z, SP, MP et LP, sont symbolisées respectivement comme grand négatif (large negative,.) , moyen négatif (medium negative), petit négatif (small negative), zéro, petit positif (small positive), moyen positif (medium positive) et grand positif (large positive). On utilise le système d'inférence flou de Mamdani et la méthode de défuzzification du centre de gravité sont utilisés pour obtenir la sortie de commande réelle du FLC.

**Tableau IV.11: Base de règles pour l'ACE, le dérivé de l'ACE et la sortie FLC [18].**

ACE	ACE derivative						
	LN	MN	SN	Z	SP	MP	LP
LN	LP	LP	LP	MP	MP	SP	Z
MN	LP	MP	MP	MP	SP	Z	SN
SN	LP	MP	SP	SP	Z	SN	MN
Z	MP	MP	SP	Z	SN	MN	MN
SP	MP	SP	Z	SN	SN	MN	LN
MP	SP	Z	SN	MN	MN	MN	LN
LP	Z	SN	MN	MN	LN	LN	LN

IV.4.1. Résultats de simulation :

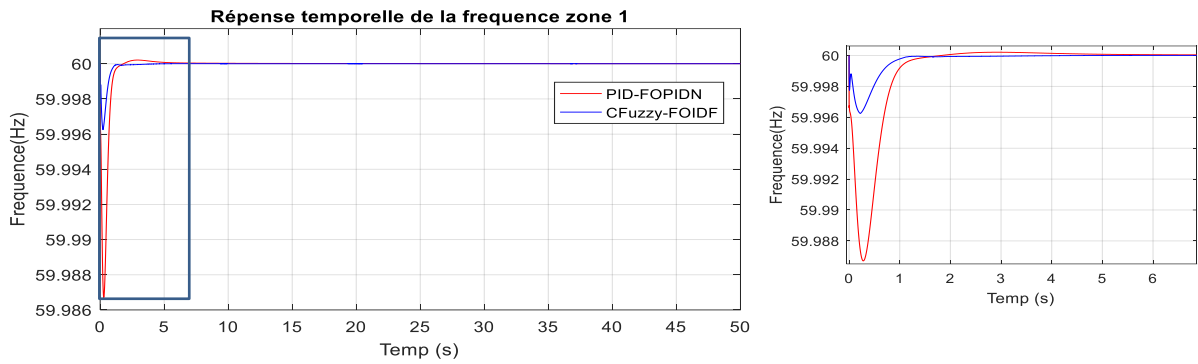


Figure IV.28: fréquence zone 1

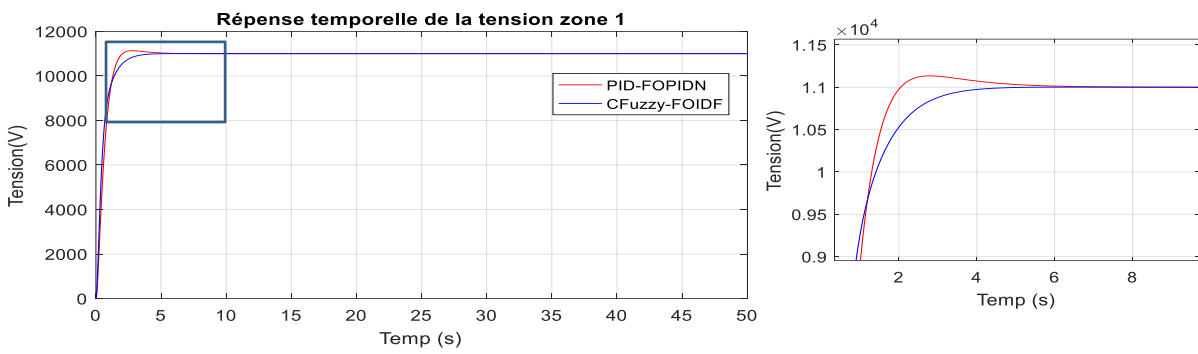


Figure IV.29: Tension zone 1

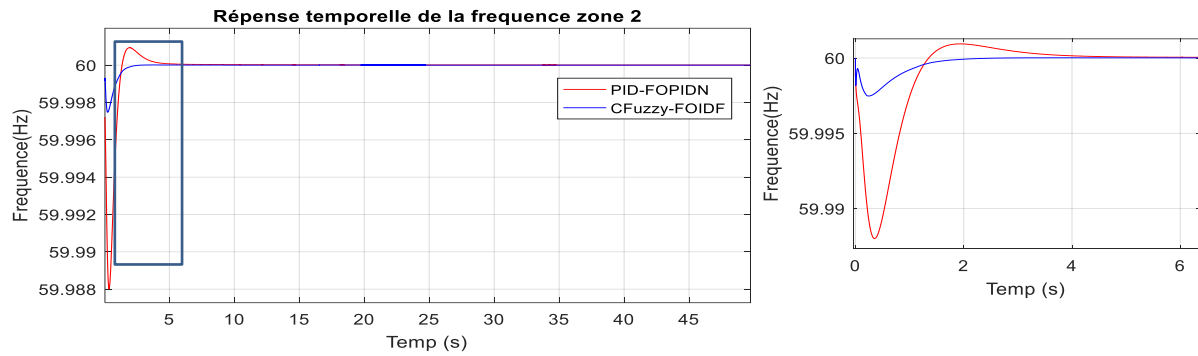


Figure IV.30: fréquence zone 2

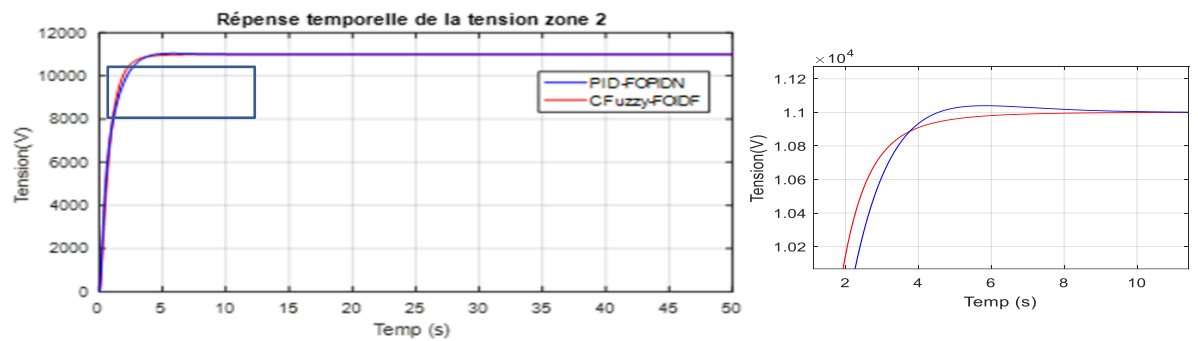


Figure IV.31: tension zone 2

#### IV.4.2. Remarques :

Après comparaison des résultats obtenus par le régulateur PID-FOPIDN avec ceux obtenus par notre contrôleur à base de logique floue, on remarque que :

- Le creux de fréquence enregistré par le régulateur floue est de l'ordre de 0.004 Hz que représente un tiers du creux obtenu par le régulateur PID-FOPIDN.
- Le temps de stabilisation n'atteint pas les 2 secondes que représente un tiers du temps obtenu par le régulateur PID-FOPIDN.
- Le dépassement en amplitude de la réponse en tension est parfaitement compensé dans le cas du régulateur flou.

#### IV.4.3. Interprétations :

Le régulateur CFuzzy-FOIDF est un régulateur en cascade qui combine des techniques de logique floue (Fuzzy) avec un régulateur à ordre fractionnaire (FOIDF). La logique floue est une méthode de traitement de l'information qui peut gérer des entrées et des sorties non précises ou imprécises en utilisant des ensembles flous et des règles linguistiques. L'intégration d'un régulateur à ordre fractionnaire dans ce contexte permet la prise en compte des phénomènes dynamiques les plus complexes qui ne peuvent pas être compensés efficacement avec d'autres régulateurs.

Il faut noter que le choix du régulateur dépend des caractéristiques de systèmes à contrôler et des objectifs de performances spécifiques.

#### IV.5. Test d'efficacité des régulateurs face à un profil de puissance variable

Pour réaliser ce test on a créé un profil de charge, le but est de tester l'efficacité du régulateur dans le cas d'une variation de la demande de charge.

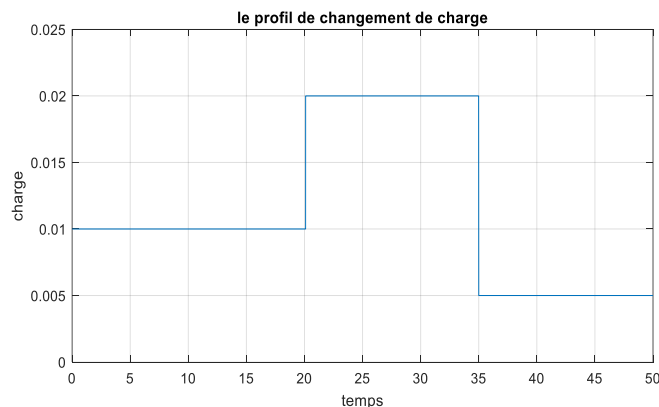


Figure IV.32: le profil de charge

Comme indiqué sur la figure IV.32 le profil de charge subi une perturbation de puissance de 0s à 20s  $Pd1=0.01pu$ , de 20s à 35s  $Pd1=0.02pu$ , de 35s à 50s  $Pd1=0.005pu$ .

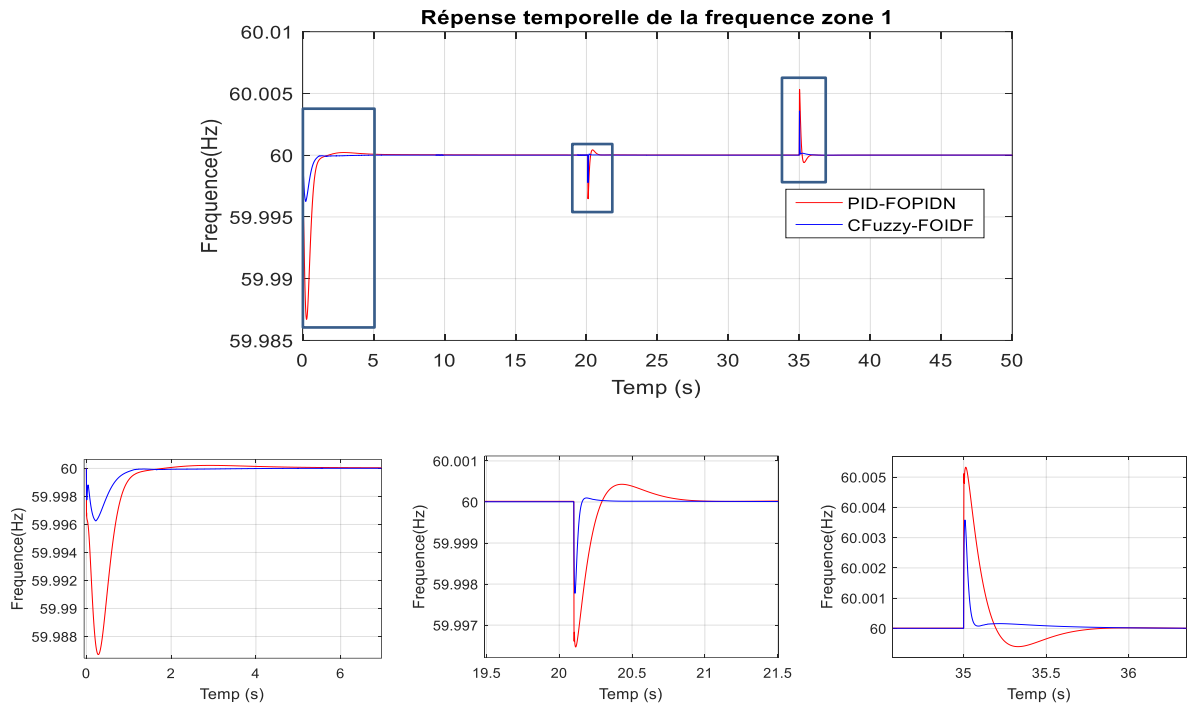


Figure IV.33: fréquence zone 1 (avec changement de perturbation de puissance)

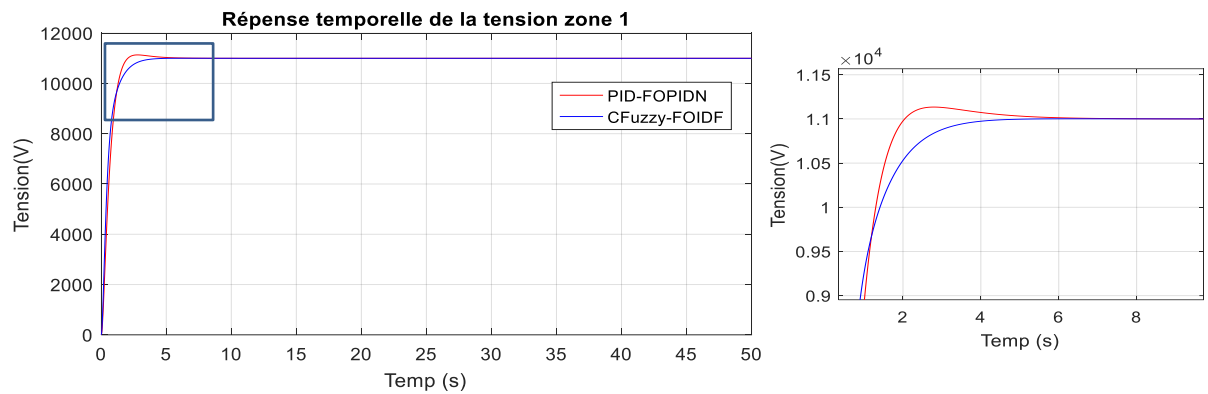
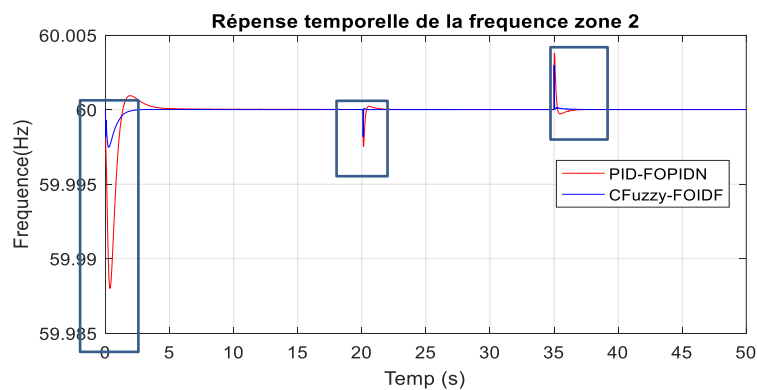


Figure IV.34: tension zone 1 (avec changement de perturbation de puissance)



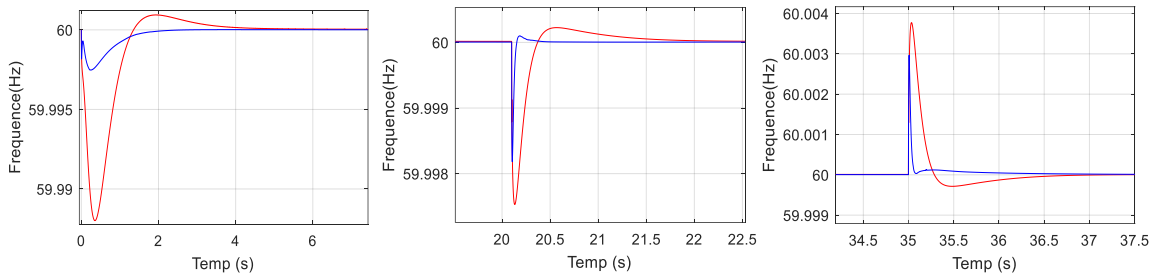


Figure IV.35: fréquence zone 2 (avec changement de perturbation de puissance)

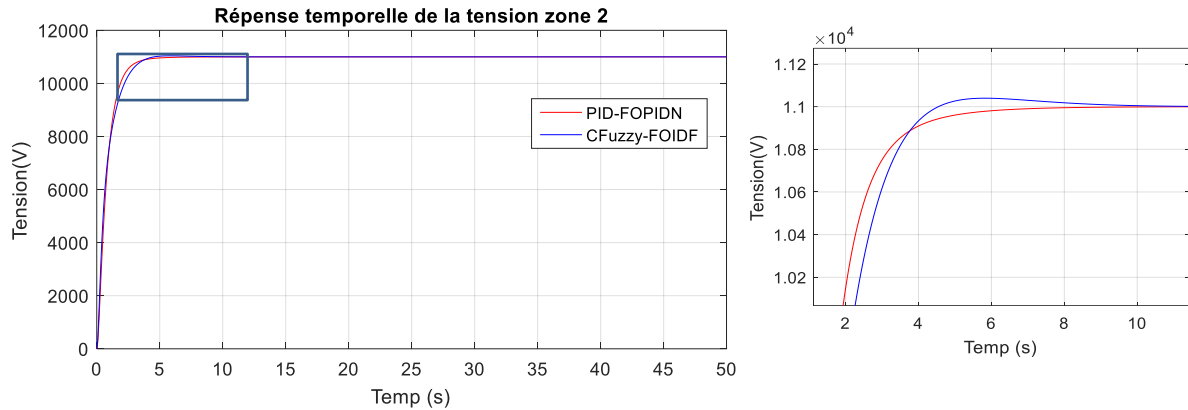


Figure IV.36: tension zone 2 (avec changement de perturbation de puissance)

**IV.5.1. Remarques :**

D’après les figures IV.33-IV.36 on remarque que

- Le changement du profil de puissance active affecte principalement le profil de fréquence.
- Les perturbations de la puissance active n’ont pas affecté le profil de tension.
- Les contrôleurs à base des régulateurs floue rejettent les perturbations dans un temps inférieur à 0.1s.
- Les contrôleurs à base des régulateurs floue réduit fortement les pics de fréquences.

**IV.5.2. Interprétations :**

Les deux types de régulateurs visent à améliorer les performances de contrôle dans des systèmes complexes en introduisant des éléments fractionnaires ou logiques flous pour mieux s'adapter aux caractéristiques dynamiques du système.

D’après les spécificités du système à contrôler et les objectifs de performance recherchés le régulateur à base de logique floue présente une meilleure solution.

## IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré les solutions liées à la stabilité des réseaux d'interconnexion multizones. À travers des simulations MATLAB, nous avons démontré l'efficacité de régulateurs optimisés par la méthode de l'optimisation LO pour maintenir la fréquence et la tension dans des plages de stabilité acceptables.

Les résultats des simulations ont mis en évidence la robustesse de ces régulateurs face à diverses perturbations, qu'il s'agisse de fluctuations aléatoires ou de l'intégration de véhicules électriques. Il est apparu clairement que la présence de véhicules électriques influence significativement la stabilité du réseau, nécessitant des ajustements spécifiques des régulateurs.

Enfin, nous avons proposé un modèle adaptatif basé sur la logique floue, capable de compenser les erreurs en temps réel. Ce modèle a montré une amélioration notable de la performance du système en termes de stabilité, en s'adaptant rapidement aux changements et aux perturbations.

Ces travaux mettent en lumière l'importance de l'optimisation et de l'adaptabilité dans la gestion des réseaux interconnectés modernes. Les outils et techniques présentés dans ce chapitre offrent des perspectives prometteuses pour améliorer la fiabilité et la résilience des systèmes énergétiques de demain.

***CONCLUSION  
GENERALE***

## CONCLUSION GENERAL

En conclusion, ce mémoire a étudié en détail les problèmes de la régulation et du contrôle dans les réseaux électriques, dans un contexte où la gestion efficace est essentielle pour assurer la continuité du service et la qualité de l'énergie. Nous avons spécifiquement exploré l'intégration croissante des véhicules électriques, un facteur déterminant dans l'évolution des besoins en régulation et en stabilité des réseaux électriques.

Structuré en quatre chapitres, ce mémoire a systématiquement exploré les fondements théoriques et pratiques nécessaires à la compréhension et à l'amélioration des systèmes de régulation dans les réseaux électriques.

Le premier chapitre a posé les bases en présentant les enjeux liés à l'intégration croissante des véhicules électriques, mettant en lumière leur impact sur la stabilité des réseaux. Ce chapitre a également analysé les tendances actuelles de cette intégration et les défis associés.

Les boucles de Régulation Automatique de la Tension (AVR) et de Contrôle de la Fréquence de Charge (LFC) ont été identifiées comme des éléments clés pour optimiser la performance des réseaux. Le deuxième chapitre a approfondi la modélisation des boucles LFC et AVR, ainsi que leur interaction complexe avec les systèmes de production, de réseau et de charge. Il a également examiné en détail les performances des régulateurs traditionnels tels que le PID, tout en explorant de nouvelles approches comme les régulateurs cascade et à logique floue, connus pour leur efficacité accrue et leur capacité d'adaptation aux environnements variables.

Le troisième chapitre a introduit la méthode d'optimisation Lemur (LO) comme une solution prometteuse pour l'optimisation des réglages des boucles AVR-LFC dans des configurations multizones, soulignant ses avantages par rapport aux méthodes conventionnelles. Ce chapitre a également abordé les principes fondamentaux de fonctionnement de LO et ses applications pratiques dans la modélisation de réseaux interconnectés.

À travers l'utilisation de la méthode d'optimisation Lemur (LO), nous avons pu déterminer que le régulateur PID-FOPIDN se distingue par sa performance supérieure par rapport aux autres régulateurs, offrant une efficacité remarquable et une stabilité accrue.



De même, les contrôleurs basés sur la logique floue ont été reconnus pour leur adaptabilité élevée et leurs réponses optimales, avec une réduction significative des pics, des temps de stabilisation et une absence d'erreur statique. Ces caractéristiques démontrent leur potentiel à répondre aux exigences complexes des réseaux électriques modernes, renforçant ainsi leur rôle dans la gestion intelligente des systèmes énergétiques.

Cependant, des défis subsistent, notamment dans l'identification précise des paramètres et dans l'adaptation des stratégies de régulation aux environnements non linéaires et variables. Ces défis nécessitent une approche continue de recherche et de développement pour affiner et optimiser les techniques existantes, tout en explorant de nouvelles techniques telles que les méthodes d'optimisation métaheuristique.

Pour l'avenir, il est important de continuer à intégrer les avancées des technologies pour développer des stratégies de régulation encore plus intelligentes et durables.

Comme dernier point, ce mémoire apporte une contribution significative à l'avancement du domaine de la régulation et le contrôle des réseaux électriques en introduisant des solutions novatrices visant à accroître la stabilité, la fiabilité et l'efficacité. Il ouvre ainsi de nouvelles perspectives pour une gestion plus efficace et pérenne des réseaux, répondant aux exigences technologiques et environnementaux présents et à venir.

***REFERENCES***  
***BIBLIOGRAPHIQUES***

## Références Bibliographiques

- [1] D. M. ZELLAGUI, «Qualité d'Énergie Électrique,» chez *Programme d'Intégration des Nouveaux Cadres (PINC SDE)*, Institut de Formation de l'Electricité et du Gaz (IFEG), 16 novembre 2016.
- [2] A. Amine et . B. Abdelhak, «Contrôle automatique de la production (AGC) application aux réglage de l'AGC de système production transport de l'électricité national,» Mémoire Pour l'obtention de diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Ecole National Polytechnique, 2012.
- [3] K. R. Roshin et E. K. Bindumol , «Firefly Algorithm Based Tuning of Integral Controller for Frequency Regulation of Hybrid Two Area Power System with Nonlinearities and Electric Vehicles,» chez *International Conference on Power Electronics and Renewable Energy*, 2020.
- [4] O. Ouyahya et . Z. Meziani, «Réglage Automatique de la Tension dans les Réseaux Electriques,» Mémoire de Master, Université A.MIRA-BEJAIA, 2018.
- [5] J. Alberto et F. Orjuela, «Intégration des Véhicules Electriques dans le réseau électrique résidentiel : impact sur le déséquilibre et stratégies V2G innovantes,» Thèse de doctorat, Université de grenoble, 2006.
- [6] A. Hasan, «Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la Régulation par une méthode Meta heuristique,» Thèse de doctorat, universite paul cezanne d'aix-marseille, 2008.
- [7] Y. He, «Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande,» Thèse de doctorat, Ecole doctorale stits, 2015.
- [8] A. Araoune et K. Djahnine , «Etude des techniques exploitées,» Mémoire de Master, Université A.MIRA-BEJAIA, 2017.
- [9] F. Manel, «Les Méthodes D'amélioration De La Stabilité Dynamique Dans Les Réseaux Electriques,» Thèse de Magister en Electrotechnique, Universite ferhat Abbas \_Setif, 2014.

- [10] RTE, «Chapitre 3- Performances du RPT : Enjeux pour le système électrique et les utilisateurs, principes de fonctionnement,» *Plages de tension et de fréquence normales et exceptionnelles*, p. 9, 03 Aout 2020.
- [11] N. bompaka, «Intégration des véhicules électriques sur le réseau en Conditions hivernales,» Mémoire présenté Comme exigence partielle de la Maîtrise en génie électrique, Université du québec à trois-rivières, Avril 2020.
- [12] «mob-energy,» V2G : mettre le véhicule électrique au service du réseau, 20 Juin 2023. [En ligne]. Available: <https://www.mob-energy.com/ressource/v2g-mettre-le-vehicule-electrique-au-service-du-reseau/>.
- [13] M. T, J. P et H. M.P, «Réseau de Transport d'Electricité (RTE),» chez *Les Services Système : l'expérience de RTE*, Département Méthodes et Appui 9 rue de la Porte de Buc Versailles, France, 2006.
- [14] Y. Melit et A. Ghedjali, «Contrôle de la fréquence et régulation automatique de la tension d'un système électrique interconnecté utilisant une méthodologie à base des métaheuristiques,» Mémoire de Master, Universite Mohamed Seddik Benyahia\_Jijel, 2023.
- [15] A. Mohammed , R. Muhammad , M. A. Kareem , K. Hossam et D. Masoud , «Innovative AVR-LFC Design for a Multi-Area Power System Using Hybrid Fractional-Order PI and PID2 Controllers Based,» *mathematics*, vol. 11, n° %11387, p. 45, 2023.
- [16] G. L. Bisrat et A. Yidnekachew Abebe, «Design and analysis PSO based Fuzzy PID controller for Load frequency and voltage of the synchronous generator,» *Research Square*, p. 20, 2024.
- [17] C. K.R.M. Vijaya , B. S et S. K, «Variable structure fuzzy gain scheduling based load frequency controller for multi-source multi area hydro thermal system,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 53, pp. 375-381, 2013.
- [18] Y. Arya, «Effect of electric vehicles on load frequency control in interconnected thermal and hydrothermal power systems utilising CFFOIDF controller,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, n° %11217, pp. 2666-2675, 2020.
- [19] h. Amira, A. Mokhtar, E. Ahmed , N. Loai et W. Masayuki , «Optimal Frequency Control of Multi-Area Hybrid Power System Using New Cascaded TID-PIIDmN Controller Incorporating Electric Vehicles,» *Fractal and fractional*, vol. 6, n° %1548, 2022.

- [20] . K. Hemant et G. S. Abdul , «Voltage and Frequency Regulation in PV Integrated Distribution System Using Plugin Electric Vehicles with FL-SRF based V2G Technology,» chez *International Conference on Advanced Systems and Emergent Technologies*, Indian Institute of Technology Jodhpur, 2023.
- [21] . D. Biswanath, C. S. Lalit , . K. R. Satish et K. B. Manoja , «Electric Vehicle to grid support on combined frequency and voltage control of,» chez *NATIONAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY SILCHAR*, Assam Engineering College, 2022.
- [22] F. M. E.-S. Fayez , A. Mokhtar , H. A. Mohammed, S. A. Ali , Z. A. Sulaiman et A. M. Emad , «New Cascaded 1+PII2D/FOPID Load Frequency Controller for,» *Fractal Fract*, vol. 7, n° %1672, 2023.
- [23] Y. Arya, «AGC of PV-thermal and hydro-thermal power systems using CES and a,» *Renewable Energy*, n° %1134, pp. 796-806, 2018.
- [24] N. Djohri et H. Bordjihane , «Participation des aérogénérateurs en mode dégradé Au réglage de la fréquence d'un réseau électrique,» Mémoire de Master, Université A. MIRA, Bejaia, 2016.
- [25] . A. MOETASEM, K. HOSSAM , M. A. KAREEM et H. A. NABIL , «Design of Cascaded PI-Fractional Order PID Controller for Improving the Frequency Response of Hybrid Microgrid System Using Gorilla Troops Optimizer,» *reative commons*, vol. 9, pp. 150715-150732, 2021.
- [26] A. k. Abassi, N. M. Sharif , . A. A.-B. Mohammed, A. A. Osama , A. A. Mohammed et A. A. A. Zaid , «Lemurs Optimizer: A New Metaheuristic Algorithm for Global Optimization,» *applied sciences*, vol. 12, n° %110057, 2022.
- [27] N. Guernoudj, «Réglage de Tension dans un Réseau par Travée Self 220kv,» Mémoire de Magister, Université el hadj lakhdar batna, 2015.
- [28] M. A.-K. Ra'ed , . A. A.-q. Nour Elhuda, S. J. Mahmoud et A.-K. Asef , «A novel improved lemurs optimization algorithm for feature selection,» *Journal of King Saud University Computer and Information Sciences*, vol. 35, n° %1101704, pp. 1319-1578, 2023.
- [29] N. Kobli et M. Akkouche, «Suivi la fréquence du réseau électrique moyennant une carte Arduino,» chez *Mémoire de Master*, Universite Mouloud Mameri de Tizi-Ouzou, 2019.



## **Résumé**

Le travail présenté dans ce mémoire est déroulé sur le réglage de tension et le contrôle de fréquence dans un réseau électrique en présence des véhicules électriques ; l'objectif est d'optimiser les paramètres des différents contrôleurs pour le réglage de AVR et LFC dans réseau interconnecté.

En premier lieu, nous avons présenté des généralités sur les réseaux intelligents (SG) et des VE. En deuxième lieu, nous avons décrit en détails les systèmes LFC et AVR, et les contrôleurs utilisés dans ces réglages on a des contrôleur PID, en cascade d'ordre fractionnaire, et des contrôleurs à base de logique floue.

En troisième lieu, nous avons décrit l'interconnexion entre AVR et LFC et la méthode d'optimisation des paramètres des régulateurs légers Optimiser (LO). En dernière partie Pour valider cette étude, nous avons effectué plusieurs essais de simulations avec MATLAB SIMULINK pour vérifier l'influence de la présence des VE dans un réseau et l'impact de différents contrôleurs sur le réglage de LFC et AVR.

**Mots clés:** Réglage automatique de tension(AVR), contrôle de fréquence de charge(LFC), véhicule électrique(EVs), contrôleur en cascade(CC), fuzzy logic(FLC).

## **Abstract**

The work presented in this memoir is concerned with voltage regulation and frequency control in an electrical network in the presence of electric vehicles; the objective is to optimize the parameters of the different controllers for AVR and LFC regulation in an interconnected network.

First, we present a general overview of smart grids (SG) and EVs. Secondly, we have described in detail the LFC and AVR systems, and the controllers used in these settings include PID, fractional-order cascade and fuzzy logic controllers.

Thirdly, we describe the interconnection between AVR and LFC, and the method for optimizing the parameters of Lemur Optimizer (LO) controllers. Finally, to validate this study, we carried out several simulation tests with MATLAB SIMULINK to verify the influence of the presence of EVs in a network and the impact of different controllers on the tuning of LFC and AVR.

**Key words:** Automatic voltage regulation (AVR), load frequency control (LFC), electric vehicle (EVs), cascade controller (CC), fuzzy logic (FLC).



## الملخص

يركز العمل المقدم في هذه الأطروحة على تنظيم الجهد والتحكم في التردد في شبكة كهربائية في وجود المركبات الكهربائية؛ والهدف من ذلك هو تحسين معلمات وحدات التحكم المختلفة لتنظيم معدل الجهد الكهربائي المتردد ومعدل التردد المنخفض في شبكة مترابطة.

أولاً، قدمنا لمحة عامة عن الشبكات الذكية (SG) والمركبات الكهربائية. ثانياً، وصفنا بالتفصيل أنظمة LFC و AVR ، وأجهزة التحكم المستخدمة في هذه الإعدادات هي PID ، والمتتالية ذات الترتيب الجزئي، وحدات التحكم القائمة على المنطق الضبابي.

ثالثاً، قمنا بوصف التوصيل مابين AVR و LFC وطريقة تحسين إعدادات وحدات التحكم (LO) الأمثل. في الجزء الأخير للتحقق من صحة هذه الدراسة، قمنا بإجراء العديد من اختبارات المحاكاة باستخدام MATLAB SIMULINK للتحقق من تأثير وجود السيارات الكهربائية في الشبكة وتأثير وحدات التحكم المختلفة على ضبط LFC و AVR.

**كلمات مفتاحية:** التنظيم التلقائي للجهد (AVR) ، والتحكم في تردد الحمل (LFC) ، المركبات الكهربائية (EVs) ، وحدة التحكم المتتالية (CC) ، والمنطق الضبابي (FLC).