



HAL
open science

MODELISATION DES EQUIVALENTS DYNAMIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES

Diana Craciun

► **To cite this version:**

Diana Craciun. MODELISATION DES EQUIVALENTS DYNAMIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de Grenoble, 2010. Français. NNT : . tel-00602912

HAL Id: tel-00602912

<https://theses.hal.science/tel-00602912>

Submitted on 23 Jun 2011

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**UNIVERSITE DE GRENOBLE
INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

N° attribué par la bibliothèque

|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'Université de Grenoble
délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble

Spécialité : « **Génie Electrique** »

Préparée au :

Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab)

dans le cadre de l'Ecole Doctorale :

Electronique, Electrotechnique, Automatique & Traitement du Signal (EEATS)

présentée et soutenue publiquement

par

Diana Iuliana CRACIUN

le 15 décembre 2010

**MODELISATION DES EQUIVALENTS DYNAMIQUES
DES RESEAUX ELECTRIQUES**

DIRECTEUR DE THESE : **Yvon BESANGER**
CO-DIRECTEUR DE THESE : **Nouredine HADJSAÏD**

JURY :

M. Mircea EREMIA
M. Shahrokh SAADATE
M. Boris AL-NASRAWI
M. Bogdan MARINESCU
M. Yvon BESANGER
M. Nouredine HADJSAÏD

, Président et Rapporteur
, Rapporteur
, Examineur
, Examineur
, Directeur de thèse
, Co-encadrant

*« On ne fait jamais attention à ce qui a été fait;
on ne voit que ce qui reste à faire. »*

Marie Curie

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2Elab), au sein de l'équipe Systèmes et Réseaux Electriques (SYREL). Ces trois années ont passé très vite, et outre l'aboutissement de la thèse, d'autres belles choses se sont passées. Je tiens à adresser ma reconnaissance et mes remerciements à toutes les personnes qui ont participé au bon déroulement de ces dernières années.

Je voudrais tout d'abord exprimer toute ma reconnaissance à mes directeurs de thèse : Yvon Bésanger et Nouredine HadjSaïd, pour leur encadrement, leur soutien et pour la confiance qu'ils ont eu en moi et pendant mes travaux de recherche. Ça a été un vrai plaisir de travailler avec eux. Merci encore pour leur présence et leur soutien dans des moments très délicats et très importants de ma vie.

Je tiens à remercier également à M. Seddik Bacha pour l'accueil au sein de l'équipe SYREL et M. James Roudet pour l'accueil dans le G2ELab.

J'adresse également mes sincères remerciements à M. Mircea Eremia, professeur à l'Université Politehnica de Bucarest, à M. Sharorkh Saadate, professeur à l'Université de Nancy, à M. Bogdan Marinescu, ingénieur de recherche à RTE et à M. Boris Al-Nasrawi, ingénieur de recherche à l'Institute EIFER, Allemagne pour m'avoir fait l'honneur d'accepter de faire partie du jury de ma soutenance.

Je tiens à remercier aussi à Antoneta Bratcu pour sa collaboration, pour toutes les compétences techniques partagées, ainsi que pour son amitié.

Un grand merci à mes deux stagiaires, Stefan Ichim et Ancuta Tudor, pour leur travail et leur gentillesse. Egalement, mes remerciements pour tous les membres de l'équipe et du laboratoire pour tous les moments agréables passés ensemble.

Avant de terminer je voudrais remercier, sincèrement et très chaleureusement, mes amis et ma famille.

Merci donc à Catalina et Cristi Jecu, Alina et Jean-Michel Guichon, Bianca et Dan Ocnasu, Monica Biserica, Anca Goleanu, Rimm Missaoui, Cristina Topan, Adi Florescu, Ghaith Warkozek, Maria et Lucian Stanciu-Viziteu, Petre Enciu pour tous les moments inoubliables passés ensemble ces années, pour leur soutien et pour leur présence pendant des moments très importants de ma vie.

Un grand merci également à mes parents (biologiques et « adoptifs »), pour leur encouragement et leur soutien.

Je ne peux pas trouver les mots pour remercier mon époux Octavian et notre fils, Sebastian pour leur patience, leur sourire et leur amour.

Cette thèse est dédiée à ma petite famille et à mes parents.

REMERCIEMENTS

TABLE DE MATIERES

INTRODUCTION	5
---------------------	----------

CHAPITRE 1 : CONTEXTE ET NOUVELLES CONTRAINTES DES RESEAUX ELECTRIQUES	9
-------------------------------------------------------------------------------	----------

1.1. Introduction	10
1.2. Identification des contraintes des réseaux électriques	11
1.2.1. Architecture des réseaux électriques	11
1.2.2. La production décentralisée – impact sur les réseaux électriques	15
1.2.2.1. Impact des GEDs sur les réseaux électriques de distribution	16
1.2.2.2. Impact des GEDs sur les réseaux électriques de transport	17
1.2.2.3. Échange d’information en temps réel entre GRT/GRD et producteur	20
1.3. La simulation dynamique des réseaux électriques	20
1.4. L’intérêt d’utiliser des modèles équivalents ou l’intérêt des objectifs de notre étude	28
1.5. Synthèse	29

CHAPITRE 2 : MODELISATION DES COMPOSANTS DES RESEAUX ELECTRIQUES	31
-------------------------------------------------------------------------	-----------

2.1. Introduction	33
2.2. La machine synchrone	33
2.2.1. Le modèle de la machine synchrone	34
2.2.1.1. Le modèle de la régulation de tension	38
2.2.1.2. Le modèle de la régulation de vitesse	40
2.3. La machine asynchrone	41
2.3.1. La machine asynchrone à cage	41
2.3.2. Le modèle éolien avec machine asynchrone à cage couplé sur le réseau	42
2.3.3. Modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MASDA)	43
2.3.3.1. Le modèle du générateur asynchrone	44

TABLE DE MATIERES

2.3.3.2. Equation des masses tournantes	45
2.3.3.3. La modélisation de la turbine	46
2.3.3.4. La modélisation de la régulation de la tension du rotor	48
2.3.3.5. La modélisation du convertisseur d'électronique de puissance	50
2.3.3.6. L'automate de déconnexion	50
2.4. GED avec interface d'électronique de puissance	51
2.5. Les modèles de charge	53
2.5.1. Le modèle statique	53
2.5.1.1. Le modèle exponentiel de la charge	53
2.5.1.2. Le modèle polynomial de charge	54
2.5.1.3. Le modèle de charge dépendant de la fréquence	55
2.5.2. Le modèle dynamique	56
2.6. Synthèse	56
CHAPITRE 3 : TECHNIQUES DE REDUCTION DE MODELES DE RESEAUX ELECTRIQUES	57
3.1. Introduction	59
3.2. Les méthodes de réduction classiques	60
3.2.1. L'agrégation basée sur la cohérence des générateurs	61
3.2.2 L'agrégation basée sur l'équivalence modale synchronique	62
3.3. Méthodes d'équivalence dynamique basées sur des approches non linéaires	64
3.3.1. L'identité électromécanique	64
3.3.2. La scission	66
3.3.3. Les réseaux de neurones	67
3.4. Méthodes d'équivalence dynamique utilisant les méthodes d'estimation des paramètres basées sur des algorithmes évolutionnaires	69
3.4.1. Les méthodes d'optimisation utilisées dans l'estimation des paramètres des équivalents dynamiques	70
3.4.1.1. Les algorithmes génétiques (AG)	72
3.4.1.2. La méthode d'optimisation par essaims de particules (PSO)	74
3.5. Argumentation du choix de méthode à employer pour la suite des travaux	79

3.6. Synthèse	80
<hr/>	
CHAPITRE 4 : LES EQUIVALENTS DYNAMIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES BASES SUR DES METHODES EVOLUTIONNAIRES	83
<hr/>	
4.1. Introduction	84
4.2. Présentation du réseau test	84
4.3. Implantation des algorithmes évolutionnaires dans l'estimation des paramètres des équivalents dynamiques des réseaux électriques	86
4.3.1. L'implantation des AGs codés en utilisant des nombres réels	87
4.3.1.1. Les opérateurs de croisement	88
4.3.1.2. Les opérateurs de mutation aléatoire	89
4.3.2. L'implantation de la PSO	90
4.3.2.1. Formalisation et programmation	92
4.4. Comparaison des performances des deux algorithmes	93
4.5. Extension d'application de la PSO sur le réseau de distribution en présence de GEDs	98
4.6. Synthèse	110
<hr/>	
CHAPITRE 5 : NOUVELLE METHODE DE CALCUL DES EQUIVALENTS DYNAMIQUES	113
<hr/>	
5.1. Introduction	114
5.2. Intégration du calcul des paramètres des régulateurs dans la méthode d'estimation de paramètres d'équivalents dynamiques	115
5.2.1. La régulation de tension	115
5.2.2. La régulation de vitesse	120
5.2.3. Application au niveau du réseau de transport	123
5.3. Etude paramétrique - extension d'étude sur un réseau électrique de distribution	128
5.3.1. Influence du taux d'insertion de GEDs sur la performance de l'équivalent dynamique du réseau électrique	129
5.3.1.1. Cas 1 - taux de pénétration de GEDs de 57 %	130
5.3.1.2. Cas 2 – taux de pénétration de GEDs de 64 %	132
5.3.1.3. Cas 3 - taux de pénétration de GEDs de 76 %	135

TABLE DE MATIERES

5.3.2. Influence de plusieurs équivalents dynamiques sur la dynamique du réseau électrique et sur la précision des résultats	137
5.4. Synthèse	140
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	143
BIBLIOGRAPHIE	145
ANNEXES	151
A1. Modèle d'éolienne avec interface d'électronique de puissance	152
A2. Données du réseau test de distribution	157
A3. Modélisation des GEDs	162
A3.1. La ferme éolienne	162
A3.2. La pile à combustible	165
A3.3. La micro – centrale hydraulique	167

INTRODUCTION

Le mouvement mondial de désintégration et de recomposition qui touche dans la plupart des pays le secteur électrique, conduit à accroître les gains de productivité dans tous les domaines et tout particulièrement à utiliser les réseaux électriques plus près de leurs limites pour valoriser au maximum les actifs investis. Dans le même temps, la multiplication des acteurs du marché de l'électricité (producteurs indépendants, commercialisateurs, courtiers en énergie, etc.) et la séparation des rôles entre producteurs, transporteurs et distributeurs rendent plus complexes le développement et l'exploitation des systèmes électriques interconnectés. Il en résulte une attention toute particulière qui doit être portée à la sûreté et à l'économie de fonctionnement des systèmes électriques, non seulement pris globalement, mais aussi au niveau de leurs composants et de leurs sous-systèmes [1].

Le rythme du développement du monde économique est souvent plus rapide que celui du système énergétique. En effet, le système électrique a été confronté ces dernières années à une opposition croissante à l'implantation de nouveaux équipements de transport, de nouvelles centrales de production conjuguées à une pression sur les coûts. La dérégulation des marchés de l'énergie électrique en Europe, qui a commencé au début des années 1990, a créé plusieurs changements profonds dans le secteur de l'électricité. La séparation entre la production, le transport et la distribution donne une nouvelle occasion aux entreprises de se re-structurer afin d'affronter la nouvelle concurrence. De plus, l'utilisation de ressources conventionnelles comme le charbon, le pétrole, etc. est actuellement limitée ou n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement (Protocole de Kyoto) et/ou de la crise éventuelle des prix sur le marché mondial de l'énergie. Jusqu'à maintenant, les nouvelles technologies plus propres et renouvelables ont été développées et sont prêtes à être utilisées de façon massive [2] [3].

Stimulée par ces conditions favorables, la production décentralisée notamment à base d'énergie renouvelable pénètre de plus en plus dans le réseau électrique. Dans la mesure où leur puissance est limitée et leur installation se situe majoritairement dans le réseau de distribution (la limite actuelle pour les raccordements HTA est de 12MW), ces producteurs sont généralement désignés sous le terme de "Génération d'Énergie Dispersée" ou GED [4].

Les réseaux de distribution sont la dernière phase dans la procédure d'acheminement de l'énergie électrique à partir des centrales de productions aux consommateurs. Ils constituent conventionnellement des circuits électriques passifs dans lesquels les flux de puissance active et réactive s'écoulent des hautes vers les basses tensions. Ces flux ainsi que les tensions sont déterminés par les charges. Les systèmes de protection et le réglage de la tension sont actuellement basés sur ce caractère unidirectionnel de l'échange d'énergie.

Cependant, les incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables conjuguées à l'ouverture du marché de l'électricité ont eu un premier impact direct sur le réseau de distribution. Ce sont des raccordements de productions décentralisées sur ce réseau. Ceci va avoir des conséquences très importantes dans la mesure où les réseaux de distribution n'ont pas été conçus pour recevoir de la production. Avec ces dernières, le réseau de distribution devient un ensemble de circuits électriques actifs dans lesquels les flux de puissance et les tensions seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources. Les flux

de puissance pourront fort bien, dans certaines conditions, remonter des basses tensions vers le réseau de transport (Fig. 1.).

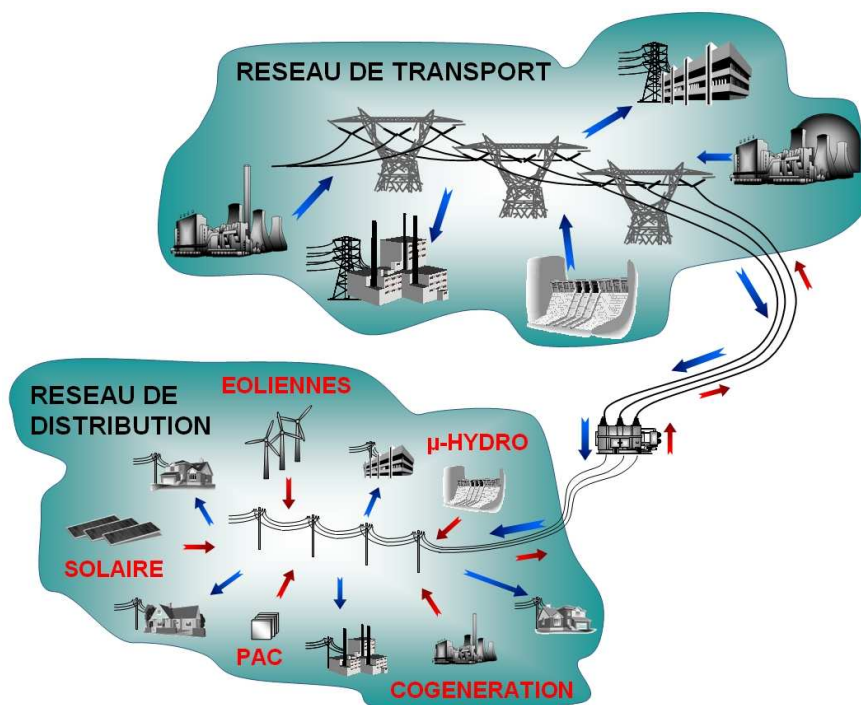


Fig. 1. Représentation de la circulation des flux d'énergie dans un réseau électrique complexe.

Il est prévu que l'insertion de la production décentralisée soit dans un avenir proche de plus en plus importante. Plus le taux de pénétration des GEDs sera significatif, plus son influence sera particulièrement conséquente car ces moyens de production contribuent à davantage d'incertitudes et d'aléas et rendent le réseau plus fragile à cause de leur sensibilité [5].

Les gestionnaires du réseau sont responsables d'une part d'intégrer le plus possible de GEDs, et d'autre part de limiter, dans les situations critiques, l'influence négative des GEDs sur le réseau. Cet impératif demande une très bonne connaissance et une bonne identification des GEDs dans le réseau. C'est-à-dire qu'on doit avoir les informations sur leur type de technologie, leur point de connexion, leur régime de fonctionnement, leur comportement sur le réseau lors d'une perturbation, ainsi que l'état du réseau complet.

Cependant, les différents types GEDs sont raccordés de manière distribuée et dispersée, au réseau de distribution qui contient des milliers de noeuds. La simulation détaillée d'un tel système sera très difficile à cause des contraintes de calcul et de temps ainsi que des données disponibles.

De plus, un opérateur du réseau électrique a besoin de simuler son réseau pour réaliser l'analyse hors ligne de la sécurité de son système afin d'anticiper les situations dangereuses qui peuvent mettre en danger le bon fonctionnement du système.

Une autre contrainte des opérateurs de réseaux est qu'ils n'ont accès qu'aux données détaillées de leurs réseaux et ils doivent estimer le comportement des réseaux adjacents (externes). En effet, bien que les opérateurs s'échangent de plus en plus d'informations et dans certains cas mettent en place des systèmes d'échange d'information en temps réel (CORESO - Centre de

Coordination pour les Gestionnaires des Réseaux de Transport Européens) [6], le problème du traitement des réseaux extérieurs reste posé vis-à-vis de la sécurité de l'ensemble du réseau interconnecté [7].

Tout incident dans un réseau aura, en règle générale, les conséquences les plus immédiates et les plus sévères dans ce réseau, mais certaines situations peuvent avoir de fortes répercussions sur les réseaux voisins.

Si on veut procéder à une analyse d'incidents en tenant compte des réseaux voisins, il faudrait avoir accès au minimum à l'ensemble des données de ceux-ci, ce qui exige une connaissance des paramètres du réseau, configuration ou topologie du réseau, charge et production active et réactive. On doit donc faire des approximations et utiliser un modèle réduit pour les réseaux extérieurs, qu'on appellera équivalent, et qui sera ajouté au réseau étudié [1].

L'objectif de cette thèse consiste alors à rechercher des techniques efficaces de réduction des réseaux électriques et d'équivalents de réseaux extérieurs. Les équivalents qui résulteront doivent alors présenter un comportement le plus proche possible de celui d'un réseau complet (d'origine). Les réseaux qui seront étudiés concernent aussi bien les réseaux de transport interconnectés que les réseaux de distribution contenant un fort taux de GED.

Le mémoire de thèse est organisé en cinq chapitres:

Le premier chapitre présente les nouvelles contraintes des réseaux électriques de transport face à leur forte interconnexion et des réseaux de distribution face à un fort taux d'insertion de GEDs et la nécessité de réduction des réseaux dans ce nouveau contexte.

Le deuxième chapitre présente la modélisation des composants des réseaux électriques test de transport et de distribution qui seront utilisés dans notre travail de recherche.

Les méthodes de réduction des réseaux électriques feront l'objet du troisième chapitre. Le réseau électrique sera divisé en réseaux internes (à étudier) et réseaux externes. Les réseaux externes seront remplacés par des modèles équivalents.

Le quatrième chapitre présentera les performances des équivalents dynamiques de réseaux électriques obtenus avec deux méthodes évolutionnaires d'estimation des paramètres. La performance des deux méthodes sera ensuite analysée.

Une nouvelle méthode de calcul d'équivalents dynamiques sera l'objet du cinquième chapitre. Des études paramétriques et de robustesse seront ensuite effectuées afin de vérifier la validité des modèles d'équivalents proposés.

Enfin, ce travail se termine sur les conclusions et les nouvelles perspectives.

INTRODUCTION

CHAPITRE 1

CONTEXTE ET NOUVELLES CONTRAINTES DES RESEAUX ELECTRIQUES

« On fait la science avec des faits, comme on fait une maison avec des pierres: mais une accumulation de faits n'est pas plus une science qu'un tas de pierres n'est une maison. »

Henri Poincaré

SOMMAIRE

1.1. Introduction	10
1.2. Identification des contraintes des réseaux électriques	11
1.2.1. Architecture des réseaux électriques	11
1.2.2. La production décentralisée – impact sur les réseaux électriques	15
1.2.2.1. Impact des GEDs sur les réseaux électriques de distribution	16
1.2.2.2. Impact des GEDs sur les réseaux électriques de transport	17
1.2.2.3. Échange d'information en temps réel entre GRT/GRD et producteur	20
1.3. La simulation dynamique des réseaux électriques	20
1.4. L'intérêt d'utiliser des modèles équivalents ou l'intérêt des objectifs de notre étude	28
1.5. Synthèse	29

1.1. Introduction

Aujourd'hui, les réseaux électriques sont de plus en plus complexes, d'une part à cause de composants non linéaires (nouveaux types de sources, génération d'énergie dispersée (GED) à taux de pénétration significatif, charges contrôlables, convertisseurs d'électronique de puissance) qui ont un comportement dynamique de plus en plus prépondérant, et d'autre part du fait de la forte interconnexion des réseaux, ce qui amène à de nouveaux besoins en terme de modélisation et de simulation du fait notamment de la taille des systèmes considérés (exemple : le réseau pan-européen pour la simulation duquel l'Union Européenne a lancé des projets de recherche dans le 7^{ième} PCRD – Programme-Cadre de Recherche et Développement).

Les incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables dans un contexte de marché de l'énergie libéralisé ont eu comme conséquences l'augmentation considérable du taux de raccordement des GEDs en particulier au niveau des réseaux de distribution. Ce taux est prévu à la hausse dans les années à venir notamment pour tenir les objectifs nationaux et communautaires en matière du taux d'énergies renouvelables (par exemple, les objectifs 3x20 de l'Union Européenne : réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre, porter à 20% la part des énergies renouvelables, et réaliser 20% d'économies d'énergie d'ici à 2020).

Compte tenu du caractère généralement intermittent et des difficultés d'observation et de pilotage de ces installations de production, il est probable que de nouvelles contraintes, notamment de stabilité, vont apparaître. Cette situation concerne en fait à la fois les réseaux de distribution et les réseaux de transport (dimension verticale et horizontale – voir Figure 1.1).

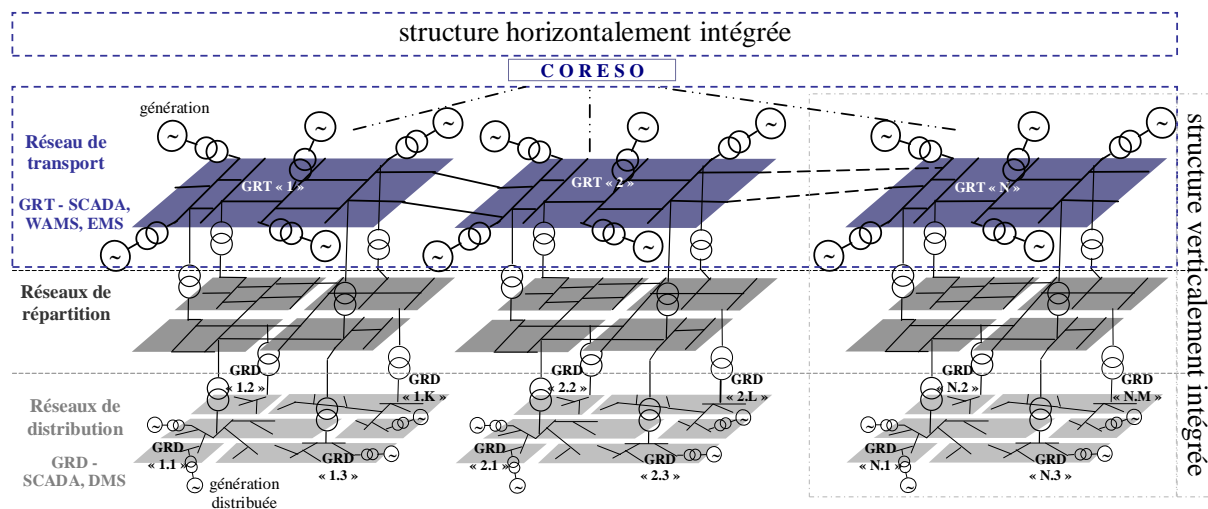


Fig. 1.1. Architecture générique d'un réseau électrique interconnecté.

La Figure 1.1 décrit de manière schématisée la situation actuelle des réseaux électriques fortement interconnectés qui peuvent attendre la taille d'un continent [8]. Dans cette figure, nous avons considéré « N » réseaux de transport interconnectés du réseau pan-européen.

Chaque réseau de transport a son propre gestionnaire, noté GRT« i » (Gestionnaire de Réseau de Transport), avec i de 1 à N , et sur chaque réseau de transport il existe un nombre différent (« K », « L » ou « M » sur la Figure 1.1) de réseaux de distribution connectés. Chaque réseau de distribution a son propre gestionnaire, noté GRD« ij » (Gestionnaire de Réseau de Distribution), avec j de 1 à K , ou L , ou M .

Malgré la mise en commun et donc la forte interdépendance entre les réseaux électriques, ils sont gérés par différents opérateurs - le Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité en France (RTE), par exemple. Ces opérateurs sont responsables du bon fonctionnement de leur partie de réseau électrique (réseau interne), et ont donc un besoin vital d'effectuer des simulations régulièrement, de manière hors ligne ou en ligne selon les cas, pour connaître avec précision l'état du réseau et pour pouvoir anticiper des situations dangereuses.

Or, un opérateur n'a généralement une vue que de la partie qu'il exploite et il doit avoir les moyens d'estimer le comportement des parties adjacentes (réseaux externes). Pour un GRT« i », les réseaux externes sont les réseaux de transport adjacents, mais aussi les réseaux de distribution qui constituent les charges du réseau interne i . De plus, les flux d'électricité sont de plus en plus variables en raison du développement des énergies renouvelables, intermittentes par nature, et de l'augmentation des échanges transfrontaliers au sein du marché européen de l'électricité. Les verrous identifiés de cette problématique sont d'une part la dimension (problème de conditionnement de matrices comprenant plusieurs milliers de variables d'état) et d'autre part la méconnaissance des paramètres et de la topologie des réseaux adjacents. Cette situation a tendance à évoluer au niveau du transport depuis février 2009 avec le début de l'activité opérationnelle de CORESO (centre de coordination technique des réseaux de transport d'électricité français (RTE), belge (Elia) et britannique (National Grid) basé à Bruxelles [9]) qui s'inscrit dans le cadre de l'augmentation de la coordination opérationnelle entre les GRTs, afin de renforcer la sécurité opérationnelle des réseaux.

Dans ce contexte, l'objectif de ce chapitre est d'identifier les contraintes concernant l'analyse dynamique des réseaux électriques dans le nouveau contexte de dérégulation du marché d'électricité, de forte insertion de GEDs dans les réseaux de distribution, et de forte interconnexion de réseaux électriques de transport. Ceci nous permettra de mettre en évidence la nécessité de développer de nouvelles méthodologies de construction d'équivalents dynamiques des réseaux afin de pouvoir envisager la levée des verrous scientifiques cités ci-dessus, c'est-à-dire la dimension du problème et la méconnaissance des réseaux externes.

1.2. Identification des contraintes des réseaux électriques

1.2.1. Architecture des réseaux électriques

Un réseau électrique est système un critique et complexe comprenant l'ensemble de la chaîne production-transport-distribution et commercialisation de l'énergie électrique. Sa criticité est due au fait qu'un tel système s'étend à l'échelle d'un pays (RTE), ou même d'un continent (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité – UCTE, European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSOE) (voir Figure 1.2).

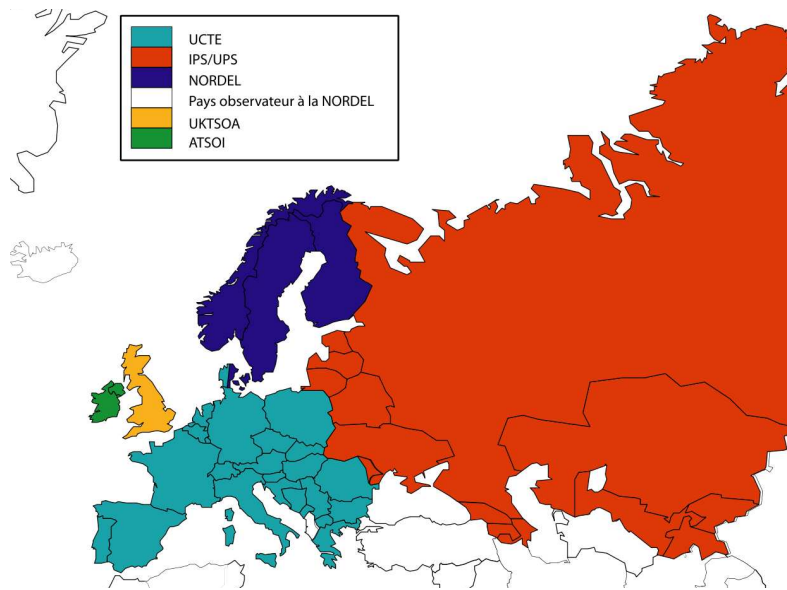


Fig. 1.2. Carte du système interconnecté ENTSOE [8].

Un incident sur un réseau adjacent, donc non observable par le GRT du réseau interne, peut déclencher une situation catastrophique. On peut citer l'exemple du blackout de septembre 2003 en Italie [10], où un incident sur une ligne en Suisse, donc non identifié par GRTN, le GRT italien, a provoqué la perte en cascade des lignes d'interconnexion de l'Italie avec les pays adjacents et a aboutit à plonger le pays entier dans le noir (à l'exception de la Sardaigne et de l'île de Capri). De la même manière, la prise d'une mauvaise décision de la part d'un opérateur de réseau peut mettre en péril la sécurité de fonctionnement du réseau interconnecté entier. Cette fois, on peut citer l'incident du 04 novembre 2006 [11] où, suite à un incident survenu dans le Nord de l'Allemagne, le réseau électrique européen a été divisé en trois zones déconnectées les unes des autres. Le blackout à l'échelle européenne a été évité de justesse. Cet incident a été provoqué par des erreurs d'appréciation d'EON, GRT allemand, concernant des surcharges de lignes dues à la mise hors tension volontaire d'une ligne 400 kV. C'était en soi une manœuvre assez banale et habituelle, mais dont les effets ont été mal estimés et dont l'impact a été colossal. La complexité des réseaux électriques est due principalement aux facteurs suivants :

- ◆ le nombre important de composants (i.e. sources, consommateurs, infrastructure matérielle, entre autres) ;
- ◆ la multitude des phénomènes physiques qui y interviennent (i.e. la propagation, l'effet Joule, entre autres) ;
- ◆ la diversité et l'emplacement des sources d'énergie par rapport aux zones de consommation ;

- ◆ l'obligation d'assurer, à chaque instant, un équilibre entre les puissances produites et consommées (aux pertes près), liée aux possibilités limitées de stockage de l'électricité ;
- ◆ les fortes interactions et les objectifs souvent antithétiques entre le fonctionnement du système électrique, son organisation, les phénomènes sociétaux, politiques et les contraintes environnementales.

Par rapport à ce dernier point, on a pu assister, ces dernières années, à la libéralisation du marché de l'électricité dans de nombreux pays du monde. Cette ouverture a eu un impact important sur l'organisation, et donc sur le fonctionnement des systèmes électriques.

L'objectif principal consistait à supprimer le « monopole » d'état établi sur l'industrie d'électricité au niveau de chaque pays. Ainsi, l'apparition de plusieurs acteurs au niveau de quelques segments de cette chaîne électrique (la production et la commercialisation, par exemple) a été encouragée et donc l'apparition de la concurrence entre ces différents acteurs, élément d'ailleurs indispensable pour le fonctionnement d'un marché libéralisé [12].

Le réseau électrique est structuré en plusieurs niveaux comme le montre la Figure 1.1, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions. Dans chaque pays, la situation présente est souvent le résultat de l'histoire. Le réseau de transport a une vocation interrégionale et son développement se conçoit dans une approche européenne : transits aux frontières, sécurité au niveau européen. Le réseau de distribution garde une vocation locale. Il reste attaché à la région.

En Europe, les frontières entre réseau de transport et de distribution sont assez variables. Le réseau de distribution peut inclure ou non les réseaux 60 kV à 66kV, 90kV et même 110kV à 132 kV [13]. En France, de façon simplifiée, la limite entre les deux réseaux se situe dans les postes de transformation HTB (haute tension 63 kV, 90 kV, 225 kV, 400 kV)/HTA (haute tension catégorie A ou moyenne tension 15kV, 20 kV) appelés postes sources [13].

Le gestionnaire de réseau se doit de fournir le service d'acheminement de l'électricité sur les réseaux de distribution au meilleur niveau de qualité dans des conditions de sécurité et de sûreté optimales [13].

En France, le réseau de transport national comprend des lignes à très haute tension (400 kV, 225 kV) avec des interconnexions internationales [14]. Ce réseau forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales classiques comme les centrales nucléaires, centrales hydrauliques et centrales thermiques classiques. Le maillage du réseau de transport permet d'assurer une plus grande continuité du fonctionnement du système.

La puissance électrique s'écoule ensuite vers les réseaux de niveaux de tension inférieurs à travers la partie du réseau de transport appelée autrefois « réseau de répartition ». Il consiste en lignes 90 kV et 63 kV (plus quelques ouvrages à 150 kV) qui sont souvent exploitées en poches et au niveau régional. Les centrales électriques de moindre puissance (< 250 MW) ainsi que certains utilisateurs industriels se raccordent à ces niveaux de tension.

Enfin, on trouve le réseau de distribution (de 20 kV à 400 V) qui fournit directement l'énergie aux consommateurs finaux. Ce réseau est exploité généralement en structure radiale et plus rarement en structure bouclée dans des zones urbaines pour améliorer la continuité de service.

En France, les réseaux de transport et de répartition sont gérés par un centre d'exploitation national et sept centres régionaux qui ont pour mission de maintenir la sûreté de fonctionnement du système et de garantir la qualité de fourniture de l'énergie électrique dans un contexte qui favorise la performance économique. Ces tâches sont effectuées à l'aide d'un système de communications qui rapatrie les signalisations (signaux logiques indiquant la position des disjoncteurs, la présence d'une alarme, etc.) et les mesures (tensions, puissance active réactive dans les liaisons électriques, etc.). Ces mesures sont acheminées vers les centres de contrôle et mises à la disposition des opérateurs aux moyens d'écrans de contrôle. Des systèmes de supervision et de contrôle de type SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) [15] ou WAMS (*Wide Area Measurement System*) [16] permettent aussi de transmettre des ordres de contrôle pour agir de façon automatique ou manuelle sur les différents actionneurs du réseau. Ils sont complétés par des fonctions de téléconduite (logiciels) désignées par EMS (*Energy Management System*) qui fournissent aux opérateurs notamment les moyens d'analyse et d'anticipation ainsi que les fonctions de gestion du réseau en temps-réel (réglage de tension et fréquence, dispatching des productions, défense contre les incidents majeurs, etc.).

Le réseau de distribution a été conçu, dimensionné et est exploité de manière à ne pas être surchargé par des flux de puissance provenant du réseau de répartition à travers les postes de transformation HTB/HTA ou HTA/BT (basse tension 230/400 V). Jusqu'à un passé récent, tout le fonctionnement du réseau de distribution était basé sur le principe de flux de puissance unidirectionnels depuis le poste source jusqu'aux consommateurs. Avec l'insertion des GEDs les flux de puissance peuvent éventuellement s'inverser et aller depuis le poste source vers le transport. En ce qui concerne le SCADA et le DMS (*Distribution Management System*), il existe actuellement peu de mesures et peu de moyens d'actions automatiques au niveau des réseaux de distribution.

Cette brève analyse de la hiérarchie des réseaux électriques nous offre une image du niveau de complexité et de l'importance du bon fonctionnement de ces systèmes. Nous avons vu qu'afin d'assurer la sécurité de fonctionnement de leur partie de réseau, les opérateurs ont besoin d'outils de simulation leur permettant l'analyse systématique du fonctionnement de la partie dont ils ont la responsabilité. Dans le contexte actuel, l'échange des données existant entre les gestionnaires des réseaux ne suffit pas pour permettre la modélisation complète des réseaux externes, d'où la nécessité d'estimation précise du comportement des réseaux externes en utilisant des modèles dynamiques réduits de ces réseaux. Ce rapport vise la proposition de méthodes de modélisation des équivalents dynamiques des réseaux externes et leur implantation sur des réseaux test.

Par la suite, nous allons encore nous attarder sur l'aspect de complexité des réseaux électriques et nous allons analyser l'effet de l'insertion des GEDs sur les réseaux électriques, sachant qu'en final, nous nous concentrons sur les aspects dynamiques.

1.2.2. La production décentralisée – impact sur les réseaux électriques

Les différents types de production décentralisée sont les turbines éoliennes, les petites centrales hydroélectriques, la biomasse, les panneaux photovoltaïques, les systèmes de stockage, la géothermie, l'hydrolienne [17], [18], [19]. Un aperçu sur les différents types d'énergies renouvelables est donné sur la Figure 1.3.



Fig. 1.3. Aperçu sur les différents types d'énergie renouvelable.

La Figure 1.4 montre l'évolution de la puissance cumulée raccordée en France au réseau de distribution concédé à ERDF entre 2000 et 2009, par type de production.

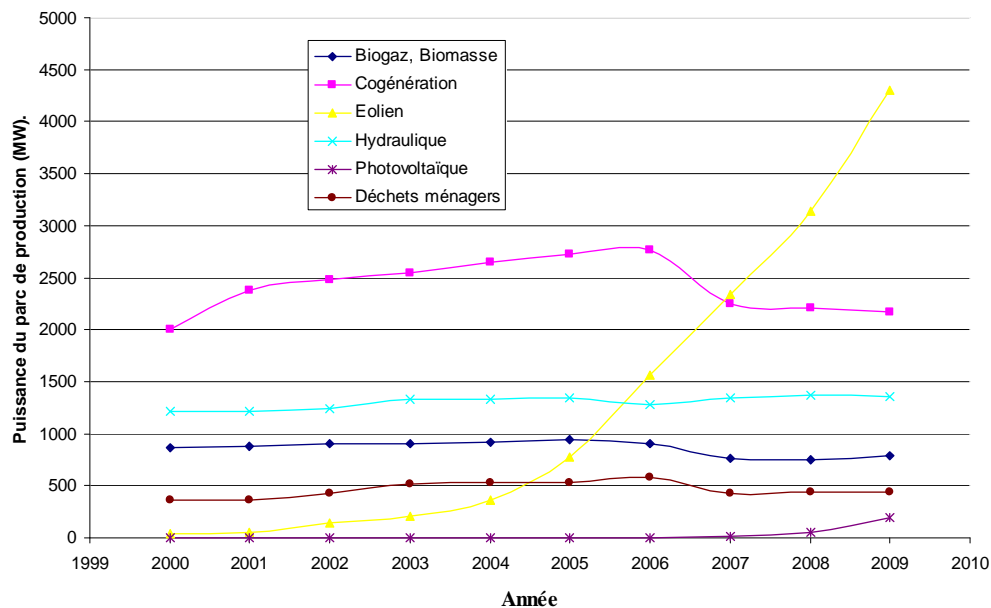


Fig. 1.4. Évolution de la puissance cumulée raccordée au réseau de distribution [20].

En fonction de leur taux de pénétration, les GEDs pourraient avoir des conséquences importantes sur l'exploitation et sur la sécurité des réseaux électriques. Pour une insertion massive des GED au système, ces impacts se trouveront non seulement au niveau du réseau de distribution, où la plupart des GED sont raccordées, mais ils affecteront le système entier en terme d'incertitude dans la planification des moyens de production (liée à la prévision météorologique, l'intermittence des sources), d'augmentation de la vulnérabilité dans l'exploitation due au changement de la marge de réserve d'exploitation, à la sensibilité des GED à des perturbations dans le réseau (liée à leur taille petite et/ou moyenne) et à la complexité de la coordination de la conduite du réseau (on se trouvera en présence de nombreuses entités de tailles diverses avec des intérêts divers).

Il est à remarquer qu'à échelle du système, plus le taux d'insertion des GED est significatif, plus leurs influences seront particulièrement conséquentes notamment dans les situations critiques, car elles contribuent à davantage d'incertitudes et d'aléas et rendent le réseau plus fragile à cause de leur sensibilité [17].

1.2.2.1. Impact des GEDs sur les réseaux électriques de distribution

On trouve dans la littérature plusieurs études qui ont été faites afin d'identifier et d'évaluer les impacts de la production décentralisée sur le réseau, puis, de proposer des solutions adaptées [21], [22]. L'opérateur du réseau se préoccupe de ce type d'étude lors de la phase de planification ou de l'approbation d'un projet de raccordement des GEDs. Les principaux impacts à rappeler sont décrits dans ce qui suit.

Impact sur le sens de transit de puissance

Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. L'insertion des GEDs dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections, doivent alors être bidirectionnels.

Impact sur le profil de tension

On sait que les noeuds proches d'une source ont une tension plus élevée, la tension diminuant au fur et à mesure que l'on s'en éloigne [1], [18], [19]. La connexion de sources de GED à proximité des charges modifiera donc naturellement le profil de tension sur le réseau.

Impact sur le plan de protection

La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera également les courants de courts-circuits et donc le réglage des seuils des protections. D'ailleurs, ce changement peut provoquer une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection.

Impact sur l'observabilité et de contrôlabilité du système

Les GEDs, notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système, par conséquent.

Impact sur la continuité de service

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des GEDs lorsque le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance (le cas de la panne d'électricité de Danemark, du 23 septembre 2003 [23]). Par exemple, des situations critiques peuvent arriver en cas de fort vent lorsque toutes les éoliennes d'une même zone s'arrêtent afin d'éviter la rupture mécanique.

Impact sur la qualité de service

Les GEDs de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur). D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

1.2.2.2. Impact des GEDs sur les réseaux électriques de transport

L'intérêt de l'étude des impacts de l'insertion massive de production décentralisée sur le réseau de transport est apparu récemment lorsque certaines technologies utilisées sont arrivées à une certaine maturité (cas de l'éolien). Cependant, ce type d'étude devenait un véritable besoin notamment après des incidents majeurs qui se sont passés au cours des dernières années dans le monde (black-out en Italie en Septembre 2003, par exemple, où la stratégie d'exploitation inadéquate des GED a contribué à des causes décisives de l'écroulement total du réseau [10]). Les principaux impacts à rappeler sont décrits ci-dessous.

Incertitude sur la planification

Dans le cas du Danemark, qui a expérimenté une insertion importante de l'énergie éolienne dans son système [17], une prévision non fiable a conduit à un surdimensionnement en moyenne de 30% pour des parcs éoliens situés à l'ouest. Le record d'erreur a été constaté à 60%.

En plus des raisons économiques et d'efficacité d'exploitation de ces parcs, une surestimation de la puissance installée peut conduire à des erreurs de planification des moyens de production à moyen et long terme. De fait, si ces parcs ne peuvent pas fournir la puissance espérée, notamment en tenant compte de l'augmentation des charges dans le temps, et le planificateur n'ayant pas prévu d'autres moyens de production pour compenser l'erreur

d'estimation (puisque'il n'en avait pas connaissance), l'exploitant du réseau pourra avoir des difficultés à équilibrer la production et la consommation.

Nécessité de renforcement du réseau

La modification des transits de puissance due à l'introduction des GEDs peut provoquer des problèmes de congestions locales. Plus la puissance produite par ces GEDs est grande, plus le risque de congestions dans les zones spécifiques est important [17].

Incertitude sur la marge de réserve de puissance

Les GEDs de type intermittentes provoquent également une incertitude en termes de quantité d'énergie générée et d'estimation du volume de réserve de puissance active et réactive pour faire face aux aléas.

Traditionnellement, l'exploitation du réseau repose sur des principes de réaction rapide et sécurisée des moyens de grande production face à des aléas de consommation. L'augmentation de la production décentralisée impose de disposer de plus de réserve car on peut être en déficit de puissance de régulation pendant les périodes où l'éolien n'est pas disponible, et on peut avoir un surplus de réserve lorsque le vent est favorable.

Par conséquent, l'opérateur du réseau doit être très flexible au niveau de l'estimation des marges de réserve afin de suivre non seulement l'évolution des charges mais aussi l'intermittence des sources [17].

Sensibilité liée à la fluctuation de la tension

Plusieurs systèmes à base de GEDs utilisent plutôt des générateurs de type à induction que des générateurs synchrones. Ces groupes consomment de puissance réactive et contribuent à la chute de tension pendant la période de pointe. [17]

D'ailleurs, pour des raisons de sécurité du groupe, la stratégie d'exploitation actuelle implique que ce type de GED, étant très sensible à des perturbations du réseau même légères (court-circuit lointain, creux de tension...), devrait être déconnecté du réseau en cas d'incident. Ceci provoque éventuellement, suite à une petite perturbation, le déclenchement de la GED entraînant une perte de puissance active, notamment dans les périodes de haute consommation.

Ce phénomène pourrait dans certains cas déstabiliser le réseau jusqu'à l'écroulement de tension du réseau et contribuer ainsi à l'initiation d'un black-out.

Sensibilité liée au déclenchement intempestif des GEDs

Malgré que le taux de pénétration des GEDs devienne significatif dans certains systèmes, l'opérateur du réseau considère, en général, ces sources comme des charges négatives (noeud P - Q) qui devraient être déconnectées lors de l'incident arrivant au réseau.

En France, les normes actuelles sur les conditions de raccordement des GEDs au réseau imposent des seuils assez stricts sur les variations de fréquence et de tension admissibles [20].

La tenue en régime exceptionnel de fréquence est donnée par le Tableau 1.1 [20].

Plage de fréquence (Hz)	Durée minimale de fonctionnement
49.5 – 49	5 h
49 – 48	3 min
48 – 47.5	3 min
47.5 – 47	20 s
50.5 – 51	60 min
51 – 51.5	15 min
51.5 – 52	20 s

Tableau 1.1. Exigences de fonctionnement des GEDs en régime exceptionnel de fréquence.

Concernant la tenue en régime exceptionnel de tension, toute installation de production (supérieure ou égale à 5 MW) doit rester en fonctionnement pendant au moins vingt minutes, sans perte de puissance supérieure à 5 %, lorsque la tension (U) au point de livraison de l'installation de production s'écarte de la tension contractuelle (U_c) de la façon suivante : $0.9U_c \leq U \leq 0.95U_c$ ou $1.05U_c \leq U \leq 1.1U_c$ [20].

Lorsque, simultanément, la tension U s'écarte de U_c dépassant les limites imposées ci-dessus, et un régime exceptionnel de fréquence apparaît, la durée minimale de fonctionnement de toute installation de production dont la puissance maximale est supérieure ou égale à 5 MW, est la plus petite des valeurs de durée fixées ci-dessus. En outre, les pertes maximales de puissance admissibles se cumulent [20]. Toute installation de production dont la puissance maximale est supérieure ou égale à 5 MW doit rester en fonctionnement lors de l'apparition, au point de livraison de l'installation de production, d'un creux de tension HTA défini sur la Figure 1.5.

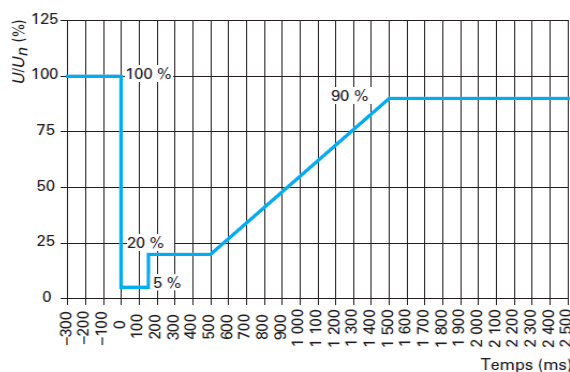


Fig. 1.5. Spécification du creux de tension HTA [20].

1.2.2.3. Échange d'information en temps réel entre GRT/GRD et producteur [20]

Les gestionnaires de réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de transport élaborent conjointement les informations à échanger pour répondre aux contraintes attendues sur le système électrique à la cible de 10 GW d'éolien installés en France, en termes de sûreté du système, d'équilibre offre-demande et d'exploitation des réseaux.

Il s'agit de :

- ◆ répondre aux besoins du GRT en termes d'observabilité des installations de production de plus de 5 MW raccordées sur le réseau HTA, notamment éoliennes ;
- ◆ identifier les mesures disponibles et accessibles aujourd'hui, côté distributeur et côté producteurs, sur les installations de production de plus de 5 MW raccordées en HTA ;
- ◆ définir une architecture adéquate pour la remontée en temps réel de ces informations dans les centres de conduite du GRT.

Dans le cadre d'un accord entre ERDF et RTE, les informations de puissance active des sites éoliens raccordés par des départs directs en HTA au poste source (75 % à mi-2008) sont fournies à raison d'un échange par minute à RTE par ERDF à partir du système informatique de conduite du réseau HTA.

Nous observons que dans le contexte de forte insertion des GEDs, les réseaux électriques deviennent plus contraints en termes de stabilité et sécurité de fonctionnement. Les opérateurs des réseaux ont la nécessité de lancer des simulations d'analyse dynamique de leur réseau afin prévoir et d'éviter les situations dangereuses. Par contre, la représentation complète des réseaux voisins n'est pas possible, d'où la nécessité d'une représentation la plus fidèle possible des réseaux externes. La modélisation des équivalents dynamiques des réseaux externes devient impérative dans ce contexte.

Nous allons voir par la suite les phénomènes dynamiques que les opérateurs des réseaux doivent prendre en compte dans leur simulation et les principaux types d'application qui sont inclus dans l'analyse dynamique des réseaux électriques. Ce paragraphe nous aidera à définir les besoins des gestionnaires des réseaux en termes de modélisation des équivalents dynamiques des réseaux externes.

1.3. La simulation dynamique des réseaux électriques

Le fonctionnement du système en dehors de l'équilibre peut être décrit en tenant compte du comportement dynamique des moyens de production et de la charge, souvent mal connu. En outre, l'étude des grandes perturbations conduit à analyser des fonctionnements très éloignés des conditions normales d'exploitation et exige donc des modèles dont le domaine de validité est très étendu.

Malgré la difficulté intrinsèque de modélisation, le recours à la simulation dynamique est de plus en plus fréquent et nécessaire pour pouvoir satisfaire, au moindre coût, à des exigences toujours plus sévères. Cette tendance résulte de l'évolution du contexte de l'industrie électrique illustrée à titre d'exemple par les points suivants [24]:

- ◆ des exigences plus fortes des clients relatives au « produit » électricité (qualité de la tension, de la fréquence, absence d'interruptions de service...);
- ◆ le développement de l'interconnexion des réseaux ;
- ◆ la pression environnementale qui oblige les compagnies à retarder voire à annuler des investissements pourtant justifiés pour faire face à la demande et donc à exiger plus des installations existantes ;
- ◆ la déréglementation du secteur économique de l'électricité et l'émergence d'une production indépendante et de l'accès de tierces parties au réseau ;
- ◆ le développement de nouveaux matériels et de nouvelles techniques (composants basés sur l'électronique de puissance ou les supraconducteurs, moyens de calculs, techniques de mesure et de transmission de l'information).

Ces nouveaux moyens permettent un pilotage plus fin du système.

Toutes ces évolutions ont un effet commun : les réseaux sont exploités plus près de leur limite physique qu'il faut donc connaître de plus en plus précisément pour assurer leur bonne marche. L'étude du comportement dynamique des réseaux devient une étape obligée de la planification à long terme, du développement de nouveaux composants et de leurs régulations, de l'exploitation des réseaux et de la formation des opérateurs.

Un réseau électrique en fonctionnement peut subir une grande variété de perturbations ou d'incidents, tels que :

- ◆ la variation de la charge au cours de la journée ;
- ◆ la manoeuvre d'un ouvrage de couplage ;
- ◆ le déclenchement d'une unité de production ou d'une charge ;
- ◆ la foudre atteignant une ligne ;
- ◆ un court-circuit en réseau.

Ces perturbations provoquent des phénomènes physiques très variés au sein du réseau, tels que :

- ◆ la propagation d'ondes de surtension ;
- ◆ la ferrorésonance ;
- ◆ la circulation de courants de court-circuit ;
- ◆ les oscillations rotoriques des alternateurs et la perte du synchronisme ;

- ◆ les phénomènes d’écroulement de la fréquence ou de la tension.

Ces divers phénomènes mettent en jeu des constantes de temps très différentes allant de la microseconde à l’heure, comme indiqué sur la Figure 1.6 [24].

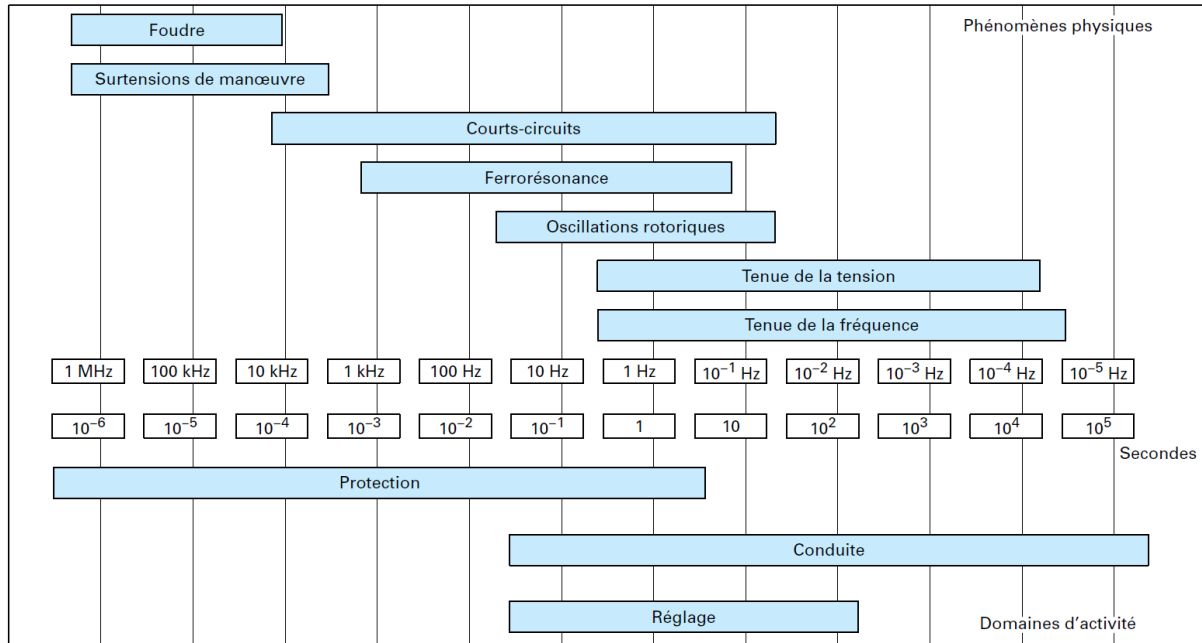


Fig. 1.6. Représentation des différents phénomènes physiques par échelle de temps [24].

Les phénomènes physiques pouvant se produire dans un réseau sont nombreux et caractérisés par des fréquences ou des constantes de temps très variables. Des simulations précises de tous les phénomènes sont donc nécessaires.

La première étape de l’élaboration d’une simulation consiste à établir le modèle mathématique du système. Un modèle, complet, apte à reproduire tous les phénomènes aurait les caractéristiques suivantes [24]:

- ◆ le nombre de variables serait proportionnel :
 - à la taille du système (nombre de postes et lignes, nombre de centrales, de charges). Les réseaux synchrones géants actuels, couvrant jusqu’à tout un continent, contiennent des dizaines de milliers d’ouvrages et bien plus encore si l’on considère les réseaux de distribution ;
 - à la plage de fréquence des phénomènes représentés qui détermine la complexité du modèle des constituants ;
- ◆ le volume des calculs nécessaires à la simulation serait proportionnel :
 - au nombre de variables ;

- à la fréquence d'échantillonnage (l'inverse du pas de calcul) de l'algorithme d'intégration, elle-même directement liée aux fréquences propres les plus élevées du système.

Si l'on arrête l'analyse à ce niveau, la simulation numérique de la dynamique d'un réseau électrique complet (transport – répartition – distribution, voir Figure 1.1) serait pratiquement impossible, même avec les ordinateurs les plus puissants. Nous pouvons donc constater encore une fois la nécessité de méthodes de réduction des réseaux électriques et l'utilité des modèles d'équivalents dynamiques des réseaux électriques.

A un deuxième niveau de l'analyse, on observe par exemple que la propagation de la perturbation est d'autant plus limitée dans l'espace que la réponse du système est à fréquence élevée, ou encore que certaines perturbations excitent préférentiellement certaines fréquences propres de manière telle qu'un découplage plus ou moins marqué peut être observé entre différents phénomènes.

L'approche classique de la simulation des réseaux repose sur une classification des phénomènes en fonction de leur fréquence caractéristique et développe pour chaque classe de phénomènes un modèle mathématique particulier auquel sera associé un outil de simulation.

Nous allons faire par la suite une classification des phénomènes.

Il existe, dans un premier temps les phénomènes stationnaires et quasi stationnaires pour lesquels on utilise des modèles algébriques du système électrique. Ces modèles ne tenant pas compte des phénomènes transitoires, on pourrait trouver un régime qui, compte tenu des constantes de temps, des seuils, des délais de réponse des divers éléments du système, ne représenterait pas celui du réseau réel. Nous n'allons pas nous attarder sur ce type de phénomènes, car ils ne sont pas représentatifs pour l'analyse dynamique des systèmes électriques. Nous allons décrire brièvement par la suite les phénomènes pour la simulation desquels nous avons besoin d'utiliser des modèles dynamique des systèmes électriques.

Phénomènes dynamiques lents [24]

On qualifie de dynamiques lents les phénomènes présentant des constantes de temps de plusieurs dizaines de secondes, voire de minutes ou de dizaines de minutes, tels les échanges thermiques dans les chaudières, l'échauffement du rotor des alternateurs ainsi que l'action des régulateurs des prises des transformateurs, des réglages secondaires de tension et de fréquence puissance, etc.

Lorsqu'on étudie ces phénomènes, la fréquence est considérée comme égale en tout point du réseau. Compte tenu de leur rapidité (fréquence de l'ordre du hertz), on néglige les oscillations entre les rotors des différentes machines qui ont de ce fait même vitesse et même accélération (hypothèse dite des rotors liés).

Aux équations du calcul de répartition de charge décrivant le réseau, on ajoute les équations différentielles représentant le fonctionnement dynamique des chaudières et turbines, l'équation mécanique simplifiée des masses tournantes et les régulations locales ou

centralisées qui interagissent avec les phénomènes simulés. La régulation primaire de tension, rapide, est traitée algébriquement.

Le modèle de simulation des phénomènes dynamiques lents apporte, par rapport à l'approche quasi stationnaire, une amélioration importante concernant le calcul de l'évolution de la fréquence traduisant l'équilibre dynamique production – consommation. Ce modèle peut aussi être utilisé pour la simulation des écroulements de tension.

Phénomènes transitoires électromécaniques [24]

Cette classe de phénomènes est liée au comportement des générateurs quant à leur marche synchrone. Elle concerne le comportement mécanique oscillatoire des générateurs autour de leur position d'équilibre correspondant au régime synchrone.

De façon générale, on distingue deux grandes classes de transitoires électromécaniques :

◆ Phénomènes de faible amplitude

Ces phénomènes concernent le comportement oscillatoire résultant de fluctuations normales, de faible amplitude, des grandeurs électriques ou mécaniques. Il est bien connu que les oscillations rotoriques sont souvent peu amorties. D'autres comportements oscillatoires peuvent trouver leur origine dans les régulations (de tension en particulier). Un amortissement insuffisant ou inexistant peut apparaître pour certaines conditions d'exploitation rendant celles-ci non viables. L'étude de l'amortissement des oscillations de réseau est une activité usuelle des ingénieurs au niveau de la planification et de la conception et du réglage des régulations.

On définit la stabilité en petit mouvement d'un système électrique, ou sa stabilité statique, comme sa capacité de retrouver, après avoir subi n'importe quelle « petite perturbation », un état d'équilibre identique ou très proche de son état initial. La stabilité en petit mouvement s'étudie principalement par les techniques d'analyse linéaire appliquées au modèle mathématique préalablement linéarisé autour du point de fonctionnement du réseau. La simulation numérique constitue également un moyen efficace d'étude pour autant que l'algorithme d'intégration ait la précision requise en ce qui concerne la restitution de l'amortissement.

◆ Phénomènes de grande amplitude

Ces phénomènes se produisent lors de perturbations majeures du régime de fonctionnement telles un court-circuit dans le réseau, un déclenchement d'ouvrage, provoquant un déséquilibre important entre le couple moteur et le couple résistant des alternateurs.

On définit la stabilité transitoire d'un système électrique face à une perturbation ou un cycle de perturbations comme étant sa capacité à retrouver un point d'équilibre où toutes les machines sont au synchronisme. Suivant cette définition, le glissement d'un rotor d'alternateur d'un ou plusieurs pôles n'est pas considéré comme une instabilité.

Les phénomènes transitoires sont fortement influencés par le comportement du système autour du hertz, fréquence propre typique de l'oscillation rotorique. La fonction de transfert

des régulateurs primaires de vitesse et de tension joue un rôle fondamental en petit mouvement. Les chaînes rapides des mêmes régulateurs (désexcitation rapide, fonctions accélérométriques et fermetures rapides des soupapes de turbine) ont par contre un effet dominant sur la stabilité transitoire.

Phénomènes électromagnétiques [24]

L'onde de tension, que nous avons jusqu'ici considérée pour les autres types de phénomènes comme parfaitement sinusoïdale, subit en réalité de nombreuses altérations qu'il faut parfois être capable de modéliser finement et qui correspondent à des phénomènes, appelés transitoires électromagnétiques, dont les fréquences atteignent plusieurs kilohertz.

Nous allons présenter par la suite les principaux types d'application qui sont inclus dans l'analyse dynamique des réseaux électriques effectuée par les gestionnaires des réseaux.

Planification des réseaux

Le développement du système électrique exige une politique d'investissements à long terme. Les moyens de production, les infrastructures de réseaux (lignes, câbles, postes de transformation) ont un coût qui ne sera rentabilisé que sur plusieurs années. C'est l'ensemble des études technico-économiques permettant de déterminer une politique de développement du réseau que l'on appelle planification.

Ces études de base ne sont pas conduites en simulant la dynamique des systèmes, qui est l'objet de ce paragraphe. Cependant, pour valider une politique de développement, des études dynamiques doivent être menées. Il est en effet judicieux de savoir si un nouvel ouvrage (que ce soit une ligne, un poste ou une centrale) ne perturbe pas le fonctionnement dynamique du système en augmentant par exemple les risques de pertes de synchronisme. Ainsi, avec l'augmentation de la puissance des ordinateurs et des logiciels de simulation, les études de planification sont-elles conclues par des études dynamiques. Le réseau visé est étudié en simulant des pertes de lignes ou de groupes, ou encore des courts-circuits. Des dizaines ou centaines de variantes sont alors étudiées en utilisant des logiciels simulant la stabilité transitoire.

Études de stabilité

Les codes de simulation spécialisés requerraient la connaissance a priori du comportement du réseau. Cette connaissance est d'autant plus difficile à acquérir que les incidents deviennent de plus en plus rares, en particulier à cause de l'extension de l'interconnexion et du contrôle en ligne de la sécurité préventive. Nos systèmes, mis dans des conditions exceptionnelles, pourraient présenter des mécanismes de développement d'incidents généralisés qui ont très peu de chances de survenir, mais qui sont les germes de la panne générale et de l'écroulement du système.

À l'évidence, la simulation est le moyen adéquat pour l'analyse détaillée de ces phénomènes.

Les opérateurs des réseaux apprendront beaucoup en réalisant une investigation systématique du comportement naturel de leur réseau, après avoir inhibé les protections, par exemple sur les points suivants :

- ◆ temps critique d'élimination de défaut pour toute localisation et pour différents régimes de production réactive des unités ;
- ◆ comportement du système en cas de perte de synchronisme, la perte de synchronisme reste-t-elle localisée ou s'étend-elle rapidement à toute une région ;
- ◆ quelle est la distance à l'écroulement de la tension pour différents scénarios tels qu'augmentation de la charge, importation de puissance, blocage des sources de puissance réactive ;
- ◆ quel est le comportement de la fréquence en cas de séparation du système des voisins interconnectés ;
- ◆ quelles sont les limites de transfert de puissance sur les grands axes de transport, vis-à-vis des ressources réactives, de l'amortissement des oscillations rotoriques, etc.

L'observation d'une grande quantité de ces simulations thématiques permettra d'acquérir une connaissance approfondie du comportement du système et d'orienter les investigations en matière de protection et d'actions de défense ; elle attirera également l'attention de l'exploitant sur la nécessité éventuelle de prendre en compte les phénomènes dynamiques dans la conduite quotidienne (surtout dans un contexte de dérégulation).

Pour mener à bien de telles simulations, il faut construire un modèle du système le plus détaillé possible et utiliser les outils les plus puissants.

- ◆ Stabilité transitoire

La détermination des temps critiques d'élimination de défaut permet au concepteur d'assurer qu'un court-circuit éliminé par la protection de réseau n'entraîne pas de perte de synchronisme.

Le déclenchement d'une liaison, d'une unité peut entraîner des pertes de synchronisme que l'on essayera de juguler par des dispositifs spécifiques.

De manière générale, le concepteur essayera d'augmenter la stabilité des groupes grâce à l'optimisation des chaînes rapides de la régulation primaire, l'exploitant veillant lui à régler correctement la marche des unités et en particulier à conserver un niveau d'excitation adéquat.

Un programme de simulation dédié à la stabilité transitoire permettra d'effectuer les études.

- ◆ Stabilité de fréquence

L'étude de la stabilité de fréquence a pour but principal la détermination de la réserve opérationnelle (en volume et en rapidité de mise en oeuvre) et des plans de délestage. Classiquement étudiée par des programmes spécialisés de dynamique lente, la stabilité en fréquence mérite d'être analysée de façon plus approfondie, tenant compte des interactions

des réglages de la chaudière et de la turbine, du comportement dynamique de la charge (en tension et fréquence), etc. Elle justifie une modélisation assez complète du système.

◆ Stabilité en tension

Sujet important ayant provoqué de nombreuses pannes généralisées, il apparaît de plus en plus que la simulation dynamique détaillée des phénomènes est nécessaire, prenant en compte finement les régleurs en charge des transformateurs quand ils en ont, les boucles de limitation des systèmes d'excitation, les protections par tension basse, etc. Encore une fois, la tendance actuelle va vers une simulation de plus en plus détaillée du système.

Analyse post mortem

La reconstitution d'incidents réels est une source unique de validation des modèles mathématiques. Le couplage d'un simulateur avec un perturbographe (enregistreur de défauts) permet d'identifier des paramètres difficiles à mesurer (concernant la charge par exemple). S'agissant d'une étape capitale de la chaîne de simulation, l'analyse post mortem d'un incident majeur met en oeuvre toutes les ressources de simulation disponibles.

Actions de défense

On entend précisément par action de défense, une action prise à l'ultime moment qui précède une instabilité majeure et destinée à réduire l'ampleur de l'incident qui se développe. Cette action est générée par un dispositif spécifique et présente en général un caractère de « moindre mal », comme un délestage limité de la charge.

Procédures de relance

La relance d'un réseau mort pose des problèmes de tous ordres, dont la stabilité du système progressivement construit. Il s'agit clairement du cas où le comportement dynamique n'est pas connu a priori et où la simulation est souvent la seule voie pour acquérir la connaissance de ce comportement en temps utile. Il y a donc une forte justification à étudier en détail les principales procédures de relance en procédant à des simulations les plus précises possibles, basées sur un modèle le plus complet possible.

Analyse de sécurité en conduite

Plusieurs incidents, qui ont mené à des écroulements de tension (ou blackout), ont été le résultat d'une mauvaise prise en compte par les opérateurs de phénomènes dynamiques, dont certains se déroulent sur des durées de quelques secondes. Il est illusoire de demander à un opérateur humain de réagir dans ces délais. C'est la raison pour laquelle il existe des outils d'aide à la décision pour les opérateurs des réseaux électriques (voir paragraphe 1.2). Ces outils sont connectés aux bases de données temps réel, c'est-à-dire qu'ils se basent sur des données réelles et présentes de l'état du réseau, des consommations, etc.

L'objectif est d'analyser un grand nombre de variantes à partir de l'état réel du système, et de fournir à l'opérateur des indicateurs sur la robustesse de son réseau ainsi que sur les

conséquences de certaines manoeuvres. Il est donc important de simuler des centaines de cas, en des temps suffisamment brefs pour que l'opérateur puisse faire usage de ces indicateurs.

Test d'équipements de réseaux

Pour réaliser ces tests, on doit disposer d'outils de simulation performants fonctionnant en temps réel qui doivent, bien évidemment, recréer des situations normales de fonctionnement du système mais aussi, et surtout, des situations perturbées qui vont permettre de mesurer l'impact du matériel étudié. En fonction de l'équipement testé, différents types de phénomènes, dynamique lente, transitoires électromécaniques et transitoires électromagnétiques doivent être représentés.

1.4. L'intérêt d'utiliser des modèles équivalents ou l'intérêt des objectifs de notre étude

Plus la fréquence des phénomènes représentés est basse, plus ces phénomènes se propagent sur de longues distances. Ainsi, dans la majorité des cas, la représentation de transitoires électromagnétiques, représentant des fréquences de plusieurs kilohertz ou plus, ne nécessite qu'une portion réduite du réseau : une dizaine de machines tournantes, quelques dizaines de postes suffisent en général. En revanche, pour la représentation de transitoires électromécaniques, la représentation significative peut demander une simulation à l'échelle d'un pays tout entier, voire plus. Dans le cas de certains phénomènes, par exemple pour des oscillations modales de fréquence inférieure au hertz, c'est une modélisation de dimension continentale qui sera nécessaire.

En raison du nombre croissant d'interconnexions et de la nécessité d'exploiter les réseaux au plus près de leurs limites, l'étude de manière précise du comportement dynamique (dans le cas du modèle électromécanique étendu) d'un réseau électrique ne peut plus se faire sans tenir compte des interactions avec ses réseaux voisins. Cette contrainte rend toute simulation numérique temporelle difficile et coûteuse en temps de calcul en raison de la taille des modèles étudiés.

Les techniques de réduction des modèles permettent d'apporter une solution à ce problème ainsi qu'à celui du manque de données qui peut exister pour les modèles de réseaux étrangers ou externes (par exemple, le réseau espagnol ou italien vu de la France ; le réseau français vu de la Belgique, etc.).

La démarche habituelle pour construire un modèle réduit consiste, assez naturellement, à garder une représentation détaillée du système d'étude ou interne (par exemple, le système français ou une partie de ce système pour une étude plus localisée) et à construire des modèles dynamiques de dimension réduite pour le reste du réseau, nommé réseau externe. Ces modèles dynamiques réduits sont appelés équivalents dynamiques.

Les démarches prises en compte dans ce travail de recherche pour la réalisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques seront présentées dans les chapitres 4 et 5.

1.5. Synthèse

Ce chapitre porte sur les contraintes des réseaux électriques et les besoins des opérateurs de réseaux en termes de simulation dynamique dans le nouveau contexte de dérégulation du marché d'électricité, de forte insertion de GEDs et de forte interconnexion de réseaux électriques de transport.

Nous avons rappelé les différents impacts des productions décentralisées sur le réseau de distribution et de transport. Plus le taux de pénétration des GEDs augmente, plus l'impact est important. En particulier le problème de la stabilité angulaire des GEDs de types de machine synchrone peut avoir des conséquences néfastes sur le réseau.

Il apparaît, dans ce nouveau contexte, deux nouveaux problèmes à résoudre dans le réseau de distribution :

- ◆ En premier, la simulation des réseaux de distribution en présence de productions décentralisées est une fonction nécessaire à la conduite et à l'exploitation pour le gestionnaire du réseau (GRD – gestionnaire du réseau de distribution, GRT gestionnaire du réseau de transport). Cependant, une telle simulation est souvent difficile du fait de la grande taille du réseau de distribution et du nombre important de GEDs. Cela conduit soit au développement de méthodes rapides, soit à la réduction de la taille du réseau en remplaçant une partie du réseau avec un équivalent dynamique.
- ◆ En second, les opérateurs des réseaux doivent effectuer des évaluations rapides dynamiques, en particulier, l'étude de la stabilité des générateurs et si nécessaire de proposer des actions préventives ou curatives pour maintenir un bon fonctionnement des réseaux.

L'objectif du travail de thèse est donc de développer des méthodes de réduction des réseaux électriques. Les méthodes de modélisation d'équivalents dynamiques seront abordées dans le chapitre 3 afin de pouvoir représenter le réseau externe vu du réseau interne en conservant une précision convenable dans un contexte où l'opérateur du réseau interne n'a pas accès aux données du réseau externe.

Le chapitre suivant sera dédié à la modélisation des composants des réseaux électriques utilisés dans le développement des méthodes d'équivalence dynamique que nous proposons dans les chapitres 4 et 5.

CHAPITRE 2

MODELISATION DES COMPOSANTS DES RESEAUX ELECTRIQUES

« L'extrême netteté, la clarté, et la certitude ne s'acquièrent qu'au prix d'un immense sacrifice: la perte de la vue d'ensemble. »

Albert Einstein

SOMMAIRE

2.1. Introduction	33
2.2. La machine synchrone	33
2.2.1. Le modèle de la machine synchrone	34
2.2.1.1. Le modèle de la régulation de tension	38
2.2.1.2. Le modèle de la régulation de vitesse	40
2.3. La machine asynchrone	41
2.3.1. La machine asynchrone à cage	41
2.3.2. Le modèle éolien avec machine asynchrone à cage couplé sur le réseau	42
2.3.3. Modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MASDA)	43
2.3.3.1. Le modèle du générateur asynchrone	44
2.3.3.2. Equation des masses tournantes	45
2.3.3.3. La modélisation de la turbine	46
2.3.3.4. La modélisation de la régulation de la tension du rotor	48
2.3.3.5. La modélisation du convertisseur d'électronique de puissance	50
	31

2.3.3.6. L'automate de déconnexion	50
2.4. GED avec interface d'électronique de puissance	51
2.5. Les modèles de charge	53
2.5.1. Le modèle statique	53
2.5.1.1. Le modèle exponentiel de la charge	53
2.5.1.2. Le modèle polynomial de charge	54
2.5.1.3. Le modèle de charge dépendant de la fréquence	55
2.5.2. Le modèle dynamique	56
2.6. Synthèse	56

2.1. Introduction

La forte insertion de GEDs, notamment de productions à interface d'électronique de puissance, rend les réseaux électriques de plus en plus complexes. De plus, la forte interconnexion des réseaux électriques en général introduit de nouvelles contraintes en terme de temps et de complexité de calcul dans l'analyse dynamique réalisée par les opérateurs des réseaux.

Nous allons concentrer notre étude dynamique sur les phénomènes transitoires électromécaniques, donc sur des oscillations autour du hertz. En effet, établir des équivalents dynamiques pour l'étude des transitoires électromagnétiques demanderait une modélisation du réseau et une démarche beaucoup plus complexe, avec des phénomènes de fréquence beaucoup plus élevée. Dans ce cadre, ce chapitre présente les différents types de modèles de machines avec les régulations associées car elles participent aussi à la dynamique du système (utilisés pour la représentation des grands générateurs et des GEDs) et de charges connectées au sein d'un réseau électrique, pour l'étude des transitoires électromécaniques. La plupart de ces modèles sont classiques et bien connus et seront ensuite repris et utilisés dans les réseaux tests employés dans les chapitres 4 et 5.

2.2. La machine synchrone

Le schéma de principe machine synchrone avec les régulations afférentes est présenté dans la Figure 2.1.

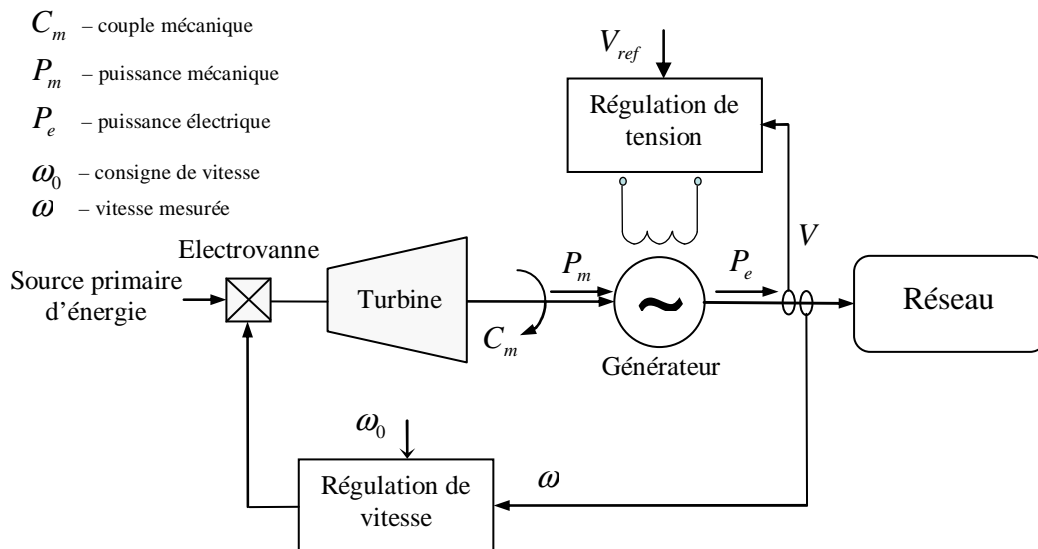


Fig. 2.1. Le schéma de principe de régulation d'un générateur.

2.2.1. Le modèle de la machine synchrone

Pour l'analyse dynamique des réseaux électriques, on a besoin de modéliser des unités de génération de type machine synchrone. Le modèle détaillé de la machine synchrone sera brièvement présenté ensuite.

On admet dans ce qui suit les hypothèses suivantes:

- ◆ la saturation, l'hystérésis et les courants de Foucault dans le fer sont négligeables ;
- ◆ les forces électromotrices correspondant aux enroulements du stator sont à répartition spatiale sinusoïdale.
- ◆ la mutuelle CANAY est négligée.

La modélisation des machines synchrones se fait suivant la théorie classique de PARK [25], [26].

On considère deux modèles :

- ◆ le modèle complet où le rotor est représenté par 4 enroulements équivalents : l'enroulement d'excitation et un amortisseur dans l'axe direct avec couplage magnétique entre ces enroulements et deux amortisseurs dans l'axe en quadrature (Figure 2.2).
- ◆ le modèle simplifié où le rotor est représenté par le seul enroulement d'excitation et aucun enroulement dans l'axe q.

Classiquement, les forces électromotrices de transformation sont négligées par rapport aux forces électromotrices de rotation dans les équations statoriques, mais on y a refusé l'approximation $\omega = \omega_0$, rendant ainsi les flux internes de la machine sensibles à la fréquence du réseau.

Le schéma équivalent de la machine réalisé suivant la théorie classique de Park est présenté dans la Figure 2.3.

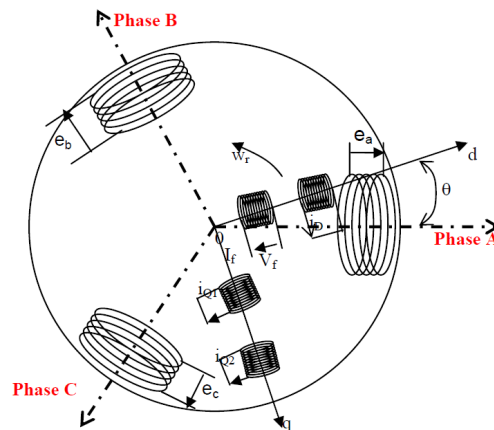


Fig. 2.2. Modèle détaillé de la machine synchrone [26].

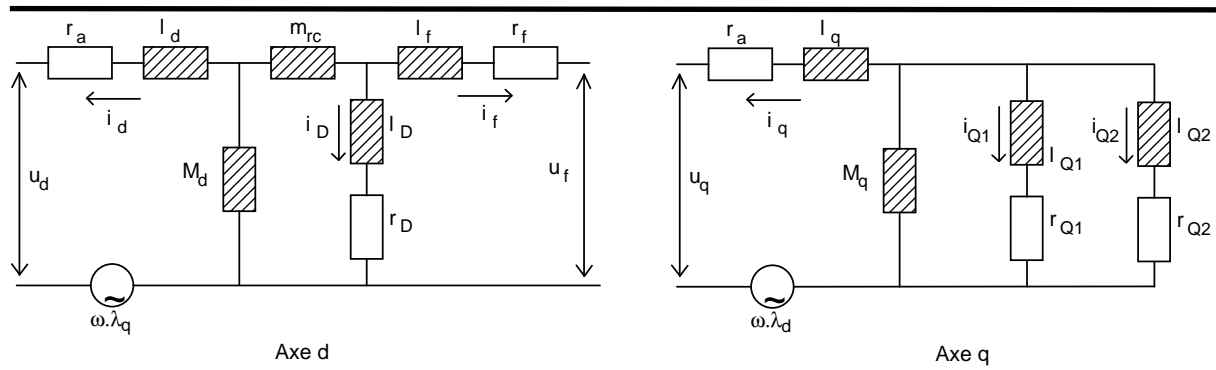


Fig. 2.3. Schéma équivalent de la machine synchrone – modèle de Park [26].

Les indices désignent les enroulements suivants :

d : enroulement statorique d'axe direct ;

q : enroulement statorique d'axe en quadrature ;

D : amortisseur d'axe direct ;

f : enroulement d'excitation ;

Q_1 : 1er amortisseur d'axe en quadrature ;

Q_2 : 2ème amortisseur d'axe en quadrature ;

On a :

r_a : résistance d'armature ;

l_d : fuite statorique d'axe direct ;

M_d : mutuelle d'axe direct ;

m_{rc} : mutuelle de CANAY ;

l_D, r_D : fuite et résistance de l'amortisseur d'axe direct ;

l_f, r_f : fuite et résistance de l'enroulement d'excitation ;

l_q : fuite statorique d'axe en quadrature (égale à l_d) ;

M_q : mutuelle d'axe en quadrature ;

l_{Q1}, r_{Q1} : fuite et résistance du 1^{er} amortisseur d'axe en quadrature ;

l_{Q2}, r_{Q2} : fuite et résistance du 2^{ième} amortisseur d'axe en quadrature ;

Les équations classiques de PARK, où ω représente la vitesse de rotation électrique de l'alternateur, exprimée dans la base ω_0 sont :

$$\begin{aligned}
 u_d &= -r_a i_d + \omega \lambda_q - \dot{\lambda}_d \\
 u_f &= r_f i_f + \dot{\lambda}_f \\
 0 &= r_D i_D + \dot{\lambda}_D \\
 u_q &= -r_a i_q - \omega \lambda_d - \dot{\lambda}_q \\
 0 &= r_{Q1} i_{Q1} + \dot{\lambda}_{Q1} \\
 0 &= r_{Q2} i_{Q2} + \dot{\lambda}_{Q2}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Où : $\dot{\lambda}_f, \dot{\lambda}_D, \dot{\lambda}_{Q1}, \dot{\lambda}_{Q2}, \dot{\lambda}_d, \dot{\lambda}_q, \lambda_q$ sont des variables d'état.

Les relations entre les courants dans les différents enroulements et les flux à travers ces enroulements peuvent être construites sous la forme matricielle suivante:

◆ Sur l'axe d :

$$\begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_f \\ \lambda_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_d + M_d & M_d & M_d \\ M_d & M_d + l_f & M_d \\ M_d & M_d & M_D + l_D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} \tag{2.2}$$

◆ Sur l'axe q :

$$\begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_{Q1} \\ \lambda_{Q2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_q + M_q & M_q & M_q \\ M_q & M_q + l_{Q1} & M_q \\ M_q & M_q & M_D + l_{Q2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_q \\ i_{Q1} \\ i_{Q2} \end{bmatrix} \tag{2.3}$$

Toutes les grandeurs sont calculées en valeurs réduites (p.u. – per unit, en anglais) dans la base:

$$S_{base} = S_n, U_{base} = \sqrt{3}V_n, I_{base} = \sqrt{3}I_n, R_{base} = V_n/I_n, T_{base} = 1/\omega_0$$

où S_n est la puissance nominale de la machine, V_n est la tension nominale de la machine, I_n est le courant nominal de la machine et $\omega_0 = 2\pi f$ est la vitesse nominale de la machine.

On suppose que les forces électromotrices de transformation sont négligeables devant les forces électromotrices de la vitesse de rotation. On peut donc négliger les termes $\dot{\lambda}_d, \dot{\lambda}_q$ dans l'équation (2.1).

On définit :

$$\lambda_{AD} = M_d (i_d + i_f + i_D), \text{ le flux commun sur l'axe d ;}$$

$\lambda_{AQ} = M_q(i_q + i_{Q1} + i_{Q2})$, le flux commun sur l'axe q ;

On peut calculer les flux communs selon les variables d'état et les courants i_d et i_q :

$$\lambda_{AD} = MD \left(i_d + \frac{\lambda_f}{l_f} + \frac{\lambda_D}{l_D} \right), \text{ avec } \frac{1}{MD} = \frac{1}{M_d} + \frac{1}{l_f} + \frac{1}{l_D}$$

$$\lambda_{AQ} = MQ \left(i_q + \frac{\lambda_{Q1}}{l_{Q1}} + \frac{\lambda_{Q2}}{l_{Q2}} \right), \text{ avec } \frac{1}{MQ} = \frac{1}{M_q} + \frac{1}{l_{Q1}} + \frac{1}{l_{Q2}}$$

Les équations (2.1) deviennent :

◆ Sur l'axe d :

$$u_d = -r_d i_d + \omega l_q i_q + \omega \lambda_{AQ} \quad (2.4)$$

$$\dot{\lambda}_f = u_f - r_f \frac{\lambda_f}{l_f} + r_f \frac{\lambda_{AD}}{l_f} \quad (2.5)$$

$$\dot{\lambda}_D = -r_D \frac{\lambda_D}{l_D} + r_D \frac{\lambda_{AD}}{l_D} \quad (2.6)$$

◆ Sur l'axe q :

$$u_q = -r_q i_q + \omega l_d i_d + \omega \lambda_{AD} \quad (2.7)$$

$$\dot{\lambda}_{Q1} = -r_{Q1} \frac{\lambda_{Q1}}{l_{Q1}} + r_{Q1} \frac{\lambda_{AQ}}{l_{Q1}} \quad (2.8)$$

$$\dot{\lambda}_{Q2} = -r_{Q2} \frac{\lambda_{Q2}}{l_{Q2}} + r_{Q2} \frac{\lambda_{AQ}}{l_{Q2}} \quad (2.9)$$

En éliminant les variables λ_{AD} et λ_{AQ} dans ces équations, on a les équations finales du modèle de la machine synchrone :

$$\frac{d\lambda_f}{dt} = u_f + \frac{r_f}{l_f} \left[\left(\frac{MD}{l_f} - 1 \right) \lambda_f + MD \cdot i_d + \frac{MD}{l_d} \lambda_D \right] \quad (2.10)$$

$$\frac{d\lambda_D}{dt} = \frac{r_D}{l_D} \left[\left(\frac{MD}{l_D} - 1 \right) \lambda_D + MD \cdot i_d + \frac{MD}{l_f} \lambda_f \right] \quad (2.11)$$

$$\frac{d\lambda_{Q1}}{dt} = \frac{r_{Q1}}{l_{Q1}} \left[\left(\frac{MQ}{l_{Q1}} - 1 \right) \lambda_{Q1} + MQ \cdot i_q + \frac{MQ}{l_{Q2}} \lambda_{Q2} \right] \quad (2.12)$$

$$\frac{d\lambda_{Q2}}{dt} = \frac{r_{Q2}}{l_{Q2}} \left[\left(\frac{MQ}{l_{Q2}} - 1 \right) \lambda_{Q2} + MQ \cdot i_q + \frac{MQ}{l_{Q1}} \lambda_{Q1} \right] \quad (2.13)$$

Les équations mécaniques de la machine sont les suivantes :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (C_m - C_e) - \frac{D}{2H} (\omega - \omega_{ref}) \quad (2.14)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = (\omega - \omega_{ref}) \omega_0 \quad (2.15)$$

L'ensemble des équations différentielles de (2.10) à (2.15) décrit la dynamique de la machine synchrone.

Le couple électrique est donné par :

$$C_e = \lambda_q i_d - \lambda_d i_q \quad (2.16)$$

En passant des coordonnées de l'alternateur aux coordonnées du réseau, on obtient :

$$V = V_q + jV_d$$

$$V = V_R + jV_I$$

$$\begin{bmatrix} E_R \\ E_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_R \\ E_I \end{bmatrix}$$

2.2.1.1. Le modèle de la régulation de tension

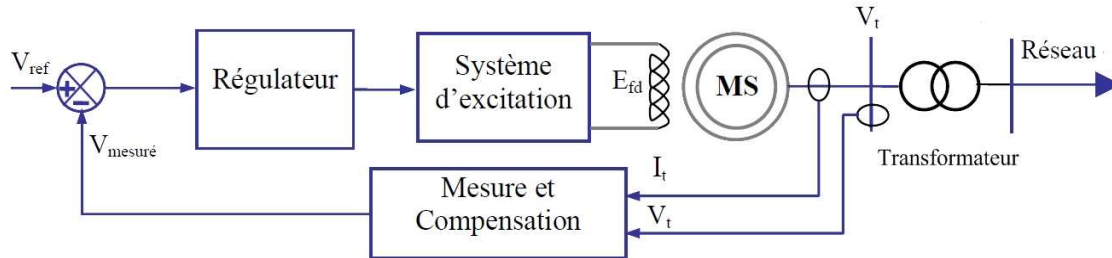
Pour les machines synchrones connectées au réseau de transport ou distribution, il existe deux types de régulation de tension: soit la régulation automatique de tension (RAT), soit le régulateur de facteur de puissance Var/PF (PF – Power Factor, en anglais). Le choix du type de régulation dépend de la puissance des machines ou du niveau de tension au point de raccordement du générateur [25].

Le RAT vise à maintenir la tension au noeud de raccordement de la machine constante. Le principe est en général d'agir sur la puissance réactive échangée avec le réseau. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de puissance réactive. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à augmenter, le système d'excitation réagit en absorbant de la puissance réactive. Ce régulateur est souvent utilisé pour les grands générateurs synchrones qui fonctionnent en mode «support de la tension» [25], [26].

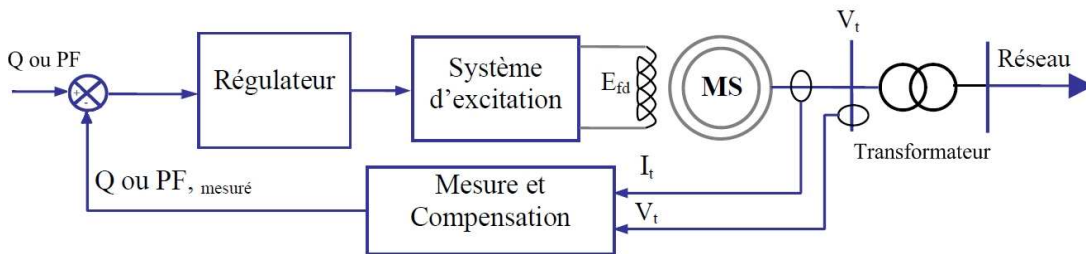
Le régulateur de facteur de puissance vise à maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive de la machine constante. Ce type de régulateur est spécifique pour les petits

générateurs synchrones de quelques kVA à quelques dizaines de MVA connectés aux réseaux de distribution. La tension des générateurs utilisant ce régulateur n'est pas constante mais varie selon les variations de la tension du réseau [27].

Les modèles génériques des systèmes de régulation de tension sont présentés sur la Figure 2.4.



a. Régulateur automatique de tension



b. Régleur de facteur de puissance

Fig. 2.4. Modèle générique des systèmes de régulation de tension.

Un modèle RAT est donné dans la Figure 2.5 pour exemple. Il sera détaillé (fonctions, grandeurs, etc) dans le chapitre 5.

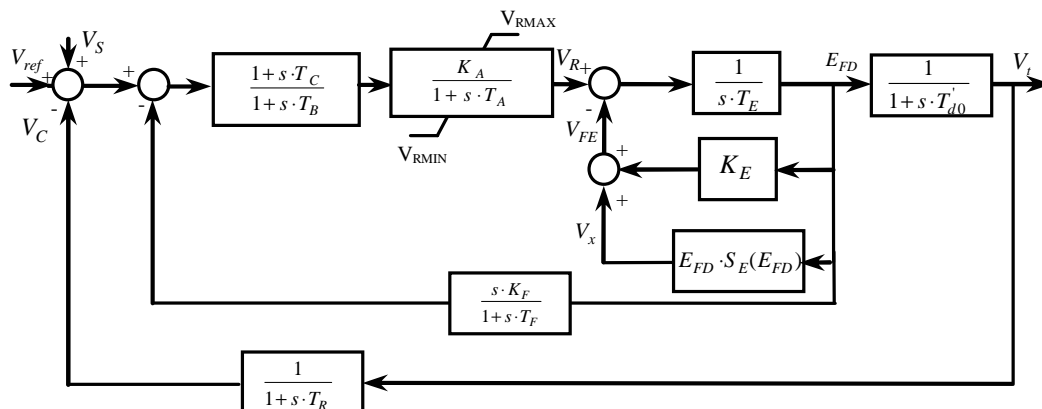


Fig. 2.5. Le modèle du système de régulation de tension [25].

Du point de vue de la stabilité transitoire, le système RAT est plus performant que le système Var/PF [27]. Cela provient du fait que pendant l'intervalle transitoire d'un court-circuit, la tension d'excitation avec le régulateur Var/PF est légèrement plus faible que celle obtenue avec le régulateur RAT [27]. Cette faible valeur de tension contribue à l'accélération de l'angle rotorique. Par conséquent, la perte de la stabilité transitoire se produit plus rapidement pour les générateurs utilisant le régulateur Var/PF par rapport à ceux utilisant le régulateur RAT.

2.2.1.2. Le modèle de la régulation de vitesse

Dans notre étude de stabilité dynamique, on utilise un modèle de régulation de vitesse de type diesel. Ce modèle simplifié est présenté dans la Figure 2.6. Il sera également détaillé dans le chapitre 5.

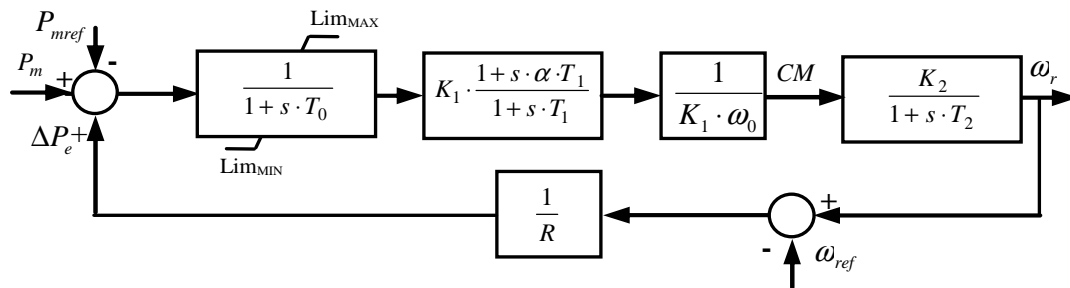


Fig. 2.6. Le modèle du système de régulation de vitesse [22].

Le contrôle de la vitesse est réalisé en prenant en compte le statisme, $1/R$ (donne la participation du groupe au réglage de fréquence du réseau et est fixé par le gestionnaire du réseau), qui est le rapport entre la variation de puissance et la variation de la fréquence et qui entre aussi dans le calcul de la puissance mécanique de référence, P_{mref} [25]. La réserve de puissance est limitée en fonction du type de centrale : typiquement 10% pour une centrale hydraulique et 5% pour une centrale thermique [22]. Ces limitations ont été imposées afin de pouvoir simuler une variation de puissance proche de la réalité et pour limiter la contribution au réglage primaire de l'unité.

Pour nos études dynamiques des réseaux électriques réalisées dans les chapitres 4 et 5, nous avons utilisé plusieurs réseaux de transport test sur lesquels sont connectés les deux types de modèles de machine synchrone (détaillé et simplifié).

2.3. La machine asynchrone

2.3.1. La machine asynchrone à cage

Le modèle de machine asynchrone inséré dans les réseaux test utilisés pour nos travaux de recherche est celui de la machine avec rotor à double cage [26]. Il comprend tous les avantages de la machine asynchrone avec rotor à cage. De plus l'avantage majeur de cette machine est qu'elle a un couple de démarrage assez élevé.

Ce modèle peut être considéré comme celui d'une machine synchrone avec le rotor en court-circuit [26]. Les équations de PARK en convention générateur s'écrivent de manière similaire au modèle de machine synchrone présenté dans le paragraphe 2.2.1. [26]:

$$\begin{cases} u_{1d} = -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} \lambda_{1q} + \dot{\lambda}_{1d} \\ u_{1q} = -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} \lambda_{1d} + \dot{\lambda}_{1q} \\ 0 = -r_2 i_{2d} + \dot{\lambda}_{2d} - s \omega_{ref} \lambda_{2q} \\ 0 = -r_2 i_{2q} + \dot{\lambda}_{2q} + s \omega_{ref} \lambda_{2d} \\ 0 = -r_3 i_{3d} + \dot{\lambda}_{3d} - s \omega_{ref} \lambda_{3q} \\ 0 = -r_3 i_{3q} + \dot{\lambda}_{3q} + s \omega_{ref} \lambda_{3d} \end{cases} \quad (2.17)$$

où $s = \frac{\omega_{ref} - \omega_r}{\omega_{ref}}$ est le glissement entre le rotor et le stator [25], [26], ω_{ref} est la vitesse de synchronisme (la pulsation du réseau) et ω_r est la vitesse de rotation du rotor.

Les relations entre les courants dans les différents enroulements et les flux à travers ces enroulements peuvent être construites sous la forme matricielle suivante:

◆ Sur l'axe d :

$$\begin{bmatrix} \lambda_{1d} \\ \lambda_{2d} \\ \lambda_{3d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_1 + L_m) & -L_m & -L_m \\ -L_m & -(L_2 + L_m) & -L_m \\ -L_m & -L_m & -(L_3 + L_m) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1d} \\ i_{2d} \\ i_{3d} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

◆ Sur l'axe q :

$$\begin{bmatrix} \lambda_{1q} \\ \lambda_{2q} \\ \lambda_{3q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_1 + L_m) & -L_m & -L_m \\ -L_m & -(L_2 + L_m) & -L_m \\ -L_m & -L_m & -(L_3 + L_m) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1q} \\ i_{2q} \\ i_{3q} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

En négligeant le régime transitoire des enroulements statoriques, on définit :

$$\lambda_{AD} = L_m (i_{1d} + i_{2d} + i_{3d})$$

$$\lambda_{AQ} = L_m (i_{1q} + i_{2q} + i_{3q})$$

Les équations (2.17) deviennent :

$$u_{1d} = -r_1 i_{1d} + \omega_{ref} (\lambda_{AQ} + L_1 i_{1q}) \quad (2.20)$$

$$u_{1q} = -r_1 i_{1q} - \omega_{ref} (\lambda_{AD} + L_1 i_{1d}) \quad (2.21)$$

$$\frac{d\lambda_{2d}}{dt} = r_2 i_{2d} - s \omega_{ref} (\lambda_{AQ} + L_2 i_{2q}) \quad (2.22)$$

$$\frac{d\lambda_{2q}}{dt} = r_2 i_{2q} + s \omega_{ref} (\lambda_{AD} + L_2 i_{2d}) \quad (2.23)$$

$$\frac{d\lambda_{3d}}{dt} = r_3 i_{3d} - s \omega_{ref} (\lambda_{AQ} + L_3 i_{3q}) \quad (2.24)$$

$$\frac{d\lambda_{3q}}{dt} = r_3 i_{3q} + s \omega_{ref} (\lambda_{AD} + L_3 i_{3d}) \quad (2.25)$$

Le couple électrique s'exprime par :

$$C_e = \lambda_{1d} i_{1q} - \lambda_{1q} i_{1d} \quad (2.26)$$

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

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (C_m - C_e) \quad (2.27)$$

2.3.2. Le modèle éolien avec machine asynchrone à cage couplé sur le réseau

Le modèle éolien avec machine asynchrone à cage couplé sur le réseau consiste en une turbine à vitesse constante connectée à une machine synchrone via un multiplicateur de vitesse et représente la conversion d'énergie entre la vitesse du vent et le couple mécanique de la machine. Ce modèle doit être connecté avec une machine asynchrone.

La figure ci-dessous présente l'évolution du couple mécanique en fonction de la vitesse du vent [28].

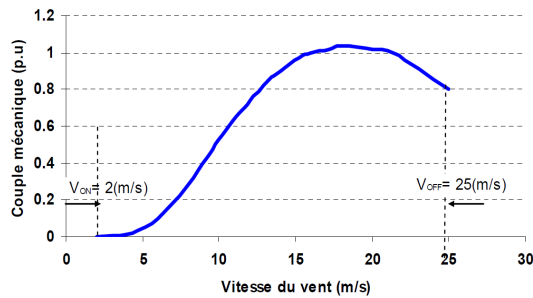


Fig. 2.7. Caractéristique du couple mécanique en fonction de la vitesse du vent [28].

Il est recommandé de connecter ce type de machine avec une protection de survitesse [28].

Définition du modèle

Les formules de calcul du couple font intervenir la vitesse initiale du vent. Avec la puissance fournie dans le calcul de répartition de charge (« load flow », en anglais) du réseau, on peut facilement déduire la valeur de la puissance générée en p.u.:

$$P_{(p.u.)} = \frac{P_{(\text{calcul load flow en MW})}}{S_N(\text{en MVA})}$$

Ensuite, la valeur du couple mécanique initial :

$$C_M = \frac{P_{(p.u.)}}{\omega_{(p.u.)}}$$

Enfin, suivant la caractéristique du couple donnée, on peut déduire la valeur initiale de la vitesse du vent. Le couple mécanique de la machine, qui est une fonction de la vitesse du vent, est calculé approximativement au cours de la simulation:

$$C_M = \left(\frac{C_1}{V} + C_2 v \right) e^{-C_3/v} \quad (2.28)$$

où v est la vitesse du vent et C_1 , C_2 , C_3 sont des coefficients déterminés empiriquement.

2.3.3. Modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MASDA)

Le modèle de la MASDA, utilisé pour la modélisation des GEDs de type éolienne insérés dans le réseau test de distribution utilisé pour nos travaux de recherche, est de type machine asynchrone à rotor bobiné. Les enroulements du rotor sont alimentés par une source de puissance triphasée.

L'ensemble du générateur MASDA est présenté dans la Figure 2.8.

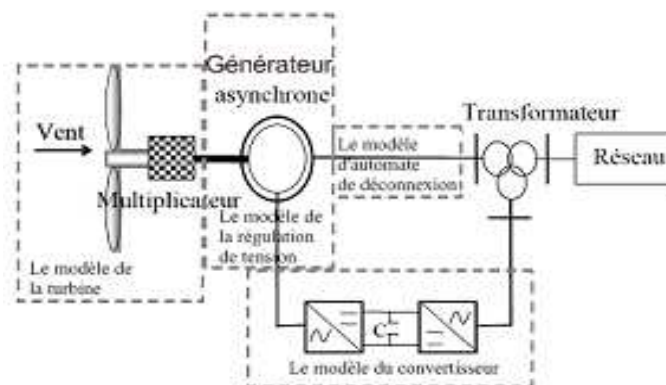


Fig. 2.8. Le schéma des blocs fonctionnels de la MASDA [26].

2.3.3.1. Le modèle du générateur asynchrone

Les équations caractérisant ce générateur sont identiques à celles de la machine asynchrone avec rotor à cage, sauf qu'il n'y a qu'un seul enroulement au rotor et qu'il n'est pas court-circuité [26].

$$\begin{cases} u_{1d} = -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} \lambda_{1q} + \dot{\lambda}_{1d} \\ u_{1q} = -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} \lambda_{1d} + \dot{\lambda}_{1q} \\ u_{2d} = -r_2 i_{2d} - s \omega_{ref} \lambda_{2q} + \dot{\lambda}_{2d} \\ u_{2q} = -r_2 i_{2q} + s \omega_{ref} \lambda_{2d} + \dot{\lambda}_{2q} \end{cases} \quad (2.29)$$

Les relations entre les courants dans les différents enroulements et les flux à travers ces enroulements peuvent être construites sous la forme matricielle suivante:

◆ Sur l'axe d :

$$\begin{bmatrix} \lambda_{1d} \\ \lambda_{2d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_1 + L_m) & -L_m \\ -L_m & -(L_2 + L_m) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1d} \\ i_{2d} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

◆ Sur l'axe q :

$$\begin{bmatrix} \lambda_{1q} \\ \lambda_{2q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_1 + L_m) & -L_m \\ -L_m & -(L_2 + L_m) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1q} \\ i_{2q} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

En négligeant le régime transitoire du stator, on a des équations finales pour le générateur MASDA :

$$u_{1d} = -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} N_1 i_{1q} - \omega_{ref} \frac{L_m}{L_m + L_2} \lambda_{2q} \quad (2.32)$$

$$u_{1q} = -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} N_1 i_{1d} + \omega_{ref} \frac{L_m}{L_m + L_2} \lambda_{2d} \quad (2.33)$$

$$\dot{\lambda}_{2d} = u_{2d} - r_2 \frac{L_m}{L_m + L_2} i_{1d} - \frac{r_2}{L_m + L_2} \lambda_{2d} - \omega_{ref} s \lambda_{2q} \quad (2.34)$$

$$\dot{\lambda}_{2q} = u_{2q} - r_2 \frac{L_m}{L_m + L_2} i_{1q} - \frac{r_2}{L_m + L_2} \lambda_{2q} + \omega_{ref} s \lambda_{2d} \quad (2.35)$$

Le couple électrique :

$$C_e = L_m (I_{1q} I_{2d} - I_{1d} I_{2q}) \quad (2.36)$$

Dans la puissance électromécanique, deux termes doivent être distingués :

$$C_e = -\frac{L_m}{L_2} (\lambda_{2l} I_{1R} - \lambda_{2R} I_{1l}) \quad (2.37)$$

$$\text{d'où : } \frac{P_{rotor}}{P_{elm}} = 1 - \frac{\omega_{ref}}{\omega_r} .$$

En fonction de la valeur de ω_r , trois régimes de fonctionnement du générateur ($P_{elm} < 0$) sont possibles :

- ◆ $\omega_r = \omega_{ref}$, régime synchrone : $P_{rotor} = 0$, $P_{stator} = P_{elm}$;
- ◆ $\omega_r < \omega_{ref}$, régime hypo-synchrone : $P_{rotor} < 0$, le rotor absorbe la puissance ;
- ◆ $\omega_r > \omega_{ref}$, régime hyper-synchrone : $P_{rotor} > 0$, le rotor fournit de la puissance. Il faut donc noter que dans ce régime, à la fois le stator et le rotor fournissent de la puissance au réseau.

2.3.3.2. Equation des masses tournantes

En négligeant les termes correspondant à l'amortissement :

$$\frac{d\omega_r}{dt} = -\frac{C_m}{2H} - \frac{L_m}{2HL_2}(\lambda_{21}l_{1R} - \lambda_{2R}l_{1I}) \quad (2.38)$$

où C_m est le couple mécanique.

Le raccordement d'une telle machine au réseau est conditionné par l'existence d'un modèle définissant le système de tensions triphasées qui alimentent le rotor. Ces grandeurs seront fournies en sortie du modèle directement par les composantes des axes d et q d'un référentiel tournant par rapport au stator dans le sens positif par rapport à la vitesse de synchronisme ω_{ref} .

Les régulations au niveau de la turbine sont modélisées de telle manière que la transmission aérodynamique est calculée à partir de la vitesse du vent [26].

Il existe deux modes de fonctionnement:

- ◆ fonctionnement à charge partielle: si la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale, la turbine ne peut pas produire la puissance nominale. Dans ce cas, l'angle de calage des pales est gardé constant et nul, la vitesse de rotation est régulée afin d'optimiser la conversion de l'énergie du vent en énergie électrique.
- ◆ fonctionnement à plein charge: si la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est ajusté pour limiter la puissance électrique à la puissance nominale.

Le contrôle optimal de la vitesse de rotation et le contrôle de l'angle de calage sont également effectués afin d'extraire le maximum de puissance mécanique dans le régime en charge partielle et de limiter la puissance extraite dans le régime en plein charge respectivement.

La tension du rotor est ajoutée par des boucles de contrôle sur les deux composants I_{2d} , I_{2q} du courant rotorique dans le modèle de régulation de la MASDA [26]. Les valeurs de référence du courant sont les sorties du système de régulation de la puissance réactive et de la vitesse de rotation. Dans ce modèle, la puissance active du rotor est aussi calculée et envoyée à l'injecteur de courant. Celui-ci représente le système convertisseur interfacé au réseau [26].

En cas de chute de tension, due à un court circuit par exemple, un dispositif automatique (protection du stator de la MASDA) peut déconnecter provisoirement le stator du réseau, et le reconnecter quand la situation est redevenue normale. Pendant la déconnexion du stator, le fonctionnement de la MASDA est contrôlé par le modèle d'automate de reconnexion. La régulation de tension de rotor est faite dans l'automate de reconnexion et les valeurs calculées sont employées dans le modèle de régulateur de la MASDA [26].

2.3.3.3. La modélisation de la turbine [26]

La puissance mécanique extraite par la turbine est donnée par la formule :

$$P_{meca} = 0.5 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho_{air} \cdot A_{rotor} \cdot v^3 \quad (2.39)$$

où : $C_p(\lambda, \beta)$ est le coefficient de puissance. Celui-ci est fonction du ratio de la vitesse des pales λ et de l'angle de calage β . v est la vitesse du vent ; A_{rotor} est la surface circulaire balayée par la turbine ; ρ_{air} est la densité de l'air.

Le ratio de vitesse, qui est le rapport entre la vitesse linéaire de l'extrémité des pales et la vitesse du vent, est donné par :

$$\lambda = \frac{R_{pal} \omega_{pal}}{v} \quad (2.40)$$

où R_{pal} est le rayon des pales de la turbine, ω_{pal} est la vitesse de rotation de la turbine.

Le coefficient de puissance est calculé approximativement par :

$$C_p(\lambda, \beta) = L_F \left\{ \left[\frac{1}{\lambda + L_B \beta} - \frac{L_C}{(\beta^2 + 1)} \right] L_D + L_E \beta - L_G \right\} e^{-L_H \left(\frac{1}{\lambda + L_B \beta} - \frac{L_C}{\beta^2 + 1} \right)} \quad (2.41)$$

où L_B , L_C , L_D , L_E , L_F , L_G sont des coefficients déterminés empiriquement.

Donc, le couple mécanique est :

$$C_M = \frac{v^3 C_p(\lambda, \beta) A_{rotor} \rho_{air}}{2 \omega_{pal}} \frac{1}{C_{base}} \quad (\text{p.u.}) \quad (2.42)$$

où C_{base} est la valeur de base du couple mécanique.

Le multiplicateur vise à adapter la vitesse lente de la turbine à la vitesse de la génératrice.

$$M_{mult} = \frac{\omega_r}{\omega_{pal}} \quad (2.43)$$

où ω_r est la vitesse de rotation du générateur.

Le système d'orientation des pales (« *pitch control* », en anglais) sert à limiter la puissance produite lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur nominale. Dans ce régime, la vitesse du générateur est constante et la puissance mécanique est gardée égale à la puissance nominale.

Le système de régulation de l'angle d'orientation, ou angle de calage β , est présenté comme dans la figure ci-dessous :

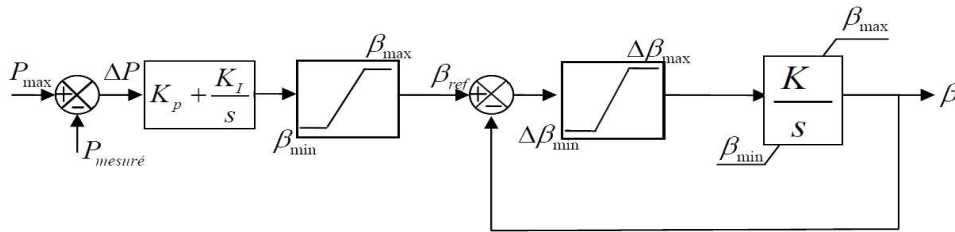


Fig. 2.9. Système de régulation de l'angle de calage [27].

Dans la partie de charge partielle, la vitesse mécanique est contrôlée de manière à maximiser la puissance électrique produite. Du fait qu'une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser, nous avons choisi une stratégie de contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique [26], [27], [28].

Le ratio de vitesse correspondant à la valeur maximale du coefficient de puissance peut être estimé pour chaque valeur de l'angle de calage. Dans ce modèle, la valeur initiale de l'angle de calage est égale à zéro, la valeur du ratio de vitesse est calculée approximativement par:

$$\lambda_{optimal} = \left(\frac{L_G}{L_D} + L_C + \frac{1}{L_H} \right)^{-1} \quad (2.44)$$

où L_H est un coefficient déterminé empiriquement.

Sur la base de cette valeur, on peut obtenir une vitesse optimale du rotor qui correspond à n'importe quelle vitesse du vent. La vitesse optimale est alors employée comme référence dans le contrôle de puissance active.

La caractéristique de performance de la MASDA en fonction de l'angle de calage est montrée dans la Figure 2.10.

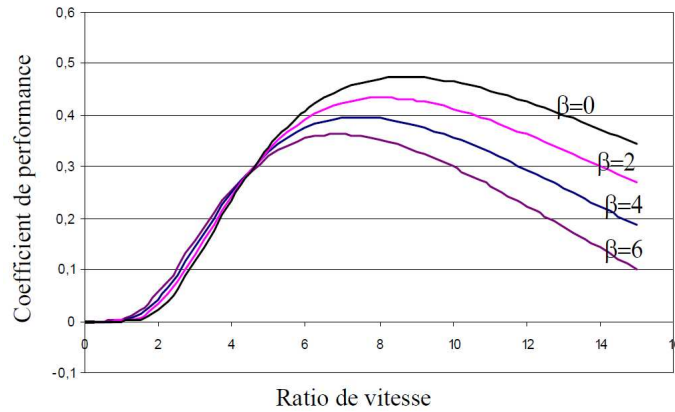


Fig. 2.10. La caractéristique du coefficient de puissance de la MASDA [28].

La vitesse mécanique optimale correspond à la valeur optimale du ratio de vitesse :

$$\omega_{pal_op} = \frac{\lambda_{optimale} v}{R_{pal}} \quad (2.45)$$

où $\lambda_{optimale}$ correspond à la valeur maximale du coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ avec β égal à zéro.

Le système de calcul de la vitesse optimale est donné par la Figure 2.11.

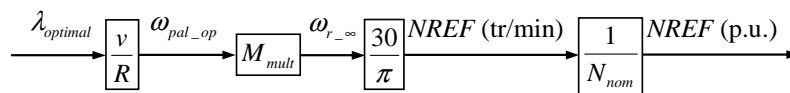


Fig. 2.11. Système de calcul de la vitesse optimale pour la MASDA [27].

2.3.3.4. La modélisation de la régulation de la tension du rotor

La tension du rotor de la MASDA est contrôlée par le modèle de régulation. La sortie de la régulation de la tension rotor V_2 est sous la forme des composantes directe et en quadrature V_{2d} et V_{2q} . Le référentiel dq correspondant tourne à la vitesse de synchronisme avec un axe q à 90° devant l'axe d . L'axe d est dans la direction du flux stator maximal λ_{max} .

Les courants de référence (I_{2dref} et I_{2qref}) sont utilisés respectivement pour le contrôle de la vitesse de rotation du rotor et de la puissance réactive de la génératrice. Ils interviennent dans le calcul de V_{2d} et V_{2q} .

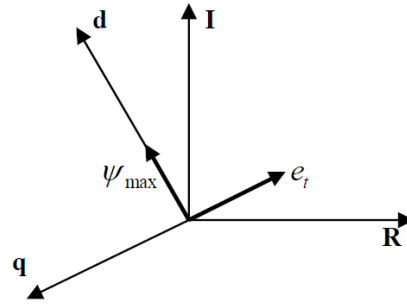


Fig. 2.12. Le référentiel dq .

Avec le choix de référence dq tel que l'axe d est dans la direction du flux stator maximal, la puissance réactive du stator est proportionnelle à la composante I_{2d} et le couple électrique est proportionnel à la composante I_{2q} [29]:

$$Q_s = \frac{L_m}{L_1 + L_m} I_{2d} \text{ (p.u.)} \tag{2.46}$$

$$C_e = \frac{L_m}{L_1 + L_m} I_{2q} \text{ (p.u.)} \tag{2.47}$$

La régulation de puissance réactive est donnée par la Figure 2.13 :

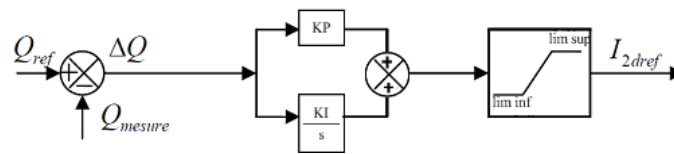


Fig. 2.13. Système de régulation de la puissance réactive pour la MASDA [27].

La régulation de vitesse est donnée par la Figure 2.14 :

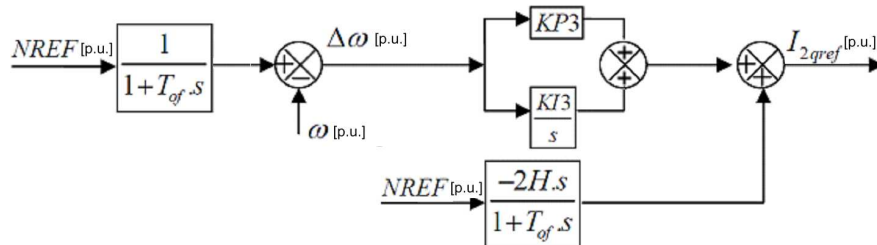


Fig. 2.14. Le système de régulation de vitesse [27].

Le calcul des tensions V_{2d} et V_{2q} est :

$$V_{2d} = R_2 I_{2dref} - \left(L_m + L_2 - \frac{L_m^2}{L_m + L_1} \right) \left(\omega_2 I_{2q} - \frac{I_{2dref} - I_{2d}}{\omega T_{OD}} \right) \quad (2.48)$$

$$V_{2q} = R_2 I_{2qref} - \left(L_m + L_2 - \frac{L_m^2}{L_m + L_1} \right) \left(\omega_2 I_{2d} - \frac{I_{2qref} - I_{2q}}{\omega_r T_{OQ}} \right) + \omega_2 \frac{L_m}{L_m + L_1} \lambda_1 \quad (2.49)$$

où :

ω_2 est la fréquence du réseau (rad/s) ;

ω_r est la vitesse de rotation du rotor (p.u.) ;

λ_1 est le flux stator ($\lambda_1 = \frac{u_1}{\omega_s}$ avec u_1 - la tension du stator) ;

T_{OD} est la constante de temps reliant I_{2dref} et I_{2d} ;

T_{OQ} est la constante de temps reliant I_{2qref} et I_{2q} .

2.3.3.5. La modélisation du convertisseur d'électronique de puissance

Le convertisseur d'électronique de puissance est représenté par un injecteur de courant qui calcule le courant injecté correspondant à la puissance du rotor sortie du régulateur de la tension du rotor.

Le courant actif est calculé directement à partir de la puissance active. Le courant réactif est calculé avec la puissance réactive provenant du système de régulation de tension [27].

En cas de creux de tension, le convertisseur est bloqué, la valeur réelle ainsi que la valeur imaginaire du courant sont égales à zéro. Lorsque la tension augmente et dépasse un certain seuil, le convertisseur retrouve son mode de fonctionnement normal.

2.3.3.6. L'automate de déconnexion [27]

En cas de creux de tension, l'automate pourra déconnecter provisoirement le stator du réseau et le reconnecter lorsque la situation redevient normale. Pendant que le stator est déconnecté du réseau, le fonctionnement de la MASDA est contrôlé par l'automate de déconnexion. La régulation de tension du rotor pendant le défaut est effectuée aussi par l'automate de déconnexion. Ces valeurs de tension du rotor seront utilisées dans le modèle de régulation de la tension du rotor.

Les modèles de machine asynchrone présentés dans ce paragraphe seront utilisés pour la modélisation des charges dynamiques et des GEDs de type éolien dans les réseaux test utilisés dans les chapitres 4 et 5.

2.4. GED avec interface d'électronique de puissance

Si plusieurs types de GEDs (cogénération, microhydraulique, etc.) utilisent les machines tournantes traditionnelles comme interface directe pour produire l'énergie électrique, d'autres types de GEDs utilisent une interface d'électronique de puissance pour se connecter au réseau électrique. Elles sont issues en majorité de nouvelles technologies telles que les systèmes photovoltaïques, les piles à combustibles, les microturbines ou quelques types d'éoliennes. Le modèle générique de ce type de GEDs est illustré dans la Figure 2.15.

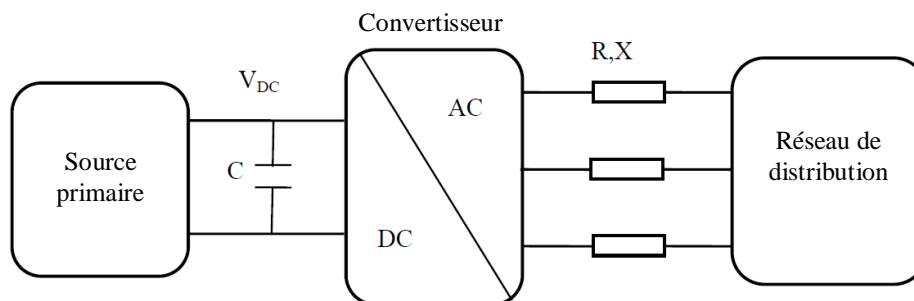


Fig. 2.15. Illustration générique des GEDs à interface d'électronique de puissance.

La source primaire peut être une source continue (comme les panneaux photovoltaïques ou les piles à combustible) ou une source alternative (comme les éoliennes ou les microturbines). Dans les deux cas, les sources doivent être équipées d'un redresseur ou d'un hacheur.

Le contrôle de la puissance active et de la puissance réactive de ces GEDs est effectué par le contrôle de l'onduleur. Dans le cas de l'onduleur de tension, la puissance active est contrôlée par la fréquence f_0 , la puissance réactive est contrôlée par l'amplitude V_0 de la composante fondamentale de la tension alternative en sortie de l'onduleur. Ces contrôles sont relativement découplés.

Les modèles détaillés de tels systèmes peuvent se trouver dans la littérature scientifique comme, par exemple, les modèles de pile à combustible et microturbine [30], [31] ou dans des travaux spécifiques sur les systèmes d'électronique de puissance pour les GEDs comme [32]. La modélisation de la structure de production d'énergie interfacée grâce à de l'électronique de puissance est un problème complexe [27]. Cependant, ces modèles sont généralement simplifiés en fonction du problème à étudier.

Des modèles simplifiés de ces systèmes ont été développés dans [19] et utilisés dans des études de contrôle auto adaptatif de tension pour les GEDs connectées au réseau de

distribution. Cette simplification est adoptée en émettant l'hypothèse que le contrôle «rapproché» de l'onduleur fonctionne et est capable de fixer les courants de références directement en sortie de l'onduleur. Celle-ci provient des études de [32] qui a effectué de manière précise une modélisation et un contrôle de l'onduleur de tension lorsque ce dernier est interfacé au réseau de distribution électrique.

La dynamique des convertisseurs (onduleurs et hacheurs) est très rapide par rapport à la dynamique de l'élément de régulation (chaînes de mesures comprises) et celle de l'élément de production. Ainsi, la seule dynamique à prendre en compte est celle du système le plus lent, à savoir la dynamique de l'unité de production [28].

Avec ces considérations et ces hypothèses, la dynamique du système GED utilisant le convertisseur en interface du réseau peut être modélisée par des limitations et des systèmes du premier ordre dont la constante de temps est choisie de manière adéquate. Un tel système avec le contrôle de puissance active et réactive de GEDs est illustré dans la Figure 2.16.

La transformation de Park permet de transférer les valeurs triphasées du courant et de la tension en leurs deux composantes d et q . Le calcul des courants injectés est basé sur le calcul de la puissance active et de la puissance réactive de référence et sur les composantes mesurées V_d et V_q de la tension.

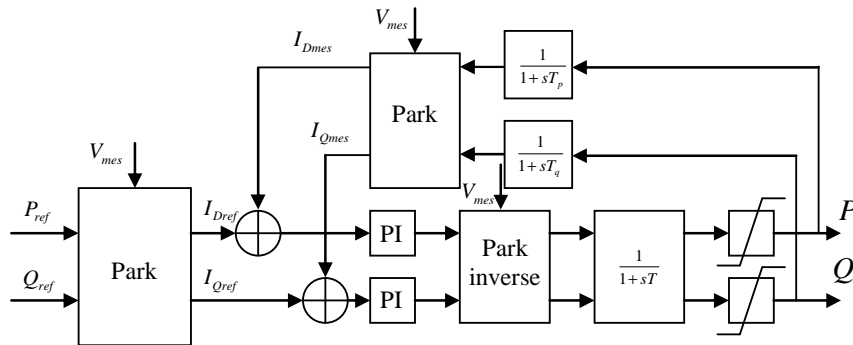


Fig. 2.16. Production contrôlée en puissance [33].

On a :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d I_d + V_q I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_q I_d - V_d I_q) \end{cases} \quad (2.50)$$

on en déduit :

$$\begin{cases} I_d = \frac{2(PV_d + QV_q)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \\ I_q = \frac{2(PV_q - QV_d)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \end{cases} \quad (2.51)$$

Les limitations se retrouvent au niveau de la puissance active maximale de la source primaire et de l'amplitude maximale du courant transité dans les convertisseurs.

Des modèles de GEDs sont insérés dans le réseau de distribution test utilisé pour la validation des méthodes de réduction des réseaux externes dans les chapitres 4 et 5. Leur modélisation est décrite dans les Annexes A1 et A3 [18], [19], [27], [28].

2.5. Les modèles de charge

Le fonctionnement stable du réseau électrique est assuré par la capacité d'alimenter des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique [25].

Les caractéristiques des charges sont très diverses et leur participation à la dynamique du réseau varie également en fonction des périodes de temps, du changement du climat, etc. Par conséquent, il est difficile d'avoir un modèle général pour toutes les études. En fonction de l'objet de chaque étude, les charges sont modélisées avec des simplifications en s'assurant que l'erreur due au modèle de charge est acceptable.

Les modèles des charges électriques sont généralement divisés en modèle statique et modèle dynamique. Une charge statique est une charge dont la caractéristique ne dépend pas du temps. Les relations entre la puissance active et réactive en fonction de la tension et de la fréquence sont uniques à tout instant. Par contre, le modèle dynamique de charge exprime cette relation pour chaque instant. Parmi les charges dynamiques, les moteurs asynchrones occupent une grande partie. Les moteurs jouent donc un rôle plus significatif sur les caractéristiques dynamiques des charges dans le système. Pour cette raison, le modèle du moteur asynchrone est considéré comme le type de charge dynamique le plus caractéristique.

2.5.1. Le modèle statique

Le modèle statique d'une charge exprime la puissance active et réactive comme une fonction polynomiale ou exponentielle de la tension et parfois de la fréquence [34]. La puissance active et la puissance réactive sont considérées de façon séparée.

2.5.1.1. Le modèle exponentiel de la charge

La caractéristique de la charge en fonction de la fonction exponentielle de la tension [25] est:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (2.52)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (2.53)$$

où P_0 et Q_0 sont les puissances active et réactive de la charge pour la tension nominale V_0 . Les paramètres de ce modèle sont les exposants n_p et n_q . Ces valeurs dépendent des caractéristiques agrégées des composants de la charge. Les valeurs communes des exposants du modèle pour différents composants de la charge sont données dans le tableau ci-dessous :

Composant de la charge	n_p	n_q
Climatiseur	0.5	2.5
Chauffage résistant	2	0
Eclairage fluorescent	1	3
Pompe, ventilateur	0.08	1.6
Grand moteur industriel	0.05	0.5
Petit moteur industriel	0.1	0.6

Tableau 2.1. Les valeurs des exposants n_p et n_q pour différents types de charge [27].

Avec les valeurs particulières, $n_p = n_q = 0, 1$ et 2 , le modèle représente respectivement des charges à puissance constante, à courant constant et à impédance constante.

La charge à puissance constante est un modèle statique de charge dont la puissance ne varie pas lorsque la tension varie.

La charge à courant constant est un modèle statique de charge dont la puissance varie proportionnellement avec la tension.

La charge à impédance constante ou admittance constante est un modèle statique de charge dont la puissance varie proportionnellement avec le carré de la tension.

2.5.1.2. Le modèle polynomial de charge

Le modèle polynomial est un modèle statique qui exprime la puissance de la charge comme une « fonction polynôme » de la tension [27] :

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \quad (2.54)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \quad (2.55)$$

Ce modèle est appelé modèle ZIP parce qu'il est composé par une charge d'impédance constante (Z), de courant constant (I) et de puissance constante (P). Les paramètres du modèle sont les coefficients p_1 à p_3 et q_1 à q_3 qui définissent la proportion de chaque composante.

2.5.1.3. Le modèle de charge dépendant de la fréquence

La dépendance de la charge en fonction de la fréquence est généralement représentée par la multiplication du modèle exponentiel ou du modèle polynomial avec un facteur représentant la fréquence comme suit [27]:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.56)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.57)$$

ou comme ceci :

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] [1 + K_{pf} (f - f_0)] \quad (2.58)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] [1 + K_{qf} (f - f_0)] \quad (2.59)$$

ou encore comme suit [26] :

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\beta \quad (2.60)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\delta \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma \quad (2.61)$$

où :

f est la fréquence sur le nœud de charge, f_0 est la fréquence nominale du réseau (50 Hz) ;

K_{pf} est le paramètre de sensibilité de la puissance active avec la variation de la fréquence ;

K_{qf} est le paramètre de sensibilité de la puissance réactive avec la variation de la fréquence ;

Des modèles statiques de charge de type exponentiel sont insérés dans le réseau test de transport utilisé pour les études effectuées dans les chapitres 4 et 5.

2.5.2. Le modèle dynamique

Dans certaines études, les modèles statiques ne sont pas suffisamment précis pour représenter le comportement de la charge. Les modèles dynamiques de charge sont donc nécessaires. La construction de ce modèle de charge peut-être basée sur des mesures expérimentales ou sur l'agrégation de modèles dynamiques des composants élémentaires de charge [35], [36], [37].

Les moteurs asynchrones représentent la majorité des charges dynamiques du réseau électrique. Ils représentent 60-70% de l'énergie totale consommée dans le système électrique [25]. Pour cette raison, le modèle dynamique des charges considéré dans notre étude est celui des moteurs asynchrones. La modélisation du moteur asynchrone a été présentée dans le paragraphe 2.3, nous ne reviendrons donc pas dessus.

Ce type de modèle de charge a été inséré dans le réseau électrique de distribution test utilisé dans les chapitres 4 et 5.

2.6. Synthèse

Ce chapitre a présenté les différents types de productions et charges que l'on peut trouver dans les réseaux électriques d'aujourd'hui et qu'on trouve aussi dans les réseaux test utilisés pour les études dynamiques dans les chapitres 4 et 5 de ce rapport.

Un ensemble de types d'équipements avec un comportement dynamique important sont connectés dans les réseaux électriques. La taille de plus en plus importante des réseaux électriques due à la forte interconnexion de ces derniers fait que leur analyse dynamique devient plus difficile à réaliser du point de vue du temps de calcul et des modèles mathématiques (matrices creuses de très grande taille) à prendre en compte.

Pour réduire la taille des modèles de réseaux électriques, le sujet du troisième chapitre porte sur l'analyse des différentes méthodes (classiques et plus évoluées) de modélisation des équivalents dynamiques de réseaux électriques.

Un résumé des avantages, inconvénients et contraintes de ces méthodes sera présenté à la fin du chapitre 3 afin de justifier le choix des méthodes sélectionnées à employer pour la suite des travaux de recherche.

CHAPITRE 3

TECHNIQUES DE REDUCTION DE MODELES DE RESEAUX ELECTRIQUES

« On ne peut mieux vivre qu'en cherchant à devenir meilleur, ni plus agréablement qu'en ayant la pleine conscience de son amélioration. »

Socrate

SOMMAIRE

3.1. Introduction	59
3.2. Les méthodes de réduction classiques	60
3.2.1. L'agrégation basée sur la cohérence des générateurs	61
3.2.2 L'agrégation basée sur l'équivalence modale synchronique	62
3.3. Méthodes d'équivalence dynamique basées sur des approches non linéaires	64
3.3.1. L'identité électromécanique	64
3.3.2. La scission	66
3.3.3. Les réseaux de neurones	67
3.4. Méthodes d'équivalence dynamique utilisant les méthodes d'estimation des paramètres basées sur des algorithmes évolutionnaires	69
3.4.1. Les méthodes d'optimisation utilisées dans l'estimation des paramètres des équivalents dynamiques	70
3.4.1.1. Les algorithmes génétiques (AG)	72
3.4.1.2. La méthode d'optimisation par essaims de particules (PSO)	74
	57

3.5. Argumentation du choix de méthode à employer pour la suite des travaux	79
3.6. Synthèse	80

3.1. Introduction

Nous avons vu que le taux de pénétration de la production décentralisée dans le réseau électrique ne cesse d'augmenter [20]. Ces installations obligent à repenser le fonctionnement et l'exploitation traditionnels du réseau de distribution qui n'était pas conçu pour intégrer de la production à grande échelle. En effet, la plupart des réseaux de distributions actuels ont été conçus pour distribuer l'énergie électrique aux consommateurs à partir du poste source qui est relié au réseau de transport et de répartition.

Plusieurs travaux de recherche indiquent que si le taux de pénétration des GED dans le réseau de distribution est significatif, leur impact sur le comportement dynamique du réseau n'est plus négligeable [5], [21], [38].

Le comportement des GEDs devra donc être pris en compte dans l'analyse dynamique des réseaux électriques réalisée par les opérateurs de réseaux.

Or, la simulation dynamique d'un réseau de distribution qui contient des milliers de noeuds où toutes les GEDs sont modélisées avec des modèles plus ou moins détaillés sera difficile à réaliser à cause des contraintes de calcul et de temps et de limites des données disponibles. De plus, comme nous l'avons déjà précisé lors du premier chapitre, la forte interconnexion des réseaux de transport, amène aussi à de nouveaux besoins en terme de modélisation et de simulation.

C'est la raison pour laquelle la modélisation des équivalents des réseaux électriques est nécessaire.

Habituellement, pour l'initialisation d'une étude de réseau électrique, cela est réparti sur deux domaines: *la zone d'étude (zone interne)*, qui contient les variables d'intérêt et est représentée de manière détaillée car connue par l'opérateur réalisant l'étude, et *la zone externe*, qui est importante du point de vue de l'influence sur l'analyse de la zone d'étude, et dans la plupart des cas, elle peut et doit être représentée sous forme réduite, notamment par manque de données.

Dans le but d'évaluer de manière plus rapide la sécurité du réseau total qui comporte aussi le réseau de distribution avec des GEDs, des méthodes de construction de modèles d'équivalents des réseaux électriques de transport et de distribution seront présentées dans ce chapitre. On peut distinguer des équivalents statiques et des équivalents dynamiques qui sont utilisés selon le type d'études réalisées.

L'équivalent statique est utilisé dans les analyses statiques du réseau. Pour ce type d'analyse, on ne considère que l'image stationnaire (ou quasi stationnaire) du réseau [39]. Le système est supposé avoir passé avec succès la période transitoire, ou d'être dynamiquement stable. Les méthodes de détermination des équivalents statiques du réseau extérieur développées ces dernières années se basent principalement sur trois familles: Equivalent extérieur de type WARD, Equivalent extérieur de type REI-DIMO, et Equivalent extérieur à transformateurs idéaux [1] [39]. Nous ne développons pas plus les aspects d'équivalents statiques car cela ne constitue pas le cœur de nos travaux. Pour avoir plus de détails sur les équivalents statiques, on pourra se reporter à des travaux de recherche sur ce sujet, comme [7], [27].

En conséquence, nous allons nous concentrer sur les aspects dynamiques des équivalents. Il existe plusieurs méthodes abordées dans la littérature pour établir un équivalent dynamique de la *zone externe*.

Dans ce chapitre, nous allons présenter un aperçu des méthodes de modélisation des équivalents dynamiques. La fin du chapitre présentera l'argumentation du choix de la méthode de réduction que nous avons pris en compte pour les travaux de recherche présentés dans ce rapport. Cette méthode sera présentée et développée dans le chapitre 4.

Il existe plusieurs types de méthodes de réduction :

- ◆ les méthodes de réduction classiques (paragraphe 3.2) ;
- ◆ les méthodes de réduction basées sur des approches non linéaires (paragraphe 3.3) ;
- ◆ les méthodes de réduction basées sur l'estimation des paramètres (paragraphe 3.4.).

3.2. Les méthodes de réduction classiques

L'analyse dynamique de la sécurité du réseau est une étude de l'évolution temporelle des variables essentielles dans une courte période de temps comme les problèmes de stabilité transitoire, des oscillations basse fréquence ou de l'instabilité dynamique de tension [1], [25]. L'étude dynamique dans le système électrique est généralement liée au comportement en régime dynamique des moyens de production (machines tournantes, systèmes d'électronique de puissance), des systèmes d'automatisation et de réglage. Plusieurs méthodes de modélisation d'équivalents dynamiques ont été développées ces dernières années. On peut les diviser en deux grandes familles:

- ◆ méthode d'équivalent qui ne conserve pas la structure du réseau électrique;
- ◆ méthode d'équivalent qui conserve la structure du réseau électrique.

La première famille consiste en des analyses dans le domaine fréquentiel, qui visent à diminuer l'ordre de la fonction de transfert. C'est-à-dire qu'on produit des modèles d'ordre réduit dans lesquels l'ensemble des variables d'état du réseau réduit est plus simple et différent de celui du réseau original [40]. Par ailleurs, ces méthodes qui sont basées sur l'analyse modale du système linéaire, ne conservent généralement pas la structure du réseau d'origine.

La deuxième famille est souvent utilisée dans les grands réseaux de transport. Elle est basée sur le fait que certains composants actifs (surtout des générateurs synchrones) dans le réseau à étudier présentent des comportements presque identiques lorsqu'un défaut apparaît. Ces composants sont agrégés par un équivalent représentant la réponse de la partie du réseau qui doit être réduite. Les avantages de ces méthodes résident dans la conservation de la structure et des caractéristiques physiques du réseau et donc, le gestionnaire du réseau peut appliquer presque toutes les techniques de contrôle-commande pour le réseau réduit comme pour le réseau original.

3.2.1. L'agrégation basée sur la cohérence des générateurs

La méthode de réduction dynamique des modèles des réseaux électriques basée sur l'agrégation par cohérence des générateurs peut être divisée en trois étapes: l'identification de la cohérence (Figure 3.1), l'agrégation des générateurs, la réduction du réseau [41].

La cohérence consiste dans le fait que les angles des rotors des machines faisant partie d'un groupe cohérent soient en phase. Le principe d'identification des générateurs cohérents est donné sur la Figure 3.1.

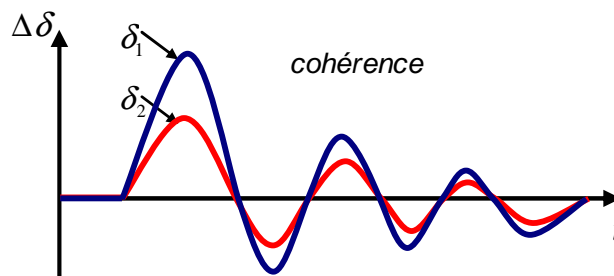


Fig. 3.1. Représentation du principe de l'identification de la cohérence [41].

Au stade de l'identification de la cohérence, les générateurs cohérents sont identifiés et regroupés. Cette procédure d'identification est simplifiée en utilisant les hypothèses suivantes :

- ◆ la dynamique qui ne dépend pas des générateurs peut être ignorée,
- ◆ les modèles classiques (de type machine synchrone, par exemple) des générateurs peuvent être utilisés,
- ◆ le modèle du système linéarisé préserve bien les tendances de la cohérence.

Le modèle du système entier peut être représenté par une fonction de transfert dans ce type de méthode de réduction de système.

Il existe trois méthodes de linéarisation :

- ◆ *Weak Links* – la cohérence est déterminée en analysant le couplage de générateurs dans la matrice d'état. Un groupe de générateurs est identifié comme cohérent si les coefficients de couplage entre ces derniers sont élevés [42].
- ◆ *Two Time Scale* - cette méthode est basée sur la notion qu'une oscillation lente est due à deux générateurs de forte cohérence, interconnectés par des liens faibles. Les deux groupes oscillant des générateurs peuvent être facilement identifiés en utilisant le vecteur propre associé au mode d'oscillation [43].
- ◆ *Linear Time Simulation* – une méthode classique pour identifier les générateurs cohérents. La réponse dans le domaine temporel du système est réglée en comparant

les angles rotoriques des générateurs pour un certain type de défaut provoqué dans le réseau électrique. Les générateurs avec des angles rotoriques qui tournent ensemble sont considérés comme cohérents [44].

Comme nous l'avons déjà dit, le deuxième pas de la méthode l'agrégation par cohérence est l'agrégation des générateurs. Il existe plusieurs types d'agrégation :

- ◆ *L'agrégation classique* - les générateurs d'un groupe cohérent sont représentés par un modèle équivalent classique du générateur. L'inertie équivalente est la somme de l'inertie de tous les producteurs du groupe, et la réactance transitoire équivalente est obtenue en considérant toutes les réactances transitoires des générateurs du groupe, en parallèle [41].
- ◆ *L'agrégation détaillée* - si certains ou tous les producteurs dans un groupe cohérent ont des systèmes de contrôle, ils peuvent être agrégés à un modèle détaillé de générateur avec un exciteur équivalent, un stabilisateur équivalent, et une régulation de vitesse équivalente. Les paramètres des modèles équivalents sont obtenus en utilisant une combinaison de deux approches: la réponse de la fréquence pour déterminer les caractéristiques linéaires, et une évaluation des contraintes du domaine du temps pour définir les caractéristiques non linéaires [45].

La dernière étape est la réduction du réseau électrique. Les générateurs équivalents sont insérés dans le système et les générateurs faisant partie des groupes cohérents sont enlevés. Le réseau est modifié afin de maintenir l'équilibre à l'état de répartition de charge.

Une méthode améliorée de construction d'équivalents dynamiques basée sur la technique d'agrégation par cohérence des générateurs est l'agrégation par l'inertie et par la faible cohérence des générateurs, présentée dans [46]. Nous n'allons pas détailler cette méthode, car le but de ce paragraphe est de passer en revue les méthodes classiques d'agrégation.

Le grand inconvénient de ces méthodes d'équivalence est le fait que leur précision dépend du type de défaut. En effet, pour des défauts différents, il faut avoir des groupes différents de générateurs cohérents. Un autre grand inconvénient réside dans le fait que pour réaliser ce type d'équivalent, un opérateur de réseau nécessite d'avoir accès aux données des réseaux externes. Or, nous sommes parties de l'hypothèse que dans le contexte actuel, un opérateur de réseau n'a accès que aux données de sa partie de réseau.

3.2.2. L'agrégation basée sur l'équivalence modale synchronique

Une autre méthode d'agrégation basée sur l'équivalence modale synchronique, qui généralise le concept de cohérence lente et utilise l'équivalence modale pour l'agrégation des générateurs, est présentée dans [47].

Le document généralise le cadre d'obtention des équivalents dynamiques pour les modèles détaillés décrits par équations différentielles/algébriques (EDA ou DAE – Differential Algebraic Equations, en anglais).

Cette approche est développée dans les algorithmes d'agrégation par faible cohérence [48] des générateurs et dans l'analyse modale sélective multi-zone [49], [50].

Il faut d'abord définir une zone d'étude (zone interne) et des zones externes en utilisant une synchronie généralisée de la faible cohérence. La procédure de définition de la zone implique des calculs avec des modèles d'équations classiques, linéarisées.

En conservant un modèle détaillé d'un générateur de référence de chaque zone externe, la dynamique des générateurs restants est assimilée avec la méthode d'analyse modale sélective multi-zone.

Pendant les étapes d'équivalence modale, les générateurs externes assimilés sont remplacés par une admittance linéaire qui est facilement représentée par EDA en utilisant des injecteurs de courant contrôlés. Le reste du modèle EDA peut être conservé sous sa forme dynamique originale.

Cette technique présente l'inconvénient que la performance du modèle réduit dépend du point de fonctionnement, du type de défaut, de la taille du réseau à réduire et de la connaissance des données des réseaux externes.

La plupart des techniques de réduction, qui sont visées en tant que classiques, sont heuristiques (basée sur l'expérience) ou semi heuristiques. Ces méthodes ont été élaborées pour les systèmes de transport avec un nombre relativement petit de grands générateurs synchrones. Cependant, pour la distribution, les GEDs sont nombreuses et ne se limitent pas seulement aux générateurs synchrones: un certain nombre d'entre elles sont basées sur des machines asynchrones et sur des convertisseurs à base d'électronique de puissance. Ces types de productions sont tout à fait différents, y compris au niveau du système de contrôle, ce qui fait qu'elles sont difficiles à agréger.

La cohérence ne peut plus nous aider si on considère le cas des générateurs à induction pour lesquels on ne peut pas parler de couple synchrone, ou le cas des interfaces d'électronique de puissance qui peuvent séparer les générateurs du réseau externe du point de vue dynamique. En prenant en compte ces considérations, nous arrivons à la conclusion que ces méthodes nous donnent une approximation grossière en cas d'analyse dynamique d'un réseau intégrant des GEDs.

C'est pourquoi d'autres techniques strictement mathématiques sont appliquées pour avoir la précision nécessaire pendant la simulation dynamique d'un réseau électrique réduit comprenant des GEDs.

La plupart des méthodes de réduction strictement mathématiques mettent l'accent sur les systèmes linéaires qui fournissent des descriptions précises des systèmes physiques. Il existe des techniques directement fondées sur l'identification et la préservation de certaines structures ou basées sur la décomposition en vecteurs propres (*DVP*), comme la troncature équilibrée ou la norme Hankel, qui mettent l'accent sur l'observation et la maîtrise des propriétés du système [51].

En général, la méthode de décomposition en vecteurs propres est très difficile à appliquer pour des réseaux électriques de grande taille [51], parce que d'abord il faut évaluer les vecteurs propres du système entier, et ce n'est pas envisageable dans notre contexte d'étude énoncé dans le premier chapitre. En conséquence, le choix de la méthode de réduction doit être pris en cohérence avec l'application considérée et avec la structure du réseau étudiée.

Comme nous l'avons déjà dit, un grand inconvénient des méthodes classiques est le fait que la réduction d'un système qui contient des GEDs ayant un comportement dynamique très différent avec notamment des interfaces d'électronique de puissance, ne peut pas être réalisée.

Dans les publications les plus récentes [51], on peut retrouver l'utilisation de méthodes mathématiques, comme la méthode de la troncature équilibrée dont on a parlé ci-dessus, qui peut être automatisée et peut fournir une réduction de l'ordre tout en conservant une petite erreur à l'égard du modèle original. Ceci est extrêmement important pour l'analyse de la stabilité transitoire, pour la coordination de contrôle de la stabilité et pour une représentation adéquate de la dynamique des réseaux externes face aux perturbations existantes dans le réseau étudié. Par contre, comme on l'a dit précédemment, cette méthode n'est pas applicable pour de réseaux de grande taille [51]. De plus, cette méthode nécessite aussi la connaissance des données du réseau externe.

3.3. Méthodes d'équivalence dynamique basées sur des approches non linéaires

Les principaux objectifs des approches non linéaires ont été l'élaboration de modèles d'équivalents dynamiques en utilisant des systèmes intelligents qui génèrent des approches robustes comme alternatives à l'équivalence dynamique classique. L'importance croissante de l'utilisation des propriétés électromécaniques non linéaires et des comportements réseaux des composants des systèmes électriques encourage la recherche sur ce domaine.

Les approches proposées sont catégorisées en trois groupes différents [52] : l'identité électromécanique, la scission, la technique de réduction des systèmes en utilisant les réseaux de neurones.

3.3.1. L'identité électromécanique

La reconnaissance de l'identité électromécanique comme alternative pour la définition classique de la cohérence permet de créer un nouveau concept qui groupe les machines qui oscillent en modes identiques et qui peuvent être réduites et remplacées par des équivalents dynamiques.

Le principe de la méthode proposée est montré sur la Figure 3.2. Un groupe de générateurs doit respecter deux conditions afin de pouvoir appliquer cette méthode :

- ◆ l'identité de l'amplitude des angles rotorique ;

- ◆ l'identité de phase ou de la fréquence de l'angle rotorique.

Les erreurs des deux identités doivent être constantes et minimales dans un intervalle de tolérance spécifié pendant une certaine période de temps [52].

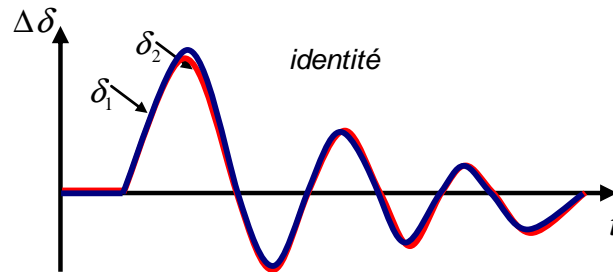


Fig. 3.2. Principe de la méthode basée sur l'identité électromécanique.

Les deux conditions sont indispensables pour le groupement des générateurs qui ont des oscillations identiques.

La condition d'identité est satisfaite par :

$$\Delta\delta_E(t) - \Delta\delta_i(t) = 0, \quad i = 1, 2, \quad \Delta\delta_1(t) = \Delta\delta_2(t) \quad (3.1)$$

Où $\Delta\delta_E(t)$ représente la variation d'angle rotorique de la machine équivalente, et $\Delta\delta_i(t)$ représente la variation d'angle rotorique des machines identiques.

Cette définition de l'identité est satisfaite par les algorithmes standard de reconnaissance, comme les méthodes de groupement qui sont appropriées pour l'identification des caractéristiques identiques dans les groupes. Toutes les machines sont comparées avec une machine de référence pour déterminer si elles vont être incluses dans un groupe. Cette détection est basée sur la minimisation des carrés des distances existantes entre les machines avec une méthode itérative (K-means), ou avec une méthode d'optimisation de type logique floue ou réseaux de neurones (RN). Ainsi, les machines peuvent être attribuées aux groupes les plus proches qui ont été pris en compte [52].

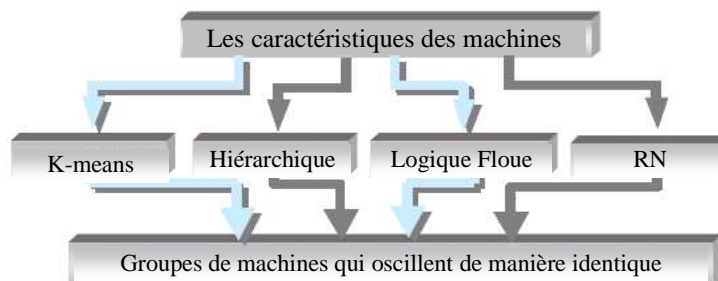


Fig. 3.3. Diagramme des techniques de reconnaissance d'identité [52].

Avec les distances électromécaniques, on apporte une grande précision quelque soit l'algorithme utilisé en obtenant des groupes identiques du point de vue électrique [52].

La mesure de la distance est la suivante :

$$d_{i,j,\text{électromécanique}} = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^k \sum_{l=1}^M W_j |x_{j,l} - c_{i,l}| \quad (3.2)$$

où $x_{j,l}$ est le vecteur des données ou des caractéristiques, $c_{i,l}$ est le vecteur central d'un groupe, M est le nombre de modèles, N est le nombre de caractéristiques des générateurs, k est le nombre de groupes, W_j est l'expression de la pondération électromécanique.

Dans le groupement obtenu avec la méthode d'optimisation utilisant la logique floue, la distance électromécanique doit être intégrée dans le calcul de la distance et dans la fonction objectif J_m :

$$J_m = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^k u_{i,j}^m w_j d_{i,j}^2 \quad (3.3)$$

où $d_{i,j}$ est la distance entre le générateur et le centre du groupe. Le grade d'appartenance du générateur x_j dans le groupe c_j est $u_{i,j}$. Le paramètre $m > 1$ est l'index flou et a une influence sur le niveau du « flou » du groupement obtenu.

Le facteur de pondération est :

$$W_j = T_{mj} S_j, \quad 1 < j < N \quad (3.4)$$

où T_{mj} est la constante d'inertie et S_j est la puissance nominale du générateur correspondant ; les deux sont des grandeurs particulières pour chaque machine qui donnent une information sur le degré de leur participation pendant ou après un défaut.

3.3.2. La scission

La technique de la scission comme nouvelle méthode d'agrégation des générateurs des réseaux électriques, contribue au développement d'une nouvelle forme d'équivalence dynamique sans tenir compte du groupement des machines.

Le but de l'approche de la scission est de générer des équivalents avec une structure physique du point de vue des paramètres électriques qui doivent être connectés au réseau, en maintenant le flux de la puissance et la répartition de la charge inchangés [52].

La Figure 3.4 présente la différence entre l'agrégation classique et l'agrégation par l'approche de la scission. La première figure montre le mode d'opération de l'agrégation inertielle où le groupement est une procédure nécessaire. La deuxième figure montre le fait que toutes les machines externes doivent être groupées du point de vue de la participation.

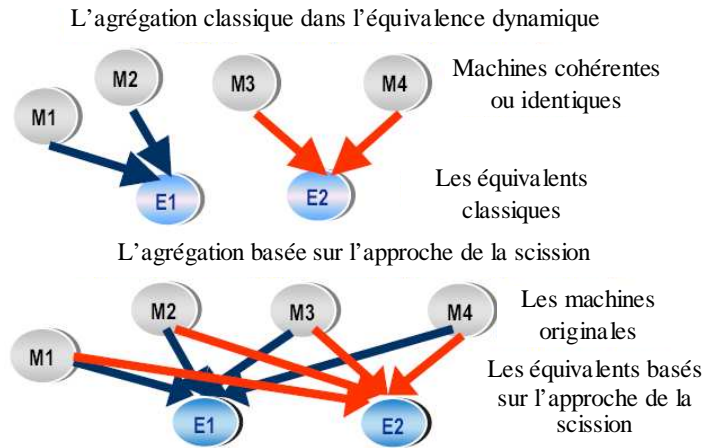


Fig. 3.4. L'illustration de l'agrégation classique et de l'approche de la scission [52].

3.3.3. Les réseaux de neurones

La modélisation non linéaire et l'identification des réseaux électriques interconnectés par des réseaux récurrents de neurones avec des dynamiques distribuées localement en liaison avec les niveaux de tension du réseau électrique génèrent des équivalents dynamiques intelligents. Ils comprennent tous les systèmes et composants des réseaux électriques interconnectés réels et complexes [52], [53], [54], [55].

Le but de l'approche d'équivalence dynamique par les réseaux récurrents de neurones est de générer un équivalent sans devoir connaître les données spécifiques du réseau externe (approche de type « boîte noire »).

Les signaux d'entrée et de sortie sont choisis en prenant en compte le modèle de Norton qui demande la tension comme variable indépendante d'entrée et le courant comme valeur de sortie. Ainsi, le système électrique peut être représenté par :

$$\begin{aligned} x(t+1) &= f(t, x(t), u(t)) \\ i(t) &= g(t, x(t)) \end{aligned} \quad (3.5)$$

où $u(t)$ est un vecteur d'entrée (le signal de tension), $x(t)$ est le vecteur des variables du système. Le courant injecté $i(t)$ est le vecteur de sortie et il est en fonction de toutes les variables d'état.

L'équation (3.5) peut être reformulée :

$$i(t) = h(i(t-1), u(t)) = h(\varphi(t)) \quad (3.6)$$

où :

$$\begin{aligned} i(t) &= [i(t-1), i(t-2), \dots, i(t-n_j)]^T \\ u(t) &= [u(t-1), u(t-2), \dots, u(t-n_j)]^T \end{aligned} \quad (3.7)$$

où $u(t-1)$ et $i(t-1)$ sont les vecteurs de valeurs d'entrée, respectivement de sortie, passées. Les n_j sont les valeurs de retard maximal et minimal et reflètent l'ordre du système. Ainsi, le mappage de $\varphi(t)$ vers la sortie prévisionnelle peut être approximé en utilisant les réseaux de neurones. Ce réseau neuronal peut remplacer le réseau externe en tant qu'équivalent dynamique de type « boîte noire » avec la configuration suivante :

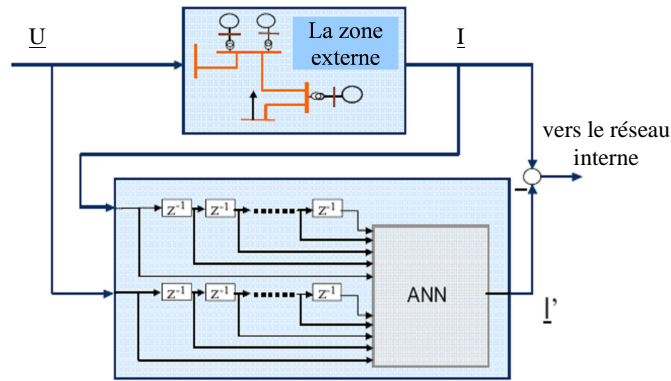


Fig. 3.5. La modélisation de l'équivalent dynamique de type « boîte noire » en utilisant les réseaux de neurones [52].

Les modèles non linéaires énumérés ci-dessus donnent des équivalents dynamiques très exacts, ce qui augmente leur intérêt pratique [52].

Dans le tableau ci-dessous, un résumé des avantages et inconvénients des approches non linéaires [52]. Ce tableau a été réalisé en consultant la littérature de spécialité [52], [56], [57], [58], [59].

	Approches non linéaires		
	L'identité électromécanique	L'algorithme basé sur la scission	Réseaux de neurones
Systèmes électrique petite taille	+++	+++	+++
Système électrique de grande taille	+++	-	+
Indépendance du point de fonctionnement	---	---	+++
Indépendance du type de défaut	++	+++	+++
Nombre d'équivalents	++	++	
Disponibilité des données	-	-	+++
Taille de la frontière	-	-	+++
Structure physique	++	+++	---

Tableau 3.1. Résumé des avantages et inconvénients des méthodes non linéaires.

3.4. Méthodes d'équivalence dynamique utilisant les méthodes d'estimation des paramètres basées sur des algorithmes évolutionnaires

Les méthodes d'équivalence dynamique utilisant des méthodes d'estimation des paramètres font partie de nombreux problèmes d'ingénierie où un système doit réagir en fonction de mesures effectuées. Ce type de méthode impose la représentation du phénomène mesuré sous la forme d'un modèle mathématique dépendant d'un certain nombre de paramètres. La forme du modèle se déduit de considérations physiques du phénomène étudié et tient souvent compte de simplifications de manière à éviter de concevoir des mises en oeuvre excessivement complexes : en général, le modèle ne rend pas rigoureusement compte de la réalité. D'ailleurs, les mesures sont, la plupart du temps, entachées d'un bruit et un modèle trop complexe ne présenterait pas plus d'intérêt pratique qu'un modèle simplifié [60]. Cependant, même si la forme du modèle paramétrique est connue, la valeur des paramètres ne l'est pas toujours. Il s'agit donc d'estimer la valeur de ces paramètres. On peut raisonnablement considérer que les bonnes valeurs des paramètres seront celles pour lesquelles les valeurs des mesures prédites par un modèle (l'équivalent dynamique dans notre cas) seront proches de celles effectivement obtenues à partir du système physique étudié (le système complet dans notre cas). Pour atteindre ce but, il faut tout d'abord définir un critère. Le critère le plus simple sera un critère quadratique: si Y_{mes} représente un vecteur de valeurs de variables mesurées sur le système complet à différents instants, et $Y_{modèle}$ les valeurs des mêmes grandeurs aux mêmes instants données par le modèle réduit et dépendant donc du vecteur des paramètres du modèle, il sera raisonnable de dire que les bonnes valeurs des paramètres seront celles qui minimisent l'erreur \mathcal{E} telle que :

$$\mathcal{E} = (Y_{mes} - Y_{modèle})^2 \quad (3.8)$$

$$\mathcal{E}^{\min} \leq \mathcal{E} \leq \mathcal{E}^{\max}$$

Il existe d'autres critères mieux adaptés au traitement de certains problèmes, mais le critère quadratique présente deux avantages : premièrement, sa mise en oeuvre est généralement assez simple; en particulier, si les mesures prédites sont une fonction linéaire des paramètres, la résolution du problème se ramène à la résolution d'un système linéaire. Deuxièmement, il correspond à un type de correction réaliste : un écart faible entre les données prédites et les données mesurées indiquera une bonne adéquation entre le modèle et le système physique, tandis qu'un écart élevé indiquera un mauvais ajustement des paramètres du modèle. Pour ajuster les paramètres du modèle, il y a plusieurs stratégies. On peut réaliser un ensemble d'expériences et enregistrer les résultats pour les différentes valeurs de temps. On appliquera alors les algorithmes de minimisation du critère sur l'ensemble des données simultanément. On parle souvent de « méthodes globales » de minimisation. Ce sont en général les plus robustes, mais elles présentent un inconvénient : il faut attendre la fin des mesures pour calculer les paramètres. Or, dans certaines applications du type « temps réel », on préfère effectuer un ajustement récursif des paramètres suivant le schéma suivant: à la fin d'une étape, on dispose d'une valeur approximative de paramètres estimés, qui n'est pas nécessairement la valeur optimale, ainsi que d'une valeur estimée des mesures et on souhaite

corriger l'estimation des paramètres en utilisant un algorithme d'optimisation. La nouvelle valeur du paramètre sera déduite de l'ancienne valeur en appliquant l'optimisation dépendant de l'écart entre les valeurs mesurées dans le modèle complet et les mesures effectuées au niveau du modèle réduit (voir Figure 3.6):

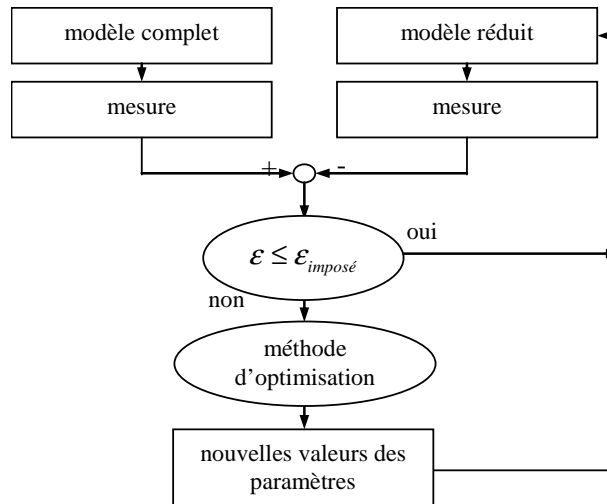


Fig. 3.6. Schéma de l'identification récursive de paramètres d'un modèle.

Cette méthode itérative de correction peut prendre différentes formes qui dépendent du choix de la fonction. Nous avons choisi d'utiliser l'estimation des paramètres en utilisant les moindres carrés récursifs, notamment car cette méthode a été appliquée précédemment avec succès pour le contrôle des performances des producteurs indépendants [60], et que cette application présente des similitudes avec les équivalents dynamiques.

3.4.1. Les méthodes d'optimisation utilisées dans l'estimation des paramètres des équivalents dynamiques

Les méthodes d'optimisation basées sur les algorithmes évolutionnaires font partie des méthodes métaheuristiques. Une méthode métaheuristique (algorithme d'optimisation stochastique itératif visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile) consiste en une stratégie de choix pouvant piloter une ou plusieurs heuristiques de manière abstraite, sans faire appel à un problème spécifique. Les méthodes métaheuristiques sont ainsi des méthodes à population de solutions : à chaque itération, elles manipulent un ensemble de solutions en parallèle.

Ces méthodes sont aussi considérées comme des méthodes d'optimisation globale: elles visent la détermination de l'optimum global de la fonction objectif du problème, en évitant le "piégeage" dans l'un de ses optima locaux. Elles combinent ainsi le handicap des méthodes classiques et des méthodes heuristiques (Figure 3.7) en conduisant la recherche vers l'optimum global. En outre, ces méthodes font usage de l'expérience accumulée durant la

recherche de l'optimum, pour mieux guider la suite du processus de recherche. Elles permettent ainsi d'explorer et d'exploiter l'espace de recherche plus efficacement. Une représentation schématique simple des métaheuristiques est donnée à la Figure 3.8.

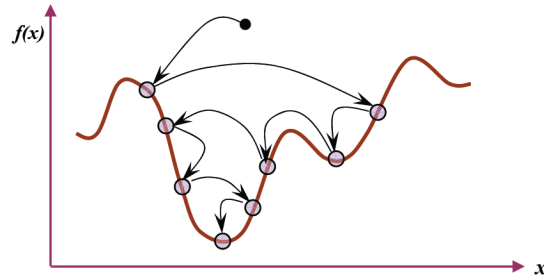


Fig. 3.7. Représentation simplifiée d'une approche heuristique.

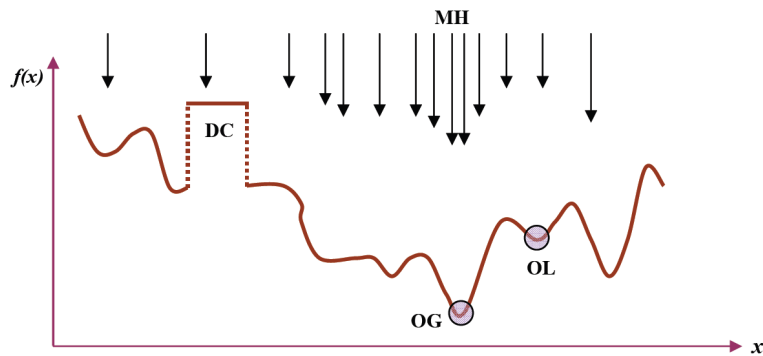


Fig. 3.8. Représentation simplifiée d'une approche métaheuristique.

Dans cette représentation, les métaheuristiques (MH) tentent de trouver l'optimum global (OG) d'un problème d'optimisation ($f(x)$) difficile (avec par exemple des discontinuités (DC)), sans être piégé par les optima locaux (OL).

Les algorithmes évolutionnaires regroupent une multitude de métaheuristiques différentes. Ils simulent l'évolution naturelle des structures individuelles afin de trouver une solution optimale.

Ces méthodes reçoivent de plus en plus d'intérêt en raison de leurs capacités potentielles à résoudre des problèmes complexes [61]. Sous le concept d'algorithmes évolutionnaires, on trouve plusieurs méthodes tels les algorithmes génétiques, la programmation évolutionnaire, les stratégies d'évolution et la programmation génétique. Les étapes communes de ces méthodes peuvent être résumées comme suit [53]:

- ◆ une initialisation aléatoire d'une population d'individus (des points de l'espace de recherche).

- ◆ une coopération et une compétition parmi les individus de la population concernée selon les principes Darwinistes et génétiques de la survie du "meilleur" (sélection, croisement et mutation).
- ◆ un nombre d'itérations (générations) faisant évoluer la solution (l'individu) courante et finissant par atteindre la solution optimale.

Une caractéristique importante pour les algorithmes évolutionnaires est l'absence d'information sur le gradient pour élaborer les solutions. Cette propriété donne aux algorithmes évolutionnaires une flexibilité satisfaisante leur permettant d'être utilisés aisément dans une grande variété de problèmes tels les problèmes fortement non-linéaires ou les problèmes non-continus.

De plus, les algorithmes évolutionnaires travaillent sur un ensemble de points (une population) et non pas sur un seul point; cela augmente la probabilité de trouver la solution optimale. Comme ces algorithmes utilisent les principes stochastiques, ils ne demandent aucune structure particulière pour le problème à optimiser.

Grâce à leurs nombreux avantages, les algorithmes évolutionnaires sont appliqués avec beaucoup de succès dans le domaine industriel et l'ingénierie. De nombreux problèmes liés aux systèmes électriques sont résolus par les algorithmes évolutionnaires telles les répartitions économiques de charges, la prévision de charges, la planification de génération, la coordination des réglages, les études de sûreté des systèmes électriques, l'estimation des paramètres dans les techniques d'agrégation des modèles, etc.

3.4.1.1. Les algorithmes génétiques (AG)

Les algorithmes génétiques sont essentiellement utilisés pour résoudre des problèmes d'optimisation et sont inspirés de la théorie de Darwin. Leur principe consiste à générer une population de "solutions" à un problème. Les paramètres des meilleures solutions sont ensuite sélectionnés pour constituer une nouvelle population suivant un principe itératif jusqu'à l'obtention d'une solution optimale.

Les algorithmes génétiques traitent une population de chromosomes, qui représente l'espace de recherche de la solution, avec trois opérations: la sélection, le croisement et la mutation.

Dans la forme initiale, le domaine de solutions était défini en utilisant le codage binaire. Néanmoins, ce sont d'autres types de codage, qui ont été utilisés par la suite, comme le codage réel (représentation avec des nombres réels), qui paraît très naturellement utilisé quand on s'attaque aux problèmes d'optimisation des paramètres avec des variables dans des domaines continus [62].

Le schéma de principe des AGs est donné dans la Figure 3.9.

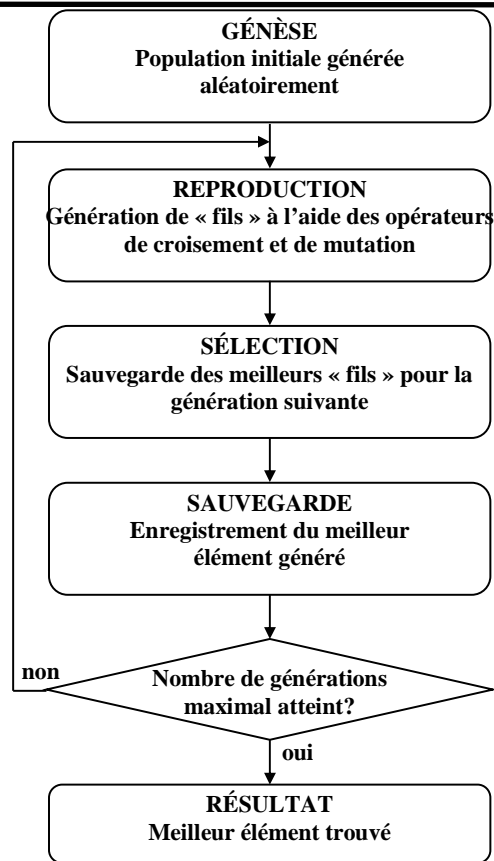


Fig. 3.9. Le schéma du principe de fonctionnement des AGs.

Les algorithmes génétiques sont initialisés avec une population aléatoire de chromosomes qui se transforme en de meilleurs chromosomes en appliquant les opérateurs génétiques. Pendant des simulations successives, appelées générations, les chromosomes sont évalués en fonction de leurs résultats comme solutions du problème, et sur la base de cette évaluation, une nouvelle population est formée [63].

Une fonction d'évaluation, f , doit être choisie pour chaque problème posé et en fonction de celle-ci, l'évaluation de chaque population sera effectuée.

Généralement, nous pouvons dire qu'un algorithme génétique dans sa forme générale nécessite de préciser les points suivants :

- ◆ le codage des solutions et la génération d'une population initiale.
- ◆ la fonction de performance pour calculer l'adaptation de chaque individu de la population.
- ◆ le croisement des individus d'une population pour obtenir la population de la génération suivante.
- ◆ l'opération de mutation des individus d'une population afin d'éviter une convergence prématurée vers un optimum local.

- ◆ les paramètres de réglage : taille de la population, probabilités de croisement et de mutation, critère d'arrêt.

3.4.1.2. La méthode d'optimisation par essaims de particules (PSO)

L'optimisation par essaim particulaire est une méthode née en 1995 aux Etats Unis sous le nom de Particle Swarm Optimization (PSO), en anglais. Initialement, ses deux concepteurs, Russel Eberhart et James Kennedy [64], cherchaient à modéliser des interactions sociales entre des «agents» devant atteindre un objectif donné dans un espace de recherche commun, chaque agent ayant une certaine capacité de mémorisation et de traitement de l'information. La règle de base était qu'il ne devait y avoir aucun chef d'orchestre, ni même aucune connaissance par les agents de l'ensemble des informations, mais seulement des connaissances locales.

La métaphore la plus pertinente est probablement celle de l'essaim d'abeilles, particulièrement du fait qu'une abeille ayant trouvé un site prometteur sait en informer certaines de ses consœurs et que celles-ci vont tenir compte de cette information pour leur prochain déplacement. Finalement, le modèle s'est révélé être trop simple pour vraiment simuler un comportement social, mais par contre très efficace en tant qu'outil d'optimisation [65].

Les particules sont les individus et elles se déplacent dans l'espace de recherche. Le processus de recherche est basé sur deux règles :

- ◆ Chaque particule est dotée d'une mémoire qui lui permet de mémoriser le meilleur point par lequel elle est déjà passée et elle a tendance à retourner vers ce point.
- ◆ Chaque particule est informée du meilleur point connu au sein de son voisinage et elle va tendre à aller vers ce point.

Le voisinage constitue la structure du réseau social. Les particules à l'intérieur d'un voisinage communiquent entre-elles. Différents voisinages ont été étudiés [66] et sont considérés en fonction des identificateurs des particules et non des informations topologiques comme les distances euclidiennes dans l'espace de recherche :

- ◆ Topologie en étoile (Figure 3.10 (a)) : le réseau social est complet, chaque particule est attirée vers la meilleure particule notée g_{best} et communique avec les autres.
- ◆ Topologie en anneau (Figure 3.10 (b)) : chaque particule communique avec n ($n = 4$ dans le cas de la Figure 3.10 (b)) voisines immédiates. Chaque particule tend à se déplacer vers la meilleure dans son voisinage local notée l_{best} .
- ◆ Topologie en rayon (Figure 3.10 (c)) : une particule « centrale » est connectée à toute les autres. Seule cette particule centrale ajuste sa position vers la meilleure. Si cela provoque une amélioration, l'information est propagée aux autres.

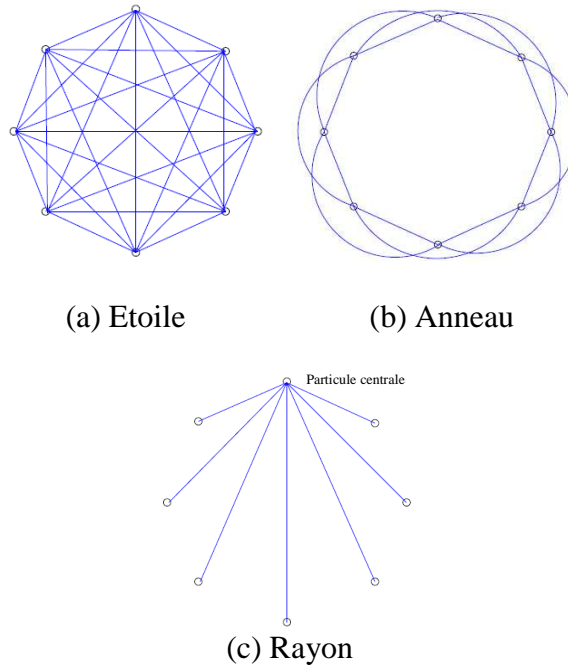


Fig. 3.10. Trois topologies différentes.

Chaque particule représente une solution potentielle dans l'espace de recherche.

La nouvelle position d'une particule est déterminée en fonction de sa propre valeur et de celle de ses voisines. Soit $\vec{x}_i(t)$ la position de la particule P_i au temps t , sa position est modifiée en ajoutant une vitesse $\vec{v}_i(t)$ à sa position courante :

$$\vec{x}_i(t) = \vec{x}_i(t-1) + \vec{v}_i(t) \quad (3.9)$$

C'est le vecteur vitesse qui dirige le processus de recherche et reflète la "sociabilité" des particules. Si l'on considère N particules et que chaque particule compare sa nouvelle position à sa meilleure position obtenue, cela donne l'algorithme 1, \mathfrak{F} étant la fonction d'évaluation.

Les variables de l'algorithme

N nombre de particules

\vec{x}_i position de la particule P_i

\vec{v}_i vitesse de la particule P_i

p_{best_i} meilleure évaluation obtenue pour la particule P_i

$\vec{x}_{p_{best_i}}$ position de la particule P_i pour la meilleure évaluation

ρ valeur aléatoire positive (gain)

Initialisations

Initialiser aléatoirement la population

.....

Traitement

Répéter

Pour i de 1 à N faire

Si $\mathfrak{S}(\bar{x}_i) > p_{best_i}$ alors

$$p_{best_i} \leftarrow \mathfrak{S}(\bar{x}_i)$$

$$\bar{x}_{pbest_i} \leftarrow \bar{x}_i$$

Fin Si

$$\bar{v}_i \leftarrow \bar{v}_i + \rho(\bar{x}_{pbest_i} - \bar{x}_i)$$

$$\bar{x}_i \leftarrow \bar{x}_i + \bar{v}_i$$

Fin Pour

Jusqu'à ce que (le processus converge)

Algorithme 1 – Algorithme de base

Ce premier algorithme ne prend pas en compte le voisinage, puisqu'on utilise uniquement l'amélioration obtenue sur la particule elle-même. En considérant un voisinage en étoile, l'algorithme 1 devient 2.

Les variables de l'algorithme

N nombre de particules

\bar{x}_i position de la particule P_i

\bar{v}_i vitesse de la particule P_i

p_{best_i} meilleure évaluation obtenue pour la particule P_i

\bar{x}_{pbest_i} position de la particule P_i pour la meilleure évaluation

\bar{x}_{gbest_i} position de la particule ayant la meilleure évaluation de toutes

ρ_1, ρ_2 valeurs aléatoires positives (gain)

Initialisations

Initialiser aléatoirement la population

.....

Traitement

Répéter

Pour i de 1 à N faire

Si $\mathfrak{S}(\bar{x}_i) > p_{best_i}$ alors

$$p_{best_i} \leftarrow \mathfrak{S}(\bar{x}_i)$$

$$\bar{x}_{pbest_i} \leftarrow \bar{x}_i$$

Fin Si

Si $\mathfrak{S}(\bar{x}_i) > p_{gbest_i}$ alors

$$g_{best_i} \leftarrow \mathfrak{S}(\bar{x}_i)$$

```

 $\vec{x}_{gbest_i} \leftarrow \vec{x}_i$ 
Fin Si
Fin Pour
Pour  $i$  de  $1$  à  $N$  faire
 $\vec{v}_i \leftarrow \vec{v}_i + \rho_1(\vec{x}_{pbest_i} - \vec{x}_i) + \rho_2(\vec{x}_{gbest_i} - \vec{x}_i)$ 
 $\vec{x}_i \leftarrow \vec{x}_i + \vec{v}_i$ 
Fin Pour
Jusqu'à ce que (le processus converge)
    
```

Algorithme 2 – Algorithme avec un voisinage en étoile

Plus une particule est éloignée de la meilleure solution globale et de sa meilleure solution, plus importante sera la variation de sa vitesse afin de faire bouger la particule vers les meilleures solutions. Les variables aléatoires ρ_1 et ρ_2 peuvent être définies de la façon suivante :

$$\begin{aligned} \rho_1 &= r_1 c_1 \\ \rho_2 &= r_2 c_2 \end{aligned} \tag{3.10}$$

r_1 et r_2 suivent une loi uniforme sur $[0...1]$, et c_1 et c_2 sont constantes et représentent une accélération positive, avec $c_1 + c_2 \leq 4$ [66]. L'algorithme s'exécute tant qu'un critère de convergence n'est pas atteint. Cela peut être :

- ◆ un nombre fixe d'itérations ;
- ◆ une fonction d'évaluation ;
- ◆ lorsque la variation de vitesse est proche de 0.

Cet algorithme peut être facilement modifié pour utiliser un voisinage en anneau par exemple. Les boucles devront se faire sur le voisinage et on déterminera \vec{x}_{lbest} qui remplacera \vec{x}_{gbest} .

Il existe six paramètres qui rentrent en ligne de compte :

- ◆ La dimension du problème ;
- ◆ Le nombre de particules ;
- ◆ Les valeurs des coefficients ρ ;
- ◆ La taille du voisinage ;
- ◆ La vitesse maximale (définie ci-dessous) ;
- ◆ L'inertie (définie ci-dessous).

Pour éviter que les particules se déplacent trop rapidement d'une région à une autre dans l'espace de recherche, on fixe une vitesse maximale V_{\max} . Ainsi, si $v_{ij}(t)$ est la vitesse de la particule P_i au temps t dans la dimension j :

$$v_{ij}(t) = V_{\max} \text{ si } v_{ij}(t) > V_{\max} \text{ et } v_{ij}(t) = -V_{\max} \text{ si } v_{ij}(t) < -V_{\max}$$

V_{\max} est généralement dépendant de l'échelle du problème. V_{\max} n'est pas obligatoire [67] si on utilise un coefficient de constriction (resserrement) k :

$$\begin{aligned} \bar{v}_i(t) &= k(\bar{v}_i(t-1) + \rho_1(\bar{x}_{pbest_i} - \bar{x}_i(t)) + \rho_2(\bar{x}_{gbest_i} - \bar{x}_i(t))) \\ k &= 1 - \frac{1}{\rho} + \frac{\sqrt{|\rho^2 - 4\rho|}}{2}, \rho = \rho_1 + \rho_2 > 4 \end{aligned} \quad (3.11)$$

Pour contrôler l'influence de la vitesse obtenue au pas précédent, on peut introduire un facteur d'inertie Φ qui décroît en fonction du temps.

$$\bar{v}_i(t) = \Phi \bar{v}_i(t-1) + \rho_1(\bar{x}_{pbest_i} - \bar{x}_i(t)) + \rho_2(\bar{x}_{gbest_i} - \bar{x}_i(t)) \quad (3.12)$$

Un grand facteur d'inertie provoque une grande exploration de l'espace de recherche alors qu'un petit facteur d'inertie concentre la recherche sur un petit espace. La convergence n'est pas assurée quelque soient les valeurs de Φ et également de c_1 et c_2 [68], les études expérimentales montrent :

$$\frac{1}{2}(c_1 + c_2) - 1 < \Phi \leq 1 \quad (3.13)$$

Kennedy et Eberhart utilisent un voisinage basé sur les indices des particules, Suganthan [69] utilise un voisinage spatial entre les particules. Une particule P_b est voisine d'une particule P_a si :

$$\frac{\|\bar{x}_a - \bar{x}_b\|}{d_{\max}} < \xi \quad (3.14)$$

avec d_{\max} la plus grande distance entre deux particules, x_a , x_b les positions des deux particules « a » et « b » et

$$\xi = \frac{3t + 0.6t_{\max}}{t_{\max}} \quad (3.15)$$

avec t l'itération courante et t_{\max} le nombre maximal d'itérations. On peut remarquer que la taille du voisinage croît avec le temps.

Le schéma du principe de fonctionnement de la PSO est donné dans la Figure 3.11.

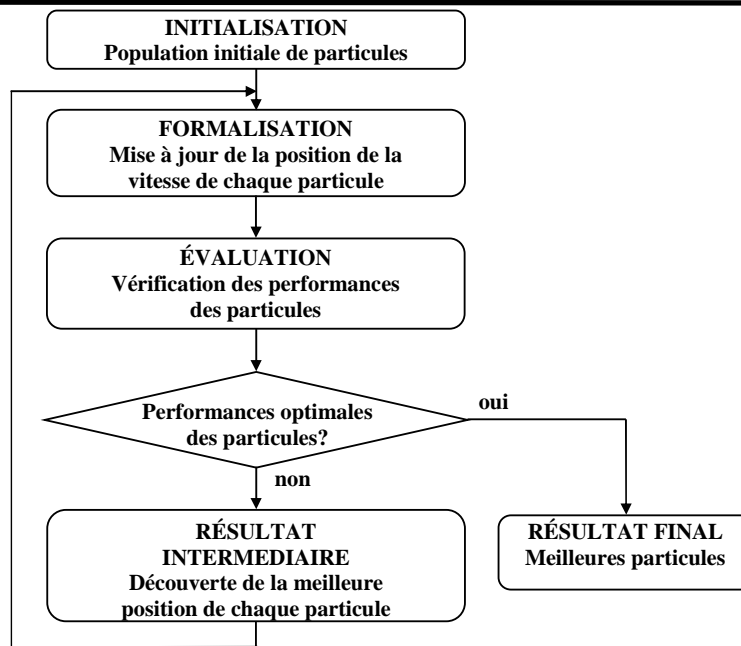


Fig. 3.11. Le schéma du principe de fonctionnement de la PSO.

L'optimisation par essaim de particules est un algorithme très simple qui semble être efficace pour l'optimisation d'une large gamme de fonctions.

L'optimisation sociale se produit dans les délais de l'expérience ordinaire - en fait, elle représente une expérience ordinaire. En plus de ses liens avec la vie, l'optimisation essaim de particules a des liens évidents avec le calcul évolutionnaire. Conceptuellement, il semble se situer quelque part entre les algorithmes génétiques et la programmation évolutive. L'ajustement qui est réalisé par l'optimiseur vers p_{best} et g_{best} rend l'essaim de particules conceptuellement similaire à l'opération de croisement utilisée par les algorithmes génétiques.

L'optimiseur utilise le concept unique de la notion d'optimisation essaim de particules qui cherche des solutions potentielles à travers l'espace de recherche de la solution, ce qui accélère le déplacement vers la «meilleure» solution. D'autres régimes de calcul évolutifs opèrent directement sur les solutions possibles qui sont représentées en tant que lieux dans l'espace de recherche.

3.5. Argumentation du choix de méthode à employer pour la suite des travaux

Dans le contexte actuel de forte interconnexion des réseaux électriques de transport, de libéralisation du marché d'électricité et de forte insertion de composants non-linéaires dans les réseaux de transport et de distribution, la réduction de la taille des réseaux électriques devient de plus en plus contraignante.

Cependant, la méthode d'agrégation de modèle qu'on emploiera pour la suite des travaux et qui permettra l'analyse dynamique des réseaux électriques devra prendre en compte toutes ces contraintes de taille et de complexité en rajoutant une nouvelle contrainte en terme de temps de calcul, précision et robustesse.

Le Tableau 3.2 résume les performances (soutenues par la littérature [40 – 48], [51], [52], [54-57], [59], [62]) des méthodes présentées dans ce chapitre par rapport aux besoins actuels des opérateurs de réseaux, en ce qui concerne les outils de simulation et d'analyse dynamique des systèmes électriques dont ils sont chargés.

	Méthodes classiques	Méthodes non-linéaires	Méthodes basées sur les RNs	Méthodes évolutionnaires
Taille du réseau	---	----	++	+++
Dépendance au type de défaut	---	--	+++	+++
Dépendance au point de fonctionnement	---	---	+++	+++
Programmation	+	+	+	+
Réseaux mailles	+	+	+++	+++
Donnés réseaux externes	---	---	+++	+++
Interface d'électronique de puissance	---	---	+++	+++
Nombre d'équivalents	--	++	+	+++
Précision	+	+	+++	+++

Tableau 3.2. Résumé des avantages et inconvénients des méthodes d'agrégation.

En analysant les performances des méthodes d'agrégation présentées dans ce chapitre, on s'aperçoit que celles basées sur des méthodes évolutionnaires sont les plus performantes et répondent aux exigences d'analyse des opérateurs de réseaux [40 – 48], [51], [52], [54-57], [59], [62].

En fonction de cette analyse, nous avons choisi de poursuivre nos travaux de recherche sur la modélisation des équivalents dynamiques de réseaux électriques en utilisant la méthode d'estimation de paramètres basée sur des algorithmes évolutionnaires.

3.6. Synthèse

Les AG et la PSO sont des méthodes métaheuristiques d'optimisation globale qui répondent aux contraintes imposées par le contexte actuel des réseaux électriques.

Les méthodes métaheuristiques offrent plusieurs avantages :

- ◆ elles ne demandent pas d'informations à priori ou des propriétés particulières de la fonction objectif du problème ;
- ◆ leurs performances par rapport aux algorithmes classiques sont bien marquées lorsque, par exemple, les espaces de recherches sont importants ;
- ◆ outre leur facilité de programmation et de manipulation, elles sont facilement adaptables à tout type de problème d'optimisation ;
- ◆ elles peuvent être utilisées avec profit pour traiter des problèmes non optimisables efficacement par des approches purement mathématiques.

Par ailleurs, les méthodes métaheuristiques présentent certaines limites :

- ◆ le temps de calcul des AGs est souvent important: ils nécessitent de nombreux calculs, en particulier au niveau de la fonction objectif ;
- ◆ les paramètres de réglage (telles que la taille de la population et la probabilité de croisement) sont parfois difficiles à déterminer. Or, le succès de l'évolution et de la convergence vers un optimum global en dépend et plusieurs essais sont donc nécessaires ;
- ◆ elles ne garantissent pas toujours la découverte de l'optimum global en un temps fini. En effet, lorsqu'une population évolue, il se peut que certains individus occupant à un instant une place importante au sein de cette population deviennent majoritaires. A ce moment, il se peut que la population converge vers ces individus en s'écartant ainsi d'individus plus intéressants et en s'éloignant de l'individu vers lequel on devrait converger.

Nous pouvons conclure que l'efficacité des méthodes métaheuristiques dépend d'un compromis entre deux objectifs contradictoires: la rapidité et la précision. La rapidité est souvent mesurée en nombre d'évaluations de la fonction objectif. Cette dernière représente la plupart du temps la partie la plus « gourmande » en temps de calcul. La précision se rapporte à la distance entre l'optimum trouvé par l'algorithme et l'optimum réel, du point de vue de la solution ou de la valeur.

Dans le chapitre suivant, nous utilisons les principales caractéristiques des AGs et PSO développés dans ce chapitre pour une optimisation globale d'estimation de paramètres des équivalents dynamiques de réseaux électriques.

CHAPITRE 4

LES EQUIVALENTS DYNAMIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES BASES SUR DES METHODES EVOLUTIONNAIRES

*« La seule vraie science est la connaissance
des faits. »*

Georges Louis Leclerc, comte de Buffon

SOMMAIRE

4.1. Introduction	84
4.2. Présentation du réseau test	84
4.3. Implantation des algorithmes évolutionnaires dans l'estimation des paramètres des équivalents dynamiques des réseaux électriques	86
4.3.1. L'implantation des AGs codés en utilisant des nombres réels	87
4.3.1.1. Les opérateurs de croisement	88
4.3.1.2. Les opérateurs de mutation aléatoire	89
4.3.2. L'implantation de la PSO	90
4.3.2.1. Formalisation et programmation	92
4.4. Comparaison des performances des deux algorithmes	93
4.5. Extension d'application de la PSO sur le réseau de distribution en présence de GEDs	98
4.6. Synthèse	110

4.1. Introduction

Les sujets des premiers chapitres portent sur les nouvelles contraintes des réseaux électriques actuels, sur la modélisation de leurs composants avec un comportement dynamique prépondérant et sur les méthodes existantes d'agrégation des modèles des réseaux électriques et leur efficacité par rapport aux contraintes actuelles.

Ainsi, dans le chapitre trois, nous avons argumenté le choix de la méthode à employer pour la suite des travaux de recherche qui portent sur la modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques.

Ces chapitres s'enchaînent avec le chapitre 4 dont le sujet porte sur l'implantation, le test et la validation de la méthode d'équivalence choisie.

Ce chapitre débutera avec la présentation du réseau de transport test IEEE 39 nœuds. Nous allons expliquer par la suite le processus de mise en oeuvre de la PSO et de l'AG dans la méthode d'estimation des paramètres qui va nous permettre d'identifier l'équivalent dynamique dans notre étude de cas.

Les démarches à prendre en compte lors de l'implantation d'un modèle d'équivalent dynamique sont les suivantes :

- ◆ le type, la taille du réseau test et les composants actifs présents sur le réseau;
- ◆ la délimitation de la frontière d'emplacement de l'équivalent ;
- ◆ le type du modèle équivalent ;
- ◆ le choix de la méthode d'équivalence à appliquer ;
- ◆ l'implantation de la méthode d'équivalence choisie ;
- ◆ le test et la validation du comportement d'équivalent réalisé.

Finalement, nous allons comparer les performances des équivalents dynamiques obtenus sur le réseau électrique de transport standard New England IEEE 39 nœuds, pour ensuite appliquer l'algorithme le plus performant dans l'estimation des paramètres d'équivalents dynamiques réalisés au niveau d'un réseau test de distribution.

4.2. Présentation du réseau test

Pour la mise en oeuvre des deux algorithmes (la PSO et l'AG), le réseau de transport standard IEEE New England 39 nœuds a donc été utilisé. Ce réseau représente une simplification du réseau de transport de la région Nouvelle Angleterre (nord-est des Etats-Unis). Il s'agit donc d'une partie d'un réseau réel américain. Ce réseau fonctionne à 100 kV et comporte 10 générateurs ($P_{G\text{totale}} = 6.19$ GW, $Q_{G\text{totale}} = 1.28$ GVar) et 39 nœuds dont 19 nœuds de charge. Un schéma complet de ce réseau est présenté dans la Figure 4.1.

Toutes les données topologiques du réseau peuvent être trouvées dans [70]. Les productions de type machine synchrone ont été représentées avec des modèles simplifiés. Nous avons considéré que l'opérateur du réseau a une vue uniquement sur la partie qu'on a appelée réseau interne et que les données de la partie adjacente lui sont inconnues, car elle est gérée par un autre opérateur de réseau. On a choisi, donc, de remplacer une partie du réseau New England, composée de 11 nœuds, dont quatre générateurs et cinq charges, par un modèle équivalent.

Le modèle équivalent choisi est représenté par une machine synchrone simplifiée (voir chapitre 2) [26]. Ce modèle à plusieurs paramètres qui vont être estimés à l'aide des deux méthodes évolutionnaires qui ont été choisies dans le chapitre précédent. Les paramètres à estimer sont : X_d – la réactance directe de la machine, X'_d – la réactance directe transitoire de la machine, X_q – la réactance d'axe en quadrature de la machine, D – le coefficient d'amortissement mécanique, H – l'inertie de la machine, T'_{d0} – la constante de temps transitoire de la machine.

Pour le moment, nous ne calculons pas les paramètres des boucles de régulations de vitesse et de tension. Pour notre machine équivalente, nous avons intégré des régulations avec des paramètres par défaut. Nous allons choisir des régulations avec des paramètres que l'on trouve dans le réseau interne pour le même type de machine que celle que nous utilisons comme machine équivalente – c'est la démarche qui est aujourd'hui utilisée dans la littérature [41], [71]. Le calcul des paramètres des régulations de la machine équivalente ne fait pas, dans ce chapitre, l'objet de notre étude.

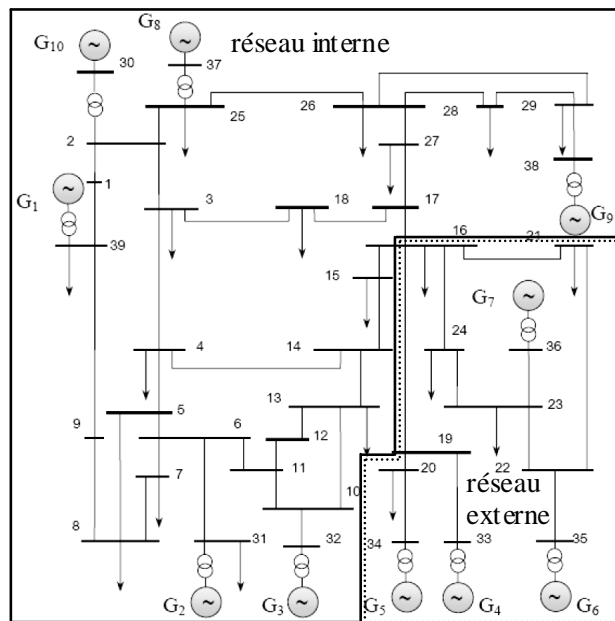


Fig. 4.1. Le réseau test IEEE 39 nœuds.

La Figure 4.2. présente le réseau équivalent résultant après avoir remplacé la partie considérée comme réseau externe par le modèle équivalent.

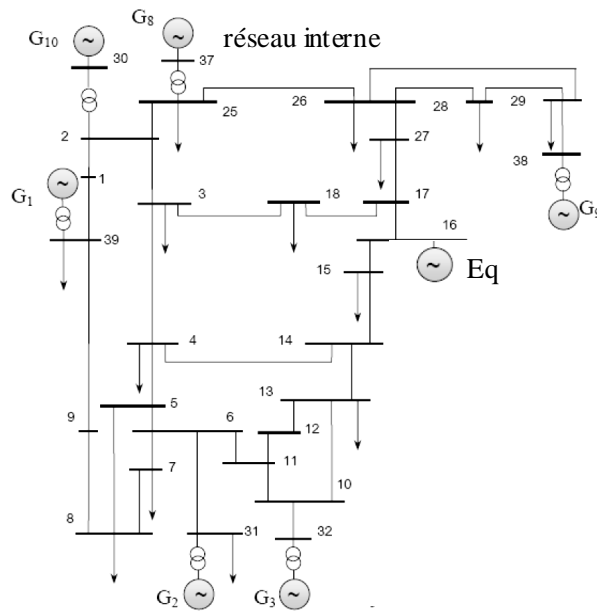


Fig. 4.2. Le réseau équivalent.

4.3. Implantation des algorithmes évolutionnaires dans l'estimation des paramètres des équivalents dynamiques des réseaux électriques

Nous avons choisi d'utiliser pour notre application une méthode d'estimation des paramètres basée sur la PSO et sur l'AG codé avec des nombres réels. La littérature spécialisée [63] recommande le codage de l'AG avec des nombres réels. En effet, ce codage apparaît comme étant plus performant que le codage binaire, d'où la justification de notre choix.

Le schéma de principe de la méthode d'estimation des paramètres de l'équivalent dynamique utilisant la PSO ou l'AG est présenté dans la Figure 4.3.

L'objectif des deux algorithmes est de minimiser l'erreur d'estimation des paramètres par rapport aux mesures effectuées au niveau du noeud de frontière du réseau complet en utilisant la méthode des moindres carrés [60] selon laquelle la valeur qui minimise le critère d'erreur s'obtient en cherchant la valeur qui annule sa dérivée première par rapport au vecteur des paramètres estimés. La valeur trouvée représente un minimum seulement si la deuxième dérivée du critère d'erreur par rapport au vecteur des paramètres estimés est positive (voir paragraphe 3.4).

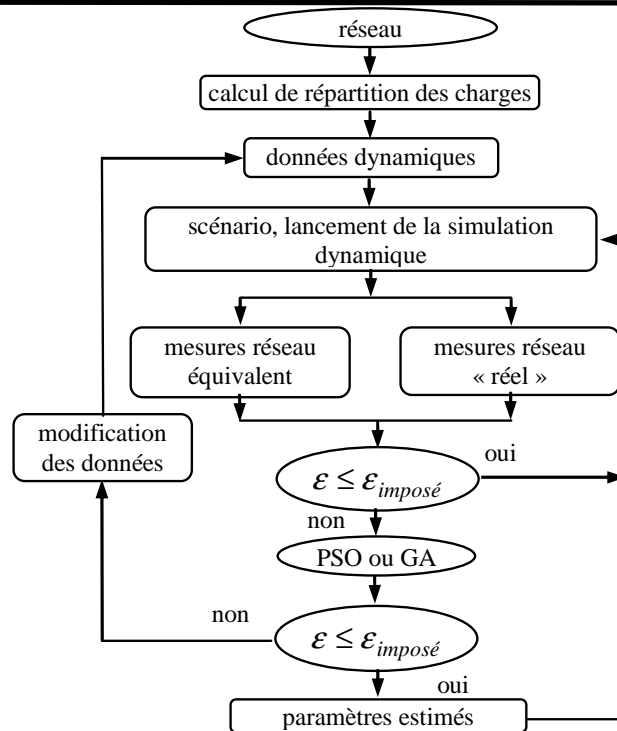


Fig. 4.3. Le schéma de principe de l'estimation des paramètres de l'équivalent dynamique.

On rappelle que l'erreur d'estimation est ε telle que:

$$\varepsilon = \left(Y_{\text{mes}} - Y_{\text{modèle}} \right)^2, \quad \varepsilon^{\min} \leq \varepsilon \leq \varepsilon^{\max} \quad (4.1)$$

ε_{\min} et ε_{\max} sont les limites minimale et maximale que l'erreur de mesure peut avoir et Y_{mes} et $Y_{\text{modèle}}$ sont les mesures de tension du réseau complet, respectivement, du réseau équivalent, prises au niveau du nœud de frontière.

L'algorithme des moindres carrés produit généralement des estimations approchées, d'où la nécessité de modifier leur forme initiale. Une solution plus précise que nous avons mise en oeuvre est l'utilisation d'un algorithme récursif fondé sur les moindres carrés. Dans les cas des algorithmes récursifs, les paramètres estimés sont optimisés progressivement.

Nous allons présenter par la suite l'implantation de ces algorithmes dans le cas de notre application.

4.3.1. L'implantation des AGs codés en utilisant des nombres réels

La représentation des gènes par des nombres réels arrive naturellement dans le cas d'optimisation de paramètres avec des variables comprises dans des domaines continus. La taille des chromosomes est la même que la taille du vecteur qui sera la solution du problème. Suite à cette approche, chaque gène représente une variable du problème.

L'utilisation de paramètres réels donne la possibilité d'utiliser des domaines étendus pour les variables, ce qui est difficile à atteindre si le codage binaire est utilisé. Dans le codage binaire, l'utilisation de domaines vastes amène à une perte de précision des solutions. Un autre avantage de l'utilisation des nombres réels est leur capacité à exploiter la gradualité (les changements survenus au niveau des variables impliquent des changements au niveau de la fonction) des fonctions qui ont des variables continues. Suite à cette idée, un avantage très important est la capacité de réglage local de solutions, qui se produit beaucoup plus rapidement que dans le cas du codage binaire des algorithmes génétiques.

Pour notre application, une progéniture (individu) est représentée par un des paramètres de la machine équivalente (voir paragraphe 4.2). Une génération est représentée par l'ensemble de paramètres de la machine. Dans notre cas, nous avons fait un choix du nombre d'individus et de générations à utiliser dans le processus d'optimisation en se basant à la fois sur la littérature et sur la méthode « essais et erreur ». Ces choix sont indiqués dans le tableau de résultats 4.1 situé plus loin, dans le paragraphe 4.4.2.

4.3.1.1. Les opérateurs de croisement

Supposons que x_1 et x_2 soient deux parents qui ont été sélectionnés pour l'application d'opération de croisement. Il existe plusieurs méthodes différentes pour réaliser l'opération de croisement. La méthode que nous avons choisie par défaut pour notre étude est le croisement binaire simulé (SBX) [63].

Cette méthode fonctionne avec deux parents solutions, qui créeront deux progénitures. L'opérateur SBX simule le principe de fonctionnement d'un opérateur de croisement sur un seul point qui est appliqué dans les chaînes binaires. La procédure de calcul de progénitures $x_i^{(1,t+1)}$ et $x_i^{(2,t+1)}$ à partir de solutions parents $x_i^{(1,t)}$ et $x_i^{(2,t)}$, est décrite ci-dessous.

Un facteur d'expansion κ_i est défini comme le ratio de la différence absolue de progénitures par rapport à celle des parents :

$$\kappa_i = \left| \frac{x_i^{(2,t+1)} - x_i^{(1,t+1)}}{x_i^{(2,t)} - x_i^{(1,t)}} \right| \quad (4.2)$$

Au début, on crée un nombre aléatoire u_i , compris entre 0 et 1. Ensuite, on définit une fonction de probabilité de distribution :

$$P(\kappa_i) = \begin{cases} 0.5(\eta_c + 1)\kappa_i^{\eta_c}, & \kappa_i \leq 1 \\ 0.5(\eta_c + 1)\frac{1}{\kappa_i^{\eta_c+2}}, & \kappa_i > 1 \end{cases} \quad (4.3)$$

η_c est un nombre réel non négatif. Un grand η_c donne la possibilité d'apparition d'une solution proche de la solution parent, et un η_c petit donne la possibilité de trouver une

solution éloignée de la solution parent (Figure 4.4). Nous avons considéré pour notre cas $\eta_c = 2$ [63].

Les solutions progénitures sont calculées comme suit:

$$\begin{aligned} x_i^{(1,t+1)} &= 0.5 \left[(1 + \kappa_{qi}) x_i^{(1,t)} + (1 - \kappa_{qi}) x_i^{(2,t)} \right] \\ x_i^{(2,t+1)} &= 0.5 \left[(1 - \kappa_{qi}) x_i^{(1,t)} + (1 + \kappa_{qi}) x_i^{(2,t)} \right] \end{aligned} \quad (4.4)$$

où :

$$\kappa_{qi} = \begin{cases} (2u_i)^{\frac{1}{\eta_c+1}}, & u_i \leq 0.5 \\ \left(\frac{1}{2(1-u_i)} \right)^{\frac{1}{\eta_c+1}}, & u_i > 0.5 \end{cases} \quad (4.5)$$

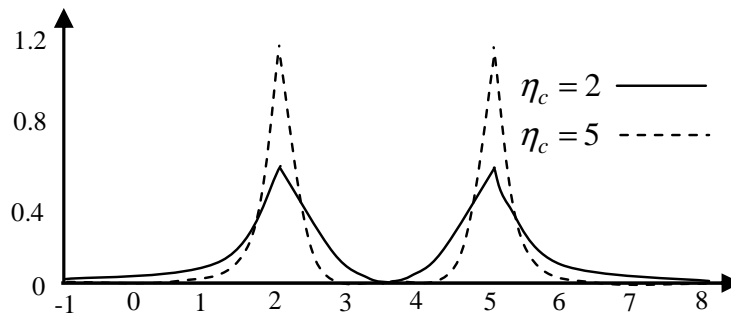


Fig. 4.4. La fonction de densité de probabilité pour la création d'une progéniture avec le SBX.

4.3.1.2. Les opérateurs de mutation aléatoire

Le schéma le plus simple pour réaliser une mutation est d'arriver à générer une solution aléatoire dans l'espace de recherche de solutions [63].

$$y_i^{1,t+1} = r_i (x_i^{(U)} - x_i^{(L)}) \quad (4.6)$$

Où r_i est un nombre aléatoire compris entre 0 et 1 et les indices U et L représentent les limites supérieure, respectivement inférieure, de l'espace de recherche de la solution.

L'inconvénient de l'AG réside dans le fait que ses performances sont influencées par le réglage de ses paramètres. Par exemple, la taille de la population possède une influence sur la convergence de l'algorithme [72].

Cependant, on constate que, pour le même nombre de générations, une augmentation du nombre d'individus dans la population induit généralement une convergence plus rapide de l'algorithme. Néanmoins, l'augmentation du nombre d'individus dans la population augmente également l'effort de calcul (plus d'individus à évaluer à chaque itération). De plus, un nombre élevé d'individus (et donc une convergence en un nombre plus réduit de générations)

pourrait provoquer une convergence prématurée de l'algorithme vers une configuration sous optimale. Un compromis doit donc être fait entre le nombre d'individus qui forment une population et le nombre de générations, compte tenu de l'effort de calcul engendré par les différents choix.

Un autre paramètre qui joue un rôle très important dans la convergence d'un AG est le taux de croisement et de mutation. Pour les premières simulations, un taux de croisement de 50% a été utilisé. Un schéma de principe de l'AG est présenté dans la Figure 4.5.

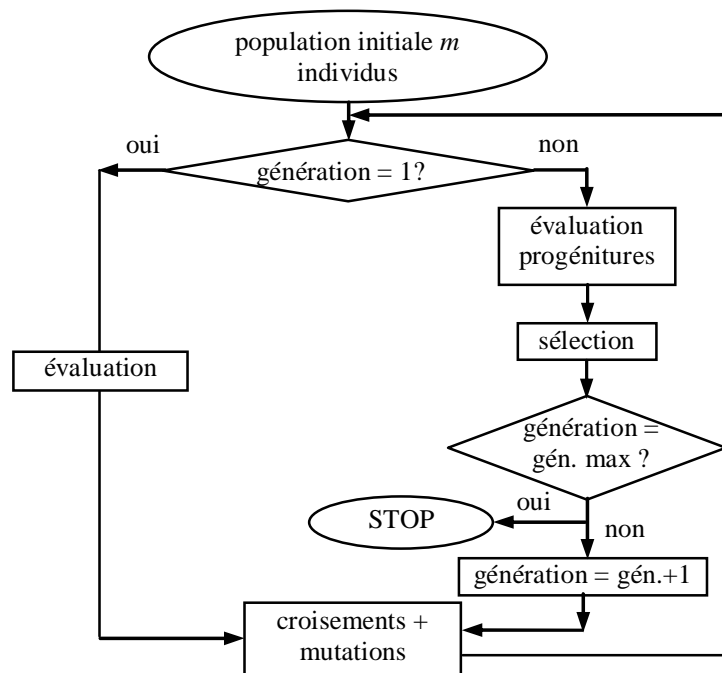


Fig. 4.5. Schéma de principe de l'AG.

4.3.2. L'implantation de la PSO

La PSO peut facilement être décrite en se plaçant du point de vue d'une particule. Au départ de l'algorithme, un essaim est réparti au hasard dans l'espace de recherche, chaque particule ayant également une vitesse aléatoire. Ensuite, à chaque pas de temps :

- ◆ chaque particule est capable d'évaluer la qualité de sa position et de garder en mémoire sa meilleure performance, c'est-à-dire la meilleure position qu'elle a atteinte jusqu'ici (qui peut en fait être parfois la position courante) et sa qualité (la valeur en cette position de la fonction à optimiser);
- ◆ chaque particule est capable d'interroger un certain nombre de ses congénères (ses informatrices, dont elle-même) et d'obtenir de chacune d'entre elles sa propre meilleure performance (et la qualité afférente);

- ◆ à chaque pas de temps, chaque particule choisit la meilleure des meilleures performances dont elle a connaissance, modifie sa vitesse en fonction de cette information et de ses propres données, et se déplace en conséquence.

Le premier point se comprend facilement, mais les deux autres nécessitent quelques précisions. Les informatrices sont définies une fois pour toutes de la manière suivante (Figure 4.6):

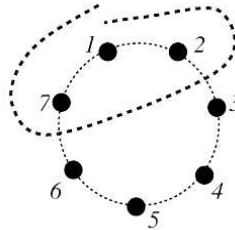


Fig. 4.6. Le cercle virtuel pour un essaim de sept particules.

On suppose toutes les particules disposées (symboliquement) en cercle et, pour la particule étudiée, on inclut progressivement dans ses informatrices, d'abord elle-même, puis les plus proches à sa droite et à sa gauche, de façon à atteindre le total requis. Il y a bien sûr de nombreuses variantes, y compris celle consistant à choisir les informatrices au hasard, mais celle que nous présentons est à la fois simple et efficace. Par exemple, le groupe d'information de taille trois de la particule 1 est composé des particules 1, 2 et 7 (cf. Figure 4.6).

Une fois la meilleure informatrice détectée, la modification de la vitesse est une simple combinaison linéaire de trois tendances, à l'aide de coefficients de confiance :

- ◆ la tendance « aventureuse » consistant à continuer selon la vitesse actuelle;
- ◆ la tendance « conservatrice » ramenant plus ou moins vers la meilleure position déjà trouvée;
- ◆ enfin, la tendance « panurgienne » orientant approximativement vers la meilleure informatrice.

Les termes « plus ou moins » ou « approximativement » font référence au fait que le hasard joue un rôle, grâce à une modification aléatoire limitée des coefficients de confiance, ce qui favorise l'exploration de l'espace de recherche. La Figure 4.7. présente le schéma de principe résumant les explications ci-dessus.

Naturellement, pour la programmation de la méthode, l'ensemble de ces étapes est formalisé dans des équations de mouvement. Un point intéressant est que, contrairement à bien d'autres heuristiques qui restent purement expérimentales, il existe une analyse mathématique précisant les conditions de convergence et le choix des paramètres [65].

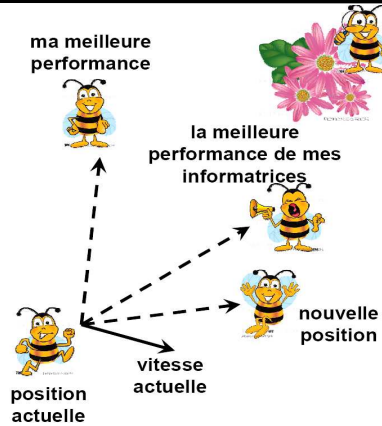


Fig. 4.7. Schéma de principe du comportement des particules d'un essaim [65].

4.3.2.1. Formalisation et programmation

La PSO peut facilement être formalisée et programmée. L'espace de recherche est de dimension O . La position courante d'une particule dans cet espace à l'instant t est donnée par un vecteur $p_o(t)$, à O composantes, donc. Sa vitesse courante est $v_o(t)$. La meilleure position trouvée jusqu'ici par cette particule est donnée par un vecteur $p_{ob}(t)$. Enfin, la meilleure de celles trouvées par les informatrices de la particule est indiquée par un vecteur $p_{og}(t)$. Avec ces notations, les équations de mouvement d'une particule sont, pour chaque dimension o [62] :

$$\begin{aligned} v_o(t) &= \omega(t-1) \cdot v_o(t-1) + c_1 r_1 (p_{ob} - p_o(t-1)) + c_2 r_2 (p_{og} - p_o(t-1)) \\ p_o(t) &= p_o(t-1) + v_o(t) \end{aligned} \quad (4.7)$$

r_1 et r_2 sont des nombres aléatoires compris dans l'intervalle $[0,1]$, ω est le facteur de pondération, c_1 et c_2 sont les facteurs d'apprentissage. Pour notre application, nous avons pris $\omega = 1.05$ et $c_1 = c_2 = 2$.

L'intérêt de facteurs comme ω , c_1 et c_2 et la définition d'un $v_{o,max}$ ont été clarifiés dans le chapitre 3. Le schéma de principe de l'algorithme est donné par la Figure 4.8.

Afin de valider les paramètres estimés avec les deux algorithmes, plusieurs scénarios ont été proposés. Chaque scénario a une durée de 90 s. Un événement est produit chaque fois à la 2^{ième} seconde de simulation. Les deux algorithmes vérifient par fenêtres de 10 s le comportement de l'équivalent, en comparant sa réponse avec la réponse du réseau complet. Si la réponse de l'équivalent dépasse un certain seuil par rapport à la réponse du réseau complet, les paramètres du générateur équivalent sont recalculés et mis à jour.

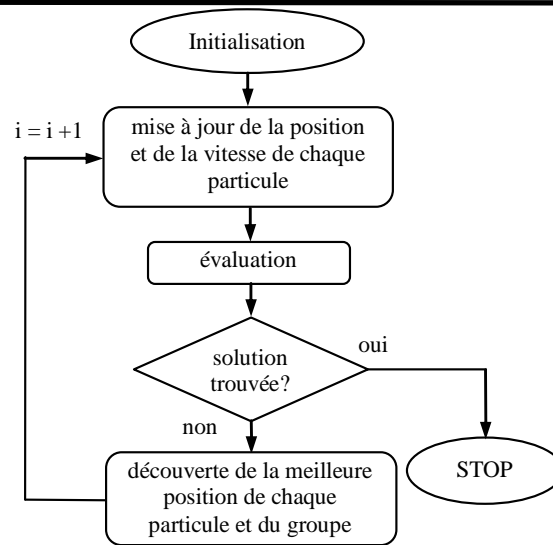


Fig. 4.8. Schéma de principe de la PSO.

4.4. Comparaison des performances des deux algorithmes

L'estimation des paramètres en utilisant la PSO existe dans la littérature [61], par contre on ne retrouve que des résultats loin de la frontière entre le réseau interne et le réseau externe. Nous allons comparer les résultats des deux équivalents dynamiques proposés en se plaçant à la frontière.

Plusieurs scénarii ont été proposés et mis en œuvre afin de valider le bon fonctionnement de la méthode d'estimation de paramètres proposée et de réaliser la comparaison de résultats en terme de précision et de temps de calcul des deux algorithmes. Parmi eux, trois scénarii les plus représentatifs ont été retenus, leurs hypothèses et résultats sont présentés ci-dessous. Pour ces scénarii, les Figures 4.9, 4.11 et 4.13 montrent une comparaison entre les allures de la tension au nœud de frontière et à un nœud éloigné de la frontière (nœuds 16 et 39, voir Figure 4.1) dans le cas du réseau complet et dans le cas d'utilisation d'un équivalent dynamique du réseau externe dont les paramètres ont été estimés avec les deux algorithmes évolutionnaires proposés. De la même manière, les Figures 4.10, 4.12, 4.14, montrent une comparaison de l'évolution du courant sur les lignes 16-15 et 28-29 (voir Figure 4.1). Les paramètres du modèle équivalent ont été recalculés pour chaque scénario. Un exemple de paramètres estimés est donné dans le Tableau 4.1.

Perte d'un générateur

La perte du générateur 3 a été provoquée (voir la Figure 4.1) à l'instant $t = 2$ s. La réponse de chacun des algorithmes évolutionnaires est montrée dans les Figures 4.9, et 4.10. Le temps de calcul de la PSO a été de 50 secondes et celui de l'AG de 200 secondes. Un nombre de 10

individus et un maximum de 10 itérations ont été utilisés pour la PSO et de 40 gènes et 20 générations pour l'AG. Le choix du nombre d'individus de chaque algorithme a été fait par une méthode de type « essais et erreurs » et en se basant sur l'état de l'art.

Le Tableau 4.1 montre un exemple de paramètres estimés sur ce scénario avec les deux algorithmes dans le cas de la perte d'un générateur. Le modèle réduit obtenu avec la PSO a un comportement plus proche du modèle complet.

	Nb.ind/ Nb. générations	Temps (s)	X_d (p.u.)	X'_d (p.u.)	X_q (p.u.)	D (-)	H (MWs / MVA)	T'_{d0} (s)
PSO	10	10	5	3.32	2.63	1.31	3.72	9999
	
	10	90	5	4.94	2.14	4.74	3.4	9999
AG	40	10	5	0.83	5	5	1	9999
	
	20	70 - 90	3.17	1.79	5	5	2.46	8689

Tableau 4.1. Les valeurs des paramètres de la machine équivalente dans le cas de perte d'un générateur.

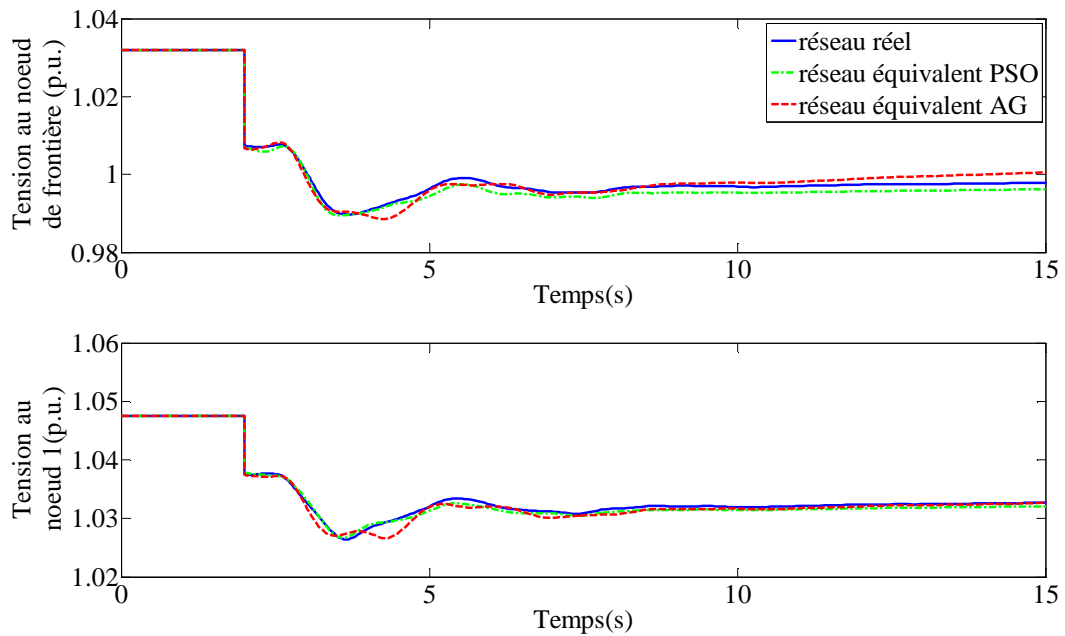


Fig. 4.9. L'évolution de la tension obtenue au noeud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au noeud 1 dans le cas de perte d'un générateur.

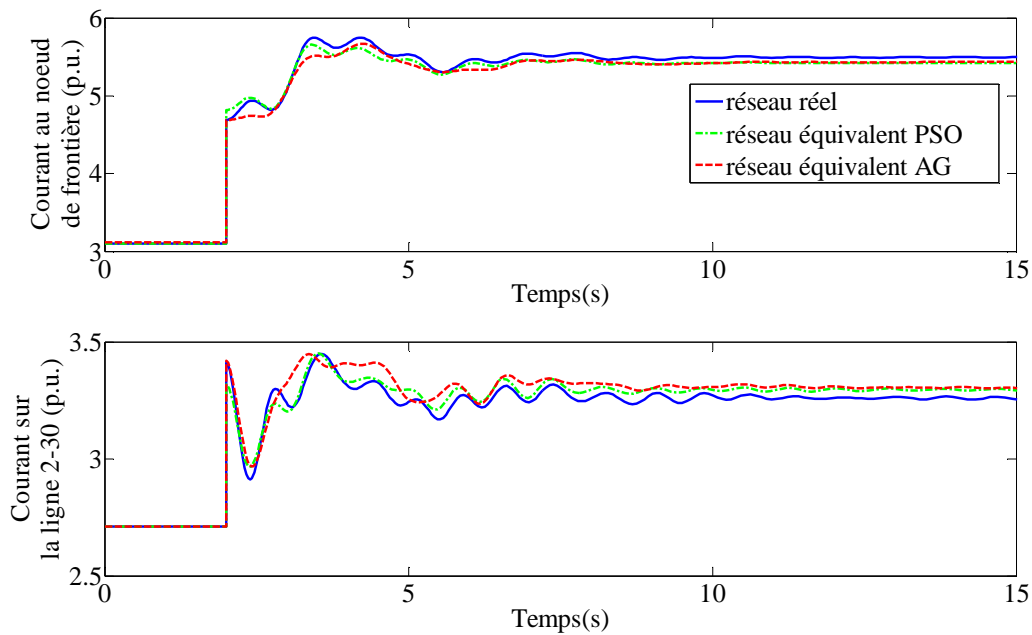


Fig. 4.10. L'évolution du courant obtenu sur les lignes 16-15 et 2-30 dans le cas de perte d'un générateur.

Variation brusque de la charge sur le réseau complet

Une variation brusque de charge de 10%, a été provoquée à $t = 2$ s sur toute la zone interne (cf. Figure 4.1), au cours d'une simulation dynamique du réseau.

Les Figures 4.11 et 4.12 montrent la comparaison entre les réponses du réseau complet et du réseau avec l'équivalent, en considérant l'utilisation des deux algorithmes dans l'estimation de paramètres du générateur équivalent.

Encore une fois, on observe que l'équivalent obtenu avec la PSO a un comportement qui est plus proche du comportement du réseau complet que celui obtenu avec l'AG.

Une autre observation concerne le temps de calcul de chaque algorithme : l'AG a un temps de calcul de 100s, plus important que le calcul de la PSO, qui est de 30s.

Pour la PSO, un nombre de 10 individus et un maximum de 10 itérations ont été utilisés. Pour l'AG, 40 gènes et 20 générations ont été utilisés.

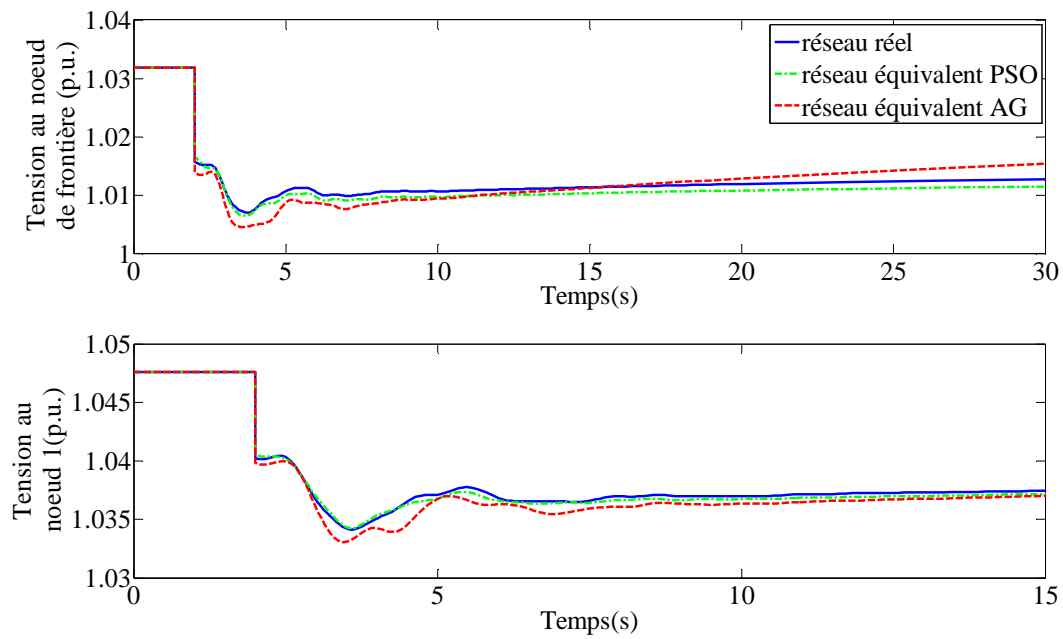


Fig. 4.11. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1 dans le cas de variation de charge.

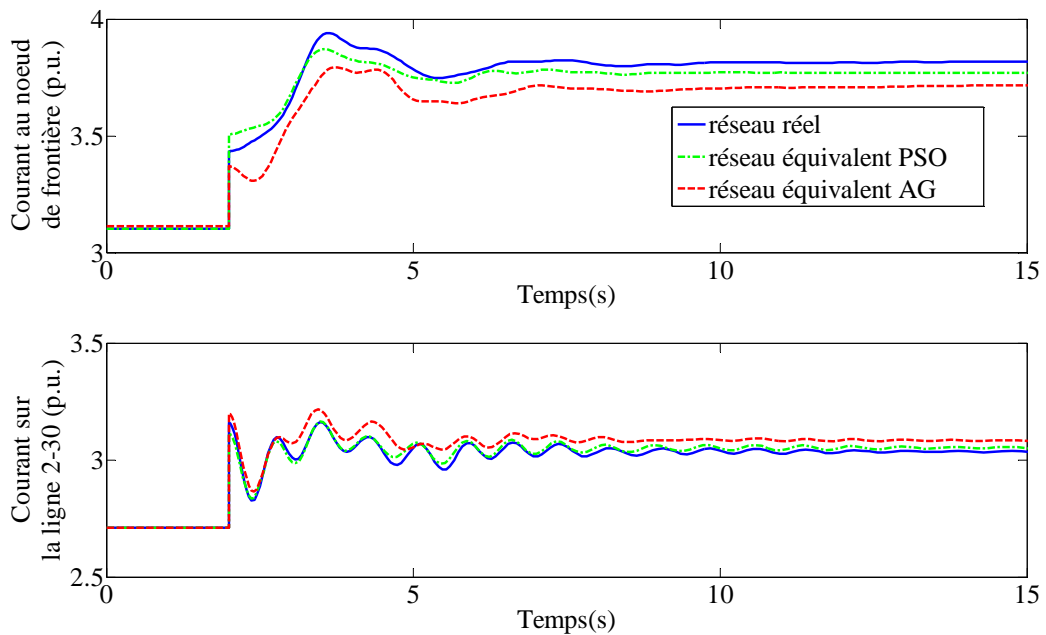


Fig. 4.12. L'évolution du courant obtenu sur les lignes 16-15 et 2-30 dans le cas de variation de charge.

Court-circuit dans un nœud du réseau

Un court-circuit a été provoqué au nœud 7 du réseau (voir la Figure 4.1) au cours de la simulation dynamique du réseau à $t = 2$ s. Une comparaison entre les résultats issus de la réponse des deux algorithmes est montrée dans les Figures 4.13. et 4.14. Dans ce cas aussi, on peut observer le fait que l'équivalent calculé avec la PSO se comporte mieux que celui calculé avec l'AG.

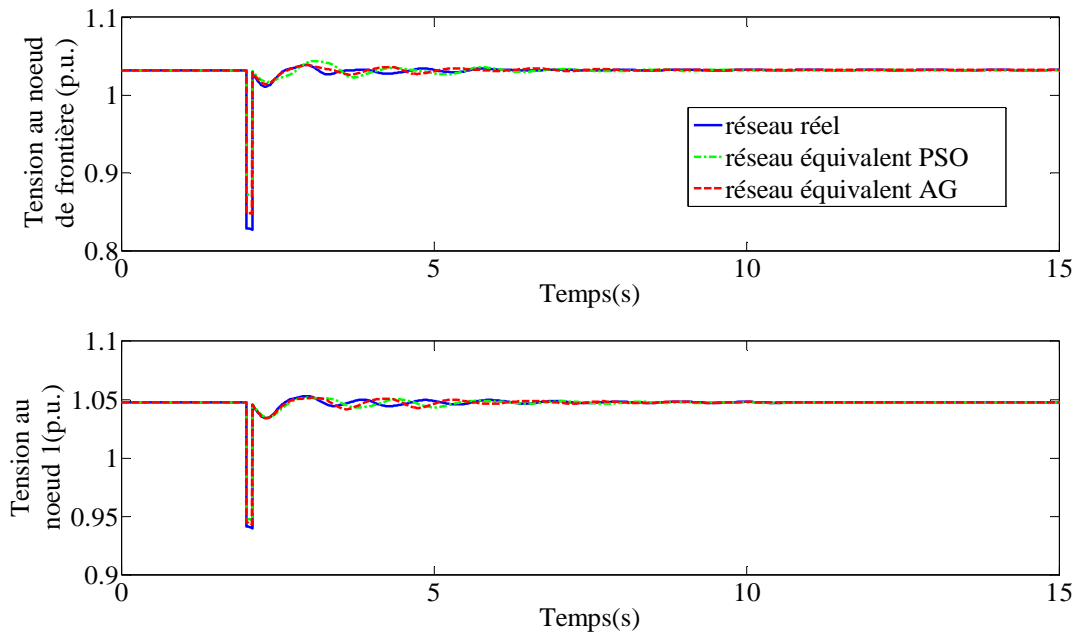


Fig. 4.13. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1 dans le cas d'un court-circuit.

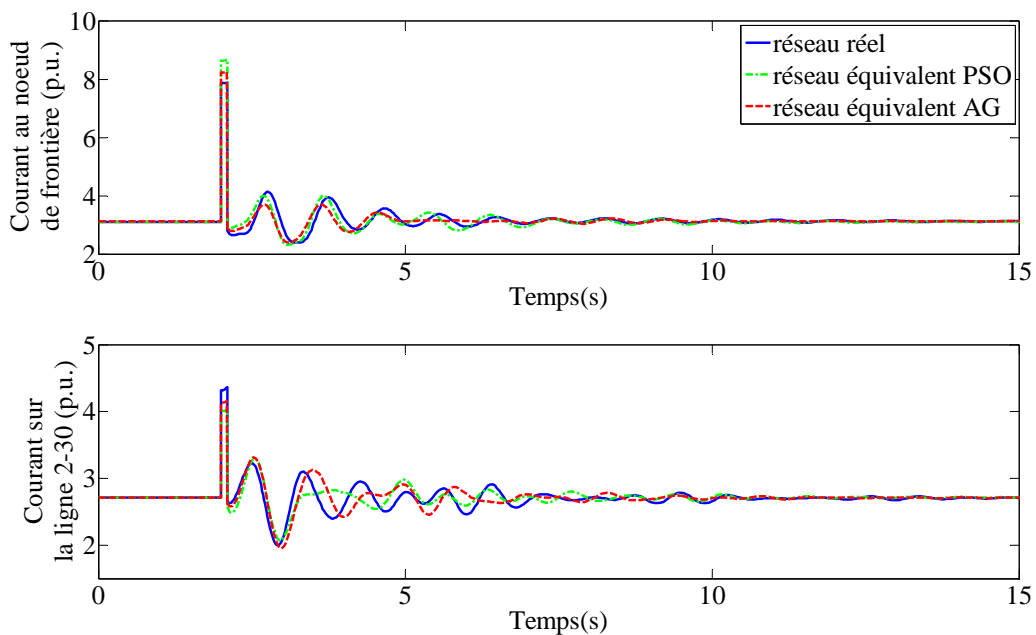


Fig. 4.14. L'évolution du courant obtenu sur les lignes 16-15 et 2-30 dans le cas d'un court-circuit.

Ce paragraphe a proposé une comparaison entre deux méthodes d'estimation de paramètres basées sur des algorithmes évolutionnaires. Les valeurs des paramètres estimés sont données dans le Tableau 4.1.

Dans le but d'obtenir un équivalent dynamique de réseau externe, plusieurs scénarii de simulation dynamique ont été proposés afin de valider le bon fonctionnement des deux algorithmes, suivis par des conclusions au niveau de l'efficacité et de la performance de chacun de deux algorithmes, en termes de précision et de temps de calcul.

La réalisation d'un équivalent dynamique par l'approche d'estimation de paramètres en utilisant des méthodes évolutionnaires ne nécessite pas de données concernant la zone externe du réseau. Cette approche n'a besoin que d'informations concernant la configuration, les paramètres et l'état de fonctionnement du réseau interne et n'utilise que des mesures au niveau du nœud de frontière afin d'estimer les paramètres de l'équivalent.

Sur la base du réseau test et des scénarii utilisés, l'approche d'estimation de paramètres en utilisant la PSO a été prouvée plus performante que celle utilisant l'AG, en terme de précision, mais aussi en terme de temps de calcul, donc on garde uniquement la PSO pour la suite. On observe aussi que le comportement de l'équivalent dynamique au niveau du nœud de frontière nécessite encore des améliorations.

Actuellement, dans la simulation des systèmes électriques, les réseaux de distribution sont représentés comme des charges impédantes vu du transport [60]. Dans le contexte de forte insertion des GEDs, des charges dynamiques et des équipements à base de convertisseurs d'électronique de puissance, cette représentation n'est plus possible, car la dynamique de ces composants ne peut pas être prise en compte en utilisant des modèles statiques. Nous proposons donc la représentation des réseaux de distribution en utilisant des équivalents dynamiques.

Le paragraphe suivant porte sur la réalisation des équivalents dynamiques en utilisant la PSO sur un réseau de distribution actif, c'est-à-dire comprenant des productions décentralisées, charges dynamiques et convertisseurs d'électronique de puissance.

4.5. Extension d'application de la PSO sur le réseau de distribution en présence de GEDs

Le réseau de distribution qui va servir de base pour notre étude est issu d'un réseau complet simplifié qui comporte 189 nœuds, 103 charges et un poste source [18]. La topologie du réseau simplifié est présentée sur la Figure 4.15, le détail de données des lignes est fourni dans l'Annexe A2.

Le poste source est connecté via un tronçon de réseau de répartition à un nœud du réseau de transport standard IEEE-New-England 39 nœuds qui alimente les charges HTA lorsqu'aucune GED n'est connectée, ou qui assure le complément de fourniture d'énergie active et réactive.

Le réseau est divisé en cinq zones qui correspondent à cinq départs du poste source, et comporte des charges impédantes (statiques) et dynamiques (moteurs asynchrones). La tension nominale de ce réseau est 20 kV. Le poste source est connecté au réseau de répartition par l'intermédiaire d'un transformateur 63/20 kV de puissance apparente 36 MVA équipé d'un régulateur en charge.

Les 103 charges connectées au réseau test représentent une charge moyenne de 21.3 MW et 10.2 MVAR. L'ensemble de ces charges est reparti sur les cinq départs et est divisé en trois catégories de consommateurs types, selon des proportions typiques indiquées par EDF :

- ◆ Type résidentiel : 43 % de la charge totale;
- ◆ Type industriel : 27 % de la charge totale;
- ◆ Type tertiaire : 30 % de la charge totale.

Un certain nombre de GEDs a été ajouté au réseau initial. Ces productions décentralisées sont de plusieurs types et leurs emplacements sont précisés sur la Figure 4.16.

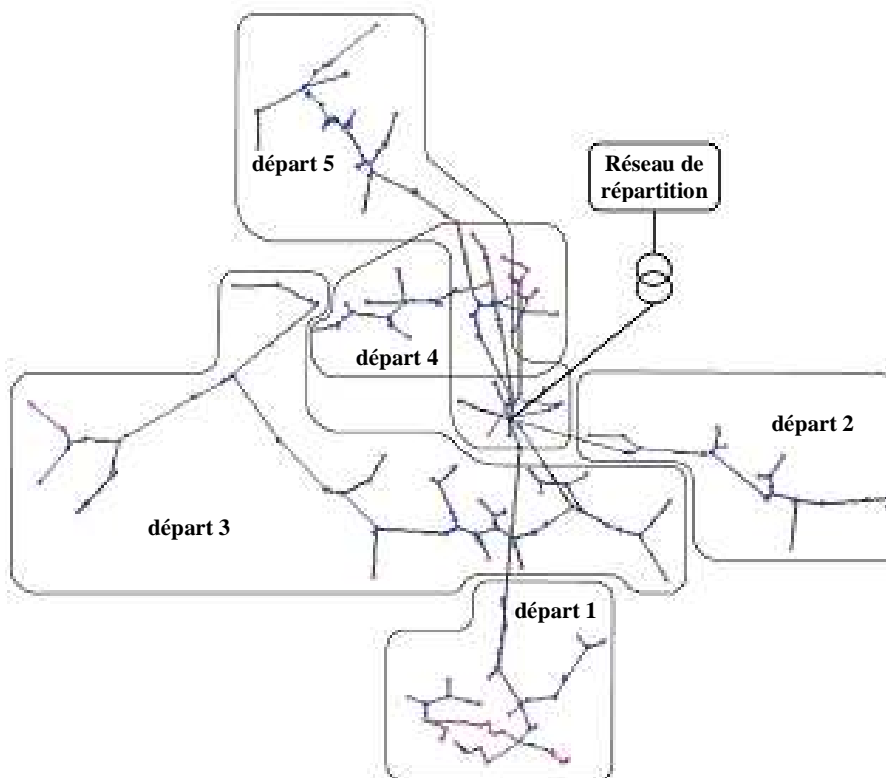


Fig. 4.15. Topologie du réseau test.

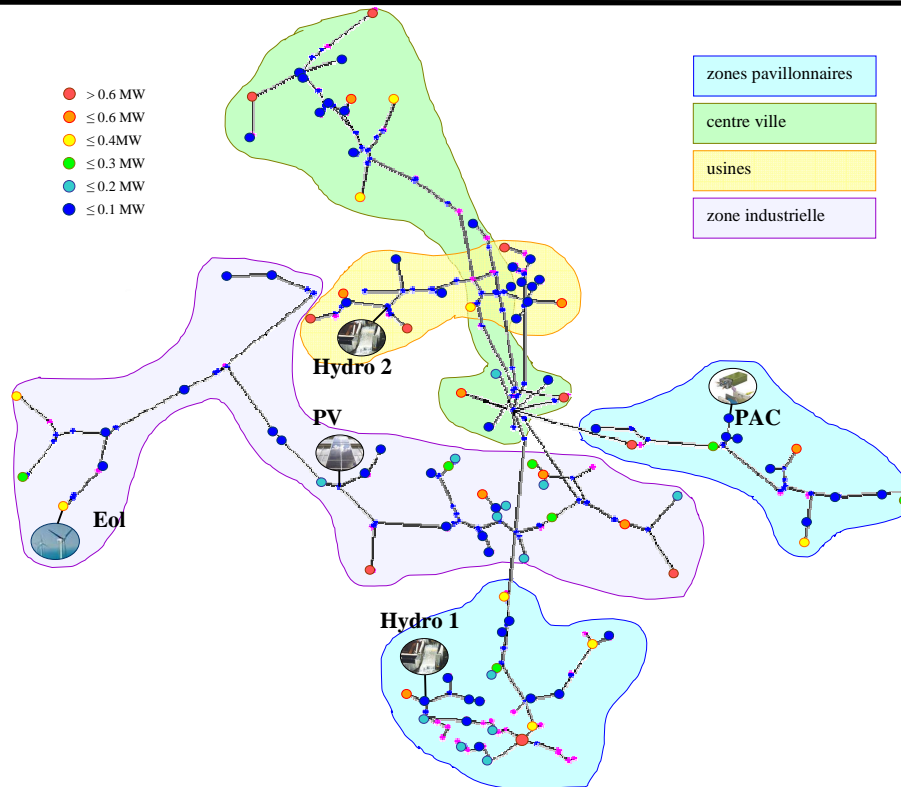


Fig. 4.16. Répartition des charges et productions sur le réseau test.

Ferme éolienne

Il s'agit d'une ferme mixte d'une puissance installée totale de 5 MW. Elle est composée pour partie de machines synchrones connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs d'électronique de puissance, pour une puissance installée de 3 MW. Un réglage de la tension aux bornes du convertisseur est réalisé par un régulateur de la puissance délivrée.

Il y a également des machines asynchrones directement reliées au réseau par un transformateur élévateur, pour une puissance installée de 2 MW. Aucun contrôle de tension n'est effectué sur ces machines qui ne peuvent pas fournir d'énergie réactive (elles en absorbent beaucoup pour magnétiser leur circuit magnétique).

Le détail de la modélisation des génératrices éoliennes de type machine synchrone ainsi que de leur contrôle est donné dans le chapitre deux. Le détail de la modélisation des génératrices éoliennes de type machine asynchrones ainsi que de leur contrôle est fourni en Annexe A3.

Pile à combustible

La centrale agrégée étudiée utilise un groupe de pile à combustible (PAC) de puissance 3.75 MW. Elle est connectée au réseau de distribution par une interface d'électronique de puissance. La puissance active ainsi que la tension de sortie de la PAC sont contrôlées par un convertisseur.

Le détail de la modélisation de la pile à combustible, ainsi que de son contrôle, est fourni en Annexe A3.

Centrale photovoltaïque

Une centrale photovoltaïque (PV) de puissance 1 MW est connectée sur le troisième départ. Elle est connectée au réseau de distribution, comme la PAC, par une interface d'électronique de puissance. La puissance active ainsi que la tension de sortie de la PV sont contrôlées par un convertisseur.

Le détail de la modélisation de la PV, ainsi que de son contrôle, est fourni en Annexe A3.

Microcentrales hydrauliques

Les centrales hydroélectriques sont modélisées par des génératrices synchrones de puissance respective 0.9 MW et 2.85 MW entraînées par des turbines Pelton. La puissance électrique est régulée par action sur l'ouverture de la vanne, celle-ci étant commandée par un correcteur proportionnel agissant sur sa vitesse d'ouverture. Pour notre application, la tension de sortie des alternateurs est contrôlée par un régulateur de type RAT (Régulateur Automatique de Tension). Le détail de la modélisation des microcentrales hydrauliques, ainsi que de leur contrôle, est fourni en Annexe A3.

Bilan

Un bilan des charges et productions présentes sur le réseau test est présenté dans le Tableau 4.2 et dans la Figure 4.16. Le bilan de production des GED est plus faible que les puissances installées indiquées précédemment afin de maintenir des réserves disponibles.

Départ	1	2	3	4	5
Charge moyenne (MW)	3.75	2.3	6.47	3.7	4.95
Production GED (MW)	Hydro 1 : 0.68	PAC : 2.25	Eol : 5 PV : 1	Hydro 2 : 1.85	-
Type de zone	Zones pavillonnaires, immeubles		Zone industrielle	Usines	Centre ville
Répartition de charge par type	Résidentiel 100%		Tertiaire 60% Industriel 30% Résidentiel 10%	Industriel 100%	Tertiaire 50% Résidentiel 50%

Tableau 4.2. Répartition des charges et production.

Le réseau de distribution décrit ci-dessus est connecté par le biais d'un réseau de répartition au réseau de transport CRISP (Critical Infrastructure for Sustainable Power) [73] 39 nœuds [74] et [75]. Il est composé de 10 générateurs, 37 lignes et 40 nœuds et représente une adaptation du réseau IEEE New England 39 nœuds décrit dans le paragraphe 4.2.

L'architecture de ce réseau IEEE est conservée. Par contre, les paramètres des différents éléments ont été adaptés aux valeurs typiques européennes. Ainsi, le système de transport est établi à 400 kV et les générateurs (GEN1 à GEN10) à 20 kV. La puissance installée des sources est de 9085 MVA et elle est répartie sur trois types de générateurs:

- ◆ 4 unités thermiques : 1000 MVA chacune (GEN4, GEN6, GEN8, GEN9);
- ◆ 3 unités nucléaires : 1080 MVA chacune (GEN1, GEN2, GEN3);
- ◆ 3 unités hydrauliques : 615 MVA chacune (GEN5, GEN7, GEN10);

Pour les générateurs de type machine synchrone sont utilisés des modèles détaillés (voir chapitre 2).

Charges : la puissance installée est de 6230 MW pour 18 noeuds. Les lois d'évolution des puissances par rapport à la tension des charges sont données dans les équations (4.8) et (4.9). Ce modèle de charge correspond à un modèle de charge impédant – variation de la puissance avec le carré des rapports de tension :

$$P(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad (4.8)$$

$$Q(V) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad (4.9)$$

L'indice $_0$ fait référence à l'état initial du niveau de tension V_0 , la puissance consommée dans ces conditions $_0$ est P_0 et la puissance réactive consommée est Q_0 .

Le schéma du réseau test est montré dans la Figure 4.17.

Les paramètres des lignes, des générateurs et des charges sont donnés en Annexe A2. Les schémas de régulation de tension et de vitesse sont donnés et expliqués dans le chapitre 2.

Sur le réseau de distribution test, plusieurs configurations d'équivalents dynamiques ont été proposées (Figure 4.18).

La structure d'équivalent dynamique a été choisie en fonction du sens du flux d'énergie observé au niveau du nœud de frontière (voir Figure 4.18). Si le réseau de transport exporte l'énergie, nous avons choisi de modéliser l'équivalent dynamique comme une charge dynamique de type machine asynchrone. Si le réseau de transport absorbe de l'énergie, l'équivalent dynamique est un générateur de type machine synchrone.

Un premier équivalent dynamique est réalisé au niveau de tout le réseau électrique de distribution (RED). Les cinq départs du réseau de distribution ont été remplacés par un seul modèle équivalent. La puissance active totale générée par l'ensemble des productions décentralisées au niveau du réseau de distribution est $P_G = 11.59$ MW et la puissance de la charge du même réseau est $P_L = 21.92$ MW, soit un taux de pénétration de GED d'approximativement 51%.

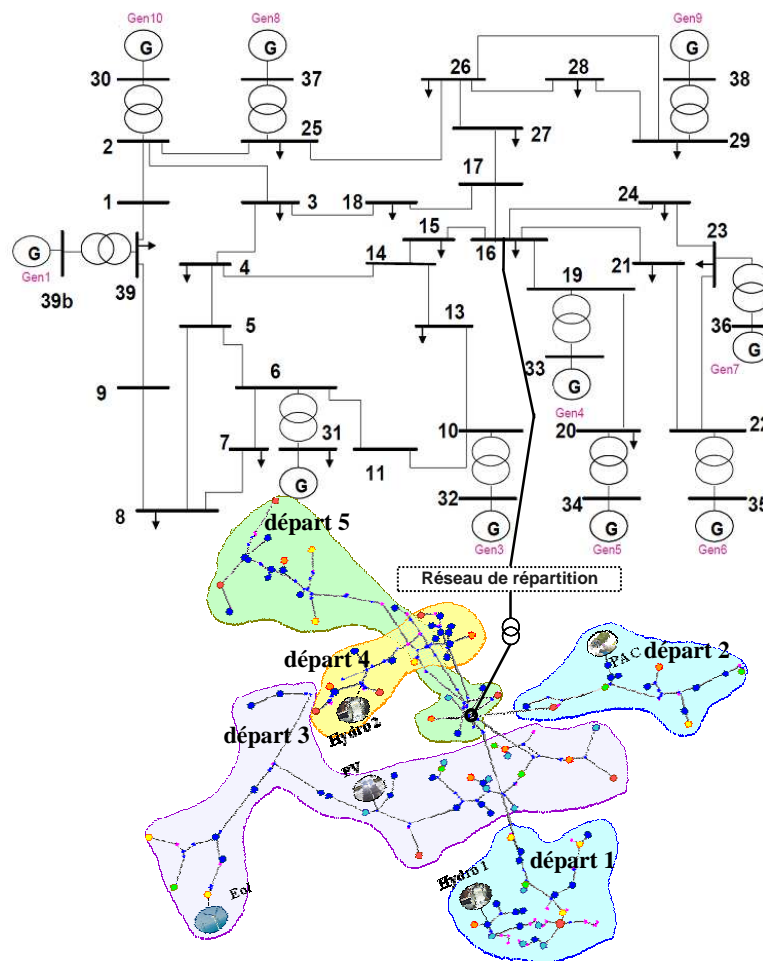


Fig. 4.17. Schéma du réseau test.

Un deuxième équivalent dynamique est réalisé au niveau du départ 1 du réseau de distribution. Ce départ intègre une GED de type micro-hydrocentrale, dénommée Hydro 1, ayant une puissance générée de 0.7 MW. La consommation sur le départ 1 s'élève à 3.75 MW, soit un taux de pénétration de GED de 20%.

Le troisième équivalent dynamique est réalisé au niveau du troisième départ, qui intègre trois modèles de GEDs : un modèle de type photovoltaïque, dénommé PV, d'une puissance générée d'1 MW; deux modèles de type générateur éolien (un basé sur le modèle de machine synchrone ayant une puissance générée de 3.53 MVA et un basé sur le modèle de machine asynchrone ayant une puissance de 2.1 MVA). La puissance active consommée au niveau de ce départ est de $P_L = 6.47$ MW, soit un taux de pénétration de GED de 100%.

Finalement, le quatrième modèle d'équivalent dynamique est réalisé au niveau du cinquième départ. Aucune GED n'est connectée à ce départ. La puissance active consommée s'élève à 5 MW et 2.4 MVar.

Des simulations dynamiques sont proposées afin de valider le bon fonctionnement des modèles équivalents proposés, ainsi que pour réaliser une comparaison entre l'évolution temporelle de chaque modèle et celle du réseau complet en terme de précision.

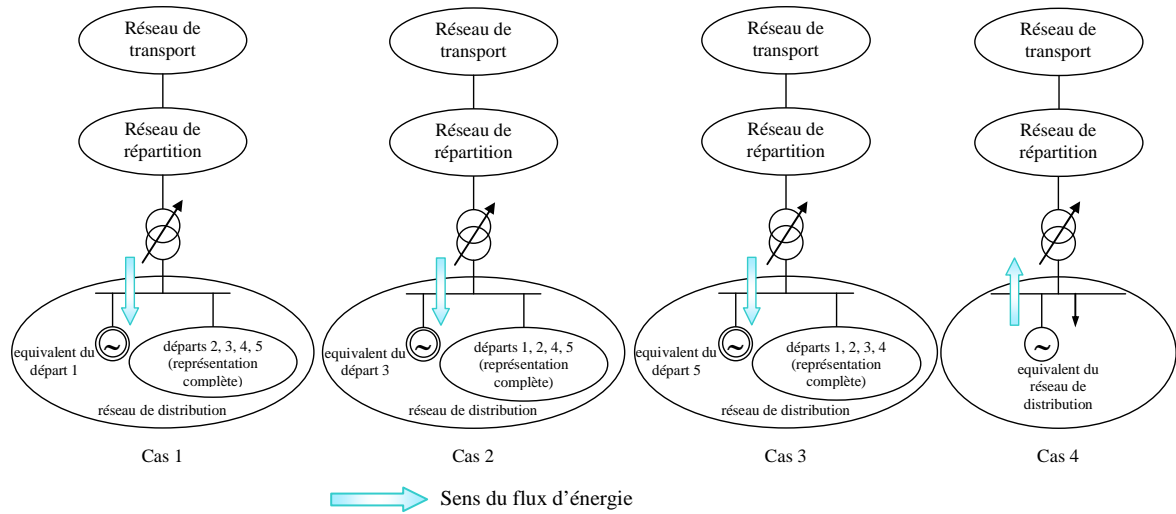


Fig. 4.18. Les différentes configurations d'équivalence proposées.

Afin d'adapter les caractéristiques du système externe aussi près que possible du système complet, un modèle simple de machine synchrone et une charge impédante ont été choisies comme modèle d'équivalent dynamique du réseau de distribution.

On considère S_N comme la puissance nominale de la machine, P_N et P_A comme la puissance active nominale de la machine et la puissance active nominale de l'alternateur, respectivement. On rappelle brièvement le modèle mécanique simplifié de la machine :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H} (C_m - C_e) - \frac{D}{2 \cdot H} (\omega - \omega_{ref}) \quad (4.10)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = (\omega - \omega_{ref}) \cdot \omega_0 \quad (4.11)$$

$$\omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot f_0 \quad (4.12)$$

$$T_d' = X_d' \frac{T_{d0}'}{X_d} \quad (4.13)$$

$$L_d = X_l \quad (4.14)$$

$$R_f = \left((X_d - X_q) + \frac{(X_d - X_q)(X_d' - L_d)}{(X_d - X_q) + L_d + X_d'} \right) \frac{1}{\omega_0 \cdot T_{d0}'} \quad (4.15)$$

où ω_0 est la vitesse nominale, H est la constante d'inertie, C_m est le couple mécanique, C_e est le couple électrique, T_{d0}' est la constante de temps transitoire, X_d est la réactance directe,

X_q est la réactance en quadrature, X_d' est la réactance transitoire directe, L_d est l'inductance de fuite du stator dans l'axe direct, X_l est la réactance de fuite et R_f est la résistance de l'excitation. Les paramètres à estimer sont : $S_N, P_N, P_A, H, D, X_d, X_q, X_d', T_{d0}'$.

Les régulations de tension et de vitesse associées à la machine ont été décrites dans le chapitre 2.

Le modèle de charge utilisé est donné par les équations (4.8) et (4.9). Les paramètres à estimer sont P et Q .

Pour les modèles d'équivalents dynamiques du premier, troisième et cinquième départ (Figure 4.18), nous avons choisi un modèle de charge de type machine asynchrone. Ce modèle ne prend pas en compte les constantes transitoires du rotor ou du stator [76]. La dynamique de ce modèle est donnée par l'équation des masses tournantes (4.16) et l'équation de glissement (4.17).

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{C_e}{2 \cdot H \cdot \omega_{ref}} - \frac{C_m(\omega)}{2 \cdot H} \quad (4.16)$$

$$s = \frac{\omega_{ref} - \omega}{\omega_{ref}} \quad (4.17)$$

où ω est la vitesse de la machine, C_e est le couple électrique, C_m est le couple mécanique, H est la constante d'inertie, s est le glissement de la machine et ω_{ref} est la vitesse de référence.

Les paramètres à estimer sont : la puissance nominale de la machine S_N , H , la résistance de fuite du stator R_1 , la réactance de fuite du stator X_1 , la réactance mutuelle rotor-stator X_m , la résistance de fuite du 1^{er} enroulement R_2 , la réactance de fuite du deuxième enroulement X_2 .

Afin de prouver l'efficacité des modèles proposés, plusieurs scénarios ont été mis en place au niveau du réseau test (court circuit, variation de charge, perte d'un générateur).

La réponse du système complet est donnée en ligne pleine. La réponse du modèle équivalent du RED est donnée en ligne pointillée. En ce qui concerne les départs 1, 3 et 5, les réponses des modèles équivalents de ces départs sont données en lignes tiret-pointillés, tiret, tiret-étoile, respectivement.

Court-circuit

Un court circuit a été provoqué sur la ligne 23-24 (voir Figure 4.17) pendant la simulation dynamique du système, à l'instant $t = 5$ s. La comparaison des résultats des systèmes réel et équivalents est présentée dans les Figures 4.19 et 4.20.

Le Tableau 4.3. donne les paramètres estimés avec la PSO du modèle équivalent du RED.

Les Tableaux 4.4. à 4.6. donnent les paramètres estimés avec la PSO pour les modèles dynamiques réalisées au niveau des départs 1, 3 et 5 respectivement.

S_N (MVA)	P_N (MW)	P_A (MW)	X_d (p.u.)	X_q (p.u.)	X'_d (p.u.)	T'_{d0} (s)	D (p.u.)	H (MWs / MVA)	P_L (MW)	Q_L (MVAr)
12	12	11	1.2	0.87	0.19	1.35	4.5	0.87	19	10.84

Tableau 4.3. Les paramètres du modèle équivalent du RED.

S_N (MVA)	H (MWs/ MVA)	R_1 (p.u.)	X_1 (p.u.)	X_m (p.u.)	R_2 (p.u.)	X_2 (p.u.)
4	0.4	0.1	0.001	3.5	0.006	0.0023

Tableau 4.4. Les paramètres du modèle équivalent du départ 1.

S_N (MVA)	H (MWs/ MVA)	R_1 (p.u.)	X_1 (p.u.)	X_m (p.u.)	R_2 (p.u.)	X_2 (p.u.)
6.5	0.4	0.116	0.0014	7	0.0062	0.0027

Tableau 4.5. Les paramètres du modèle équivalent du départ 3.

S_N (MVA)	H (MWs/ MVA)	R_1 (p.u.)	X_1 (p.u.)	X_m (p.u.)	R_2 (p.u.)	X_2 (p.u.)
5.6	0.4	0.13	0.002	3.62	0.007	0.03

Tableau 4.6. Les paramètres du modèle équivalent du départ 5.

Variation de charge

Une variation de charge de 5% a été provoquée sur tout le réseau de transport (voir Figure 4.17) pendant la simulation dynamique du système, à l'instant $t = 5$ s. La comparaison des résultats des systèmes réel et équivalents est présentée dans les Figures 4.21 et 4.22.

Déclenchement d'une ligne

Le déclenchement de la ligne 30-14 du réseau de transport a été provoqué (voir Figure 4.17) pendant la simulation dynamique du système, à l'instant $t = 5$ s. La comparaison des résultats des systèmes réel et équivalents est présentée dans les Figures 4.23 et 4.24.

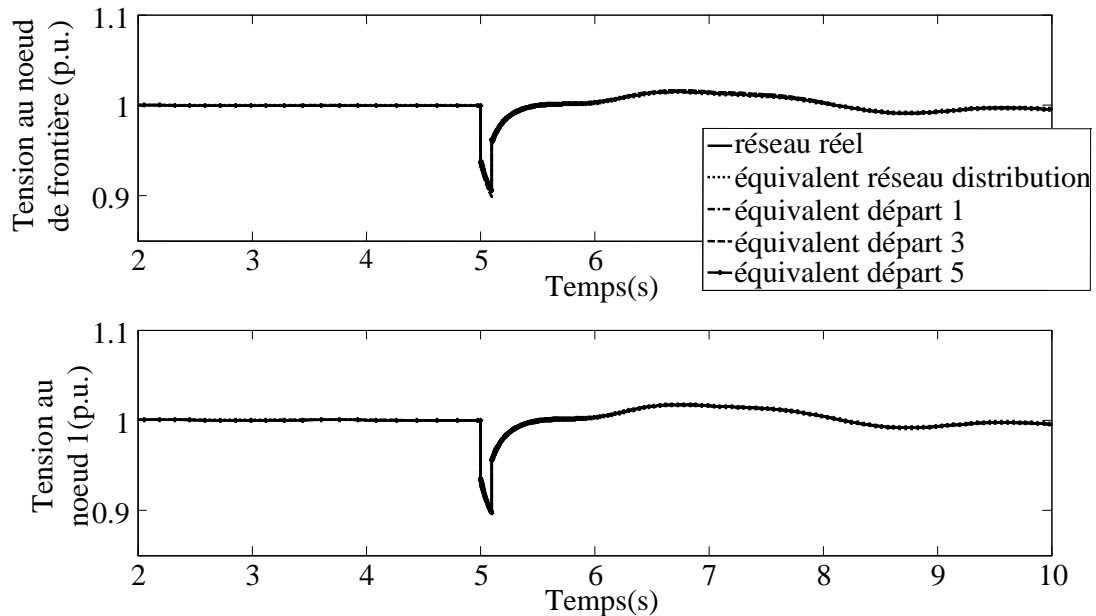


Fig. 4.19. L'évolution de la tension au niveau du nœud de frontière et au niveau d'un nœud du réseau de transport dans le cas d'un court-circuit.

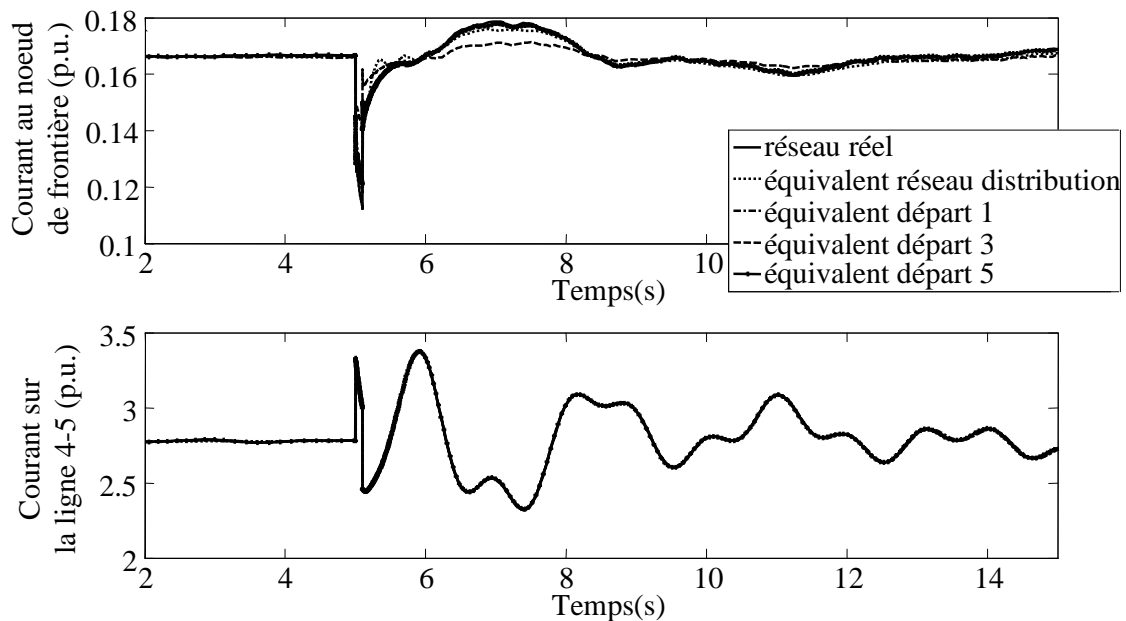


Fig. 4.20. L'évolution du courant au niveau de la ligne de frontière et au niveau d'une ligne du réseau de transport dans le cas d'un court-circuit.

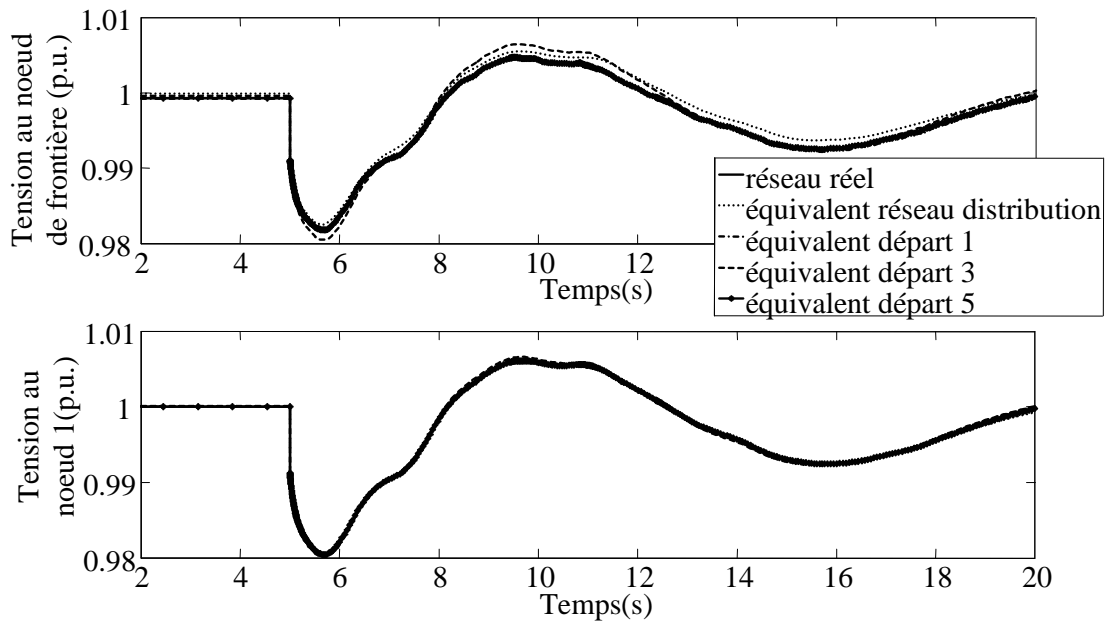


Fig. 4.21. L'évolution de la tension au niveau du nœud de frontière et au niveau d'un nœud du réseau de transport dans le cas d'une variation de charge.

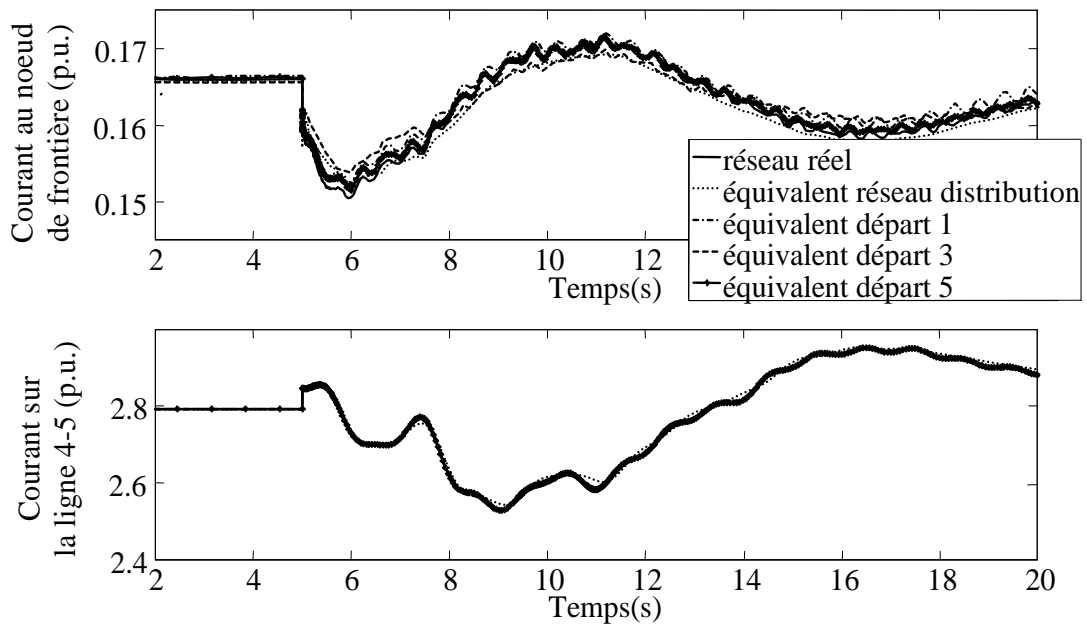


Fig. 4.22. L'évolution du courant au niveau de la ligne de frontière et au niveau d'une ligne du réseau de transport dans le cas d'une variation de charge.

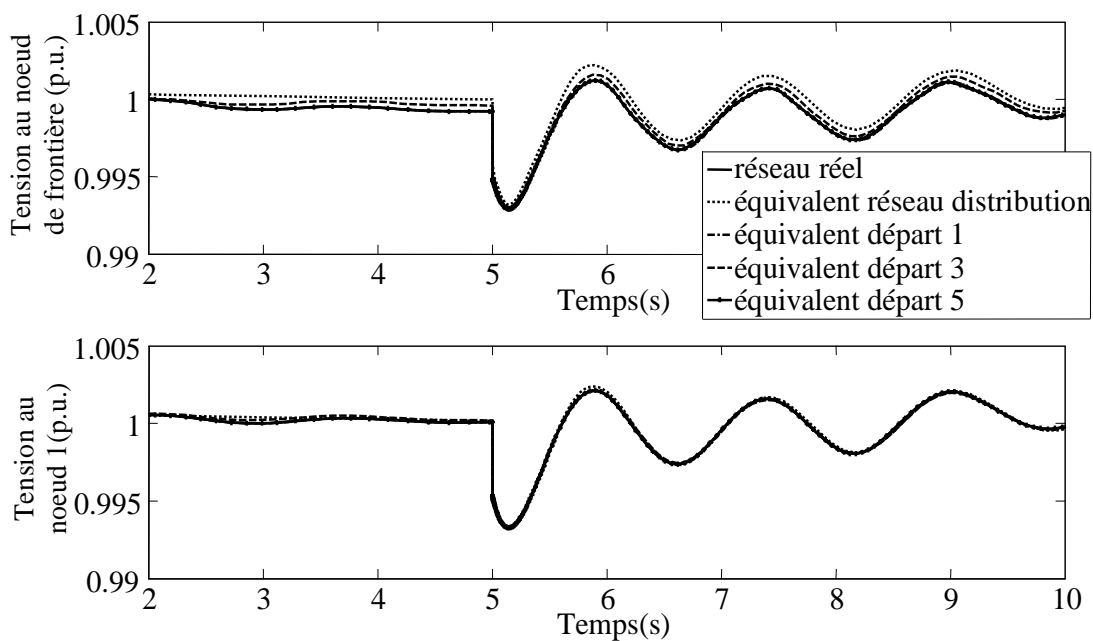


Fig. 4.23. L'évolution de la tension au niveau du nœud de frontière et au niveau d'un nœud du réseau de transport dans le cas du déclenchement d'une ligne.

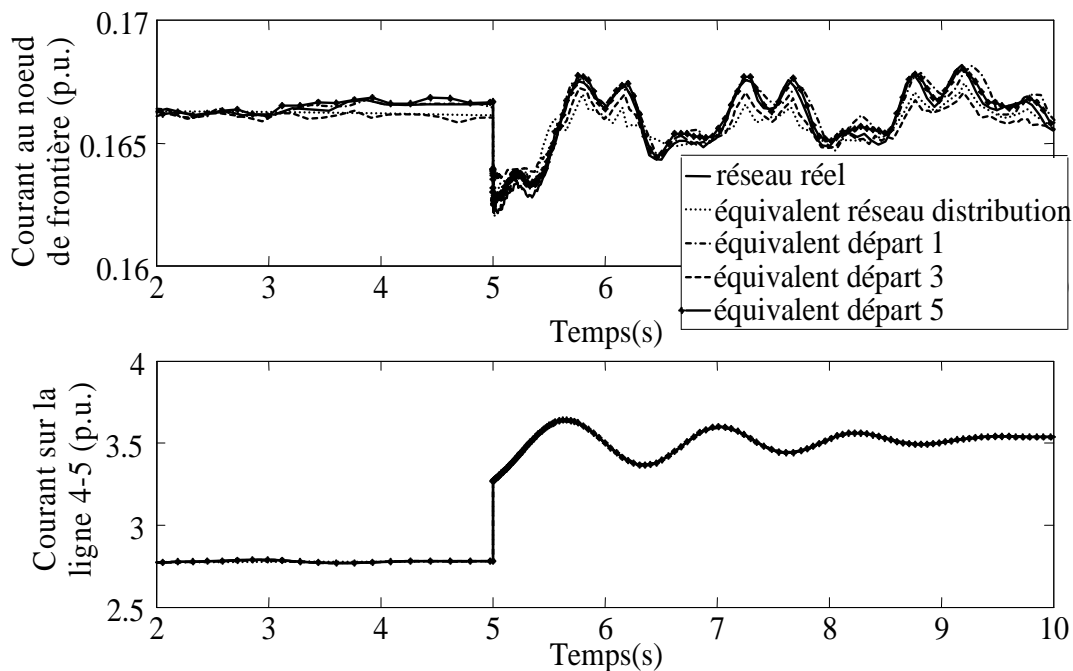


Fig. 4.24. L'évolution du courant au niveau de la ligne de frontière et au niveau d'une ligne du réseau de transport dans le cas du déclenchement d'une ligne.

Une analyse de ces résultats nous permet de réaliser plusieurs observations.

Une première observation concerne le fait que l'utilisation d'une méthode d'estimation de paramètres pour l'obtention d'un modèle d'équivalent dynamique donne des résultats très satisfaisants. On voit que le comportement des modèles équivalents est très proche, voir confondu avec le comportement du réseau complet dans toutes les configurations proposées.

En ce qui concerne le taux de pénétration des GEDs dans le RED, on peut observer qu'un modèle simple d'équivalent proposé pour le troisième départ, qui intègre un taux de pénétration de GEDs de 100%, donne un résultat satisfaisant, mais un peu moins efficace en comparaison avec les résultats donnés par les équivalents dynamiques des autres départs.

Néanmoins, une conclusion très importante peut être tirée de l'analyse des résultats : pour un faible taux de pénétration de GEDs, des modèles simples d'équivalent dynamique peuvent être utilisés afin de représenter le comportement des réseaux électriques de distribution.

Dans le cas d'un fort taux de pénétration de GEDs, une étude paramétrique sera effectuée afin de voir si la modélisation de modèles plus fins est nécessaire. Cette étude fera partie des sujets traités dans le chapitre cinq.

En ce qui concerne le changement du point de fonctionnement du RED, les paramètres estimés évoluent et doivent être réévalués.

4.6. Synthèse

Ce chapitre a débuté par l'implantation de deux algorithmes évolutionnaires dans la méthode d'estimation de paramètres des équivalents dynamiques de réseaux électriques.

Les deux algorithmes ont été ensuite testés pour évaluer leurs performances en termes de temps de calcul et de précision des résultats sur le réseau test IEEE 39 nœuds pour plusieurs scénarii.

L'algorithme choisi pour la suite des études doit convenir au mieux aux besoins des opérateurs de réseaux dans le cadre de l'analyse dynamique des réseaux électriques dont ils ont la charge en termes de rapidité de calcul et d'efficacité de résultats.

Nous avons montré que dans notre cas, l'approche d'estimation de paramètres en utilisant la PSO est plus performante que celle utilisant l'AG. On a observé aussi que le comportement de l'équivalent dynamique au niveau du nœud de frontière nécessite encore des améliorations.

L'étude a été poursuivie avec une extension d'implantation de la méthode d'estimation de paramètres basée sur la PSO au niveau d'un réseau de distribution à forte insertion de GEDs.

Nous avons pu observer le fait que l'utilisation de la méthode proposée donne de bons résultats et que les modèles équivalents obtenus ainsi sont très performants en termes de précision des résultats dans toutes les configurations proposées. D'ailleurs, même pour un taux de pénétration important de GEDs dans le RED, on peut observer que le modèle simple d'équivalent proposé pour le troisième départ donne un résultat satisfaisant.

On peut conclure ce chapitre en remarquant que la méthode proposée est plus fiable sur un réseau de distribution que sur un réseau de transport, la taille des productions jouant un rôle très important sur la précision du modèle dynamique proposé.

Cette conclusion nous ouvre une nouvelle piste de réflexion qui fera l'objet d'étude du chapitre suivant – nous allons proposer une nouvelle méthode de calcul des équivalents dynamiques qui prend en compte le calcul des régulations. Cette méthode sera appliquée au niveau des réseaux électriques de transport où nous avons observé un besoin d'amélioration de la performance d'équivalent dynamique, plus qu'au niveau des réseaux de distribution.

CHAPITRE 5

NOUVELLE METHODE DE CALCUL DES EQUIVALENTS DYNAMIQUES

*« Des chercheurs qui cherchent, on en trouve.
Mais des chercheurs qui trouvent, on en
cherche. »*

Charles de Gaulle

SOMMAIRE

5.1. Introduction	114
5.2. Intégration du calcul des paramètres des régulateurs dans la méthode d'estimation de paramètres d'équivalents dynamiques	115
5.2.1. La régulation de tension	115
5.2.2. La régulation de vitesse	120
5.2.3. Application au niveau du réseau de transport	123
5.3. Etude paramétrique - extension d'étude sur un réseau électrique de distribution	128
5.3.1. Influence du taux d'insertion de GEDs sur la performance de l'équivalent dynamique du réseau électrique	129
5.3.1.1. Cas 1 - taux de pénétration de GEDs de 57 %	130
5.3.1.2. Cas 2 – taux de pénétration de GEDs de 64 %	132
5.3.1.3. Cas 3 - taux de pénétration de GEDs de 76 %	135
5.3.2. Influence de plusieurs équivalents dynamiques sur la dynamique du réseau électrique et sur la précision des résultats	137
5.4. Synthèse	140

5.1. Introduction

Les études effectuées dans le chapitre précédent nous ont montré que nous avons besoin d'aborder un nouvel axe dans la recherche de solutions concernant la modélisation des équivalents dynamiques des réseaux de transport.

Ainsi, la première partie de ce chapitre sera consacrée à une nouvelle méthode de calcul des équivalents dynamiques de réseaux de transport en intégrant le calcul des paramètres des régulateurs afférents. Ce chapitre débutera avec la justification scientifique du choix réalisé en expliquant la forte liaison entre les paramètres de l'équivalent et les paramètres des régulateurs de vitesse et de tension liés à la machine équivalente.

En France, le réglage de tension au niveau du réseau de transport, est organisé hiérarchiquement par [60] :

- ◆ le réglage primaire (réglage de tension aux nœuds de raccordement des producteurs) dont le temps de réaction est de quelques secondes ;
- ◆ le réglage secondaire (réglage de tension en diverses zones du réseau en modifiant les puissances réactives de consigne des groupes), dont le temps de réaction est de quelques dizaines de secondes ;
- ◆ le réglage tertiaire (optimise le dispatching des puissances réactives suivant des critères technico-économiques, comme les pertes), dont le temps de réaction est de quelques minutes à 15 minutes.

De la même manière que le réglage de tension, le réglage de fréquence est organisé hiérarchiquement par [60] :

- ◆ le réglage primaire (réglage de vitesse réalisé individuellement et automatiquement par chaque générateur ; la fréquence se stabilise mais à une valeur en général différente de la valeur nominale lors d'une variation de charge, par exemple), dont le temps de réaction est de quelques secondes ;
- ◆ le réglage secondaire (régulateur de fréquence global qui modifie la puissance de consigne de certains groupes de production de façon à retrouver la fréquence nominale et les puissances d'origine sur les lignes d'interconnexion), dont le temps de réaction est de quelques minutes ;
- ◆ le réglage tertiaire (optimise le dispatching des puissances fournies par les différentes centrales suivant des critères économiques), dont le temps de réaction est de plusieurs dizaines de minutes.

Dans notre étude, nous n'avons pris en compte que les réglages primaires de tension et de fréquence car en général, on ne fait pas d'études dynamiques trop longues. Cela implique donc de ne considérer qu'une action au niveau des boucles de régulation locales.

Le schéma de principe de régulation d'un générateur a été présenté dans la Figure 2.1.

Des extensions d'étude de calcul des équivalents dynamiques seront proposées par la suite. De plus, une étude sera menée sur l'influence de la forte insertion de GEDs sur des équivalents dynamiques réalisés au niveau d'un réseau de distribution, et l'autre sur la précision des résultats de plusieurs équivalents dynamiques connectés à un réseau de transport. Ces études sur la distribution ont été réalisées en prenant en compte le cas du calcul des équivalents dynamiques sans le calcul des régulateurs afférents, afin de vérifier la validité des modèles d'équivalents dynamiques proposés dans le chapitre 4.

Les conclusions de ces études seront présentées à la fin de ce chapitre.

5.2. L'intégration du calcul de paramètres de régulateurs dans la méthode d'estimation de paramètres d'équivalents dynamiques

Les flux de puissance active et de puissance réactive dans un réseau électrique de transport sont influencés par les différentes actions de contrôle-commande. Le contrôle de la puissance active est étroitement lié au contrôle de la fréquence et le contrôle de la puissance réactive est lié au réglage de tension. Comme la stabilité de la tension et de la fréquence sont des facteurs déterminants de la qualité de la fourniture électrique, le contrôle de ces paramètres est vital pour la performance des systèmes électriques. Il est donc indispensable de les prendre en compte dans les équivalents dynamiques.

De plus, les régulateurs sont des fonctions de transfert qui font partie de la fonction de transfert totale d'un générateur, d'où la nécessité d'un calcul correct de leurs paramètres. Les fonctions de transfert de ces régulateurs seront décrites par la suite et comportent des gains et des constantes de temps qui doivent être calculés de manière à assurer un compromis en terme de comportement dynamique entre la vitesse de la régulation et sa performance.

Pour notre étude, nous sommes amenés à faire un choix de régulations équivalentes. Nous avons pris en compte plusieurs hypothèses :

- ◆ partant du principe que l'opérateur du réseau interne ne connaît pas les architectures des régulations du réseau externe, les régulateurs de l'équivalent pourront avoir la même structure que celles du réseau interne ;
- ◆ s'il existe plusieurs structures de régulations du réseau interne, on peut prendre un modèle de régulation par défaut, comme par exemple le modèle IEEE DC1 [77], [78] utilisé couramment pour les études de stabilité dynamique des systèmes électriques.

5.2.1. La régulation de tension

La condition de base d'une régulation de tension est de fournir et d'ajuster automatiquement le courant d'excitation du générateur synchrone afin de maintenir la valeur de la tension aux bornes du générateur proche de la valeur de consigne imposée par l'opérateur du réseau.

La Figure 5.1 montre la représentation générale d'un système d'excitation classique.

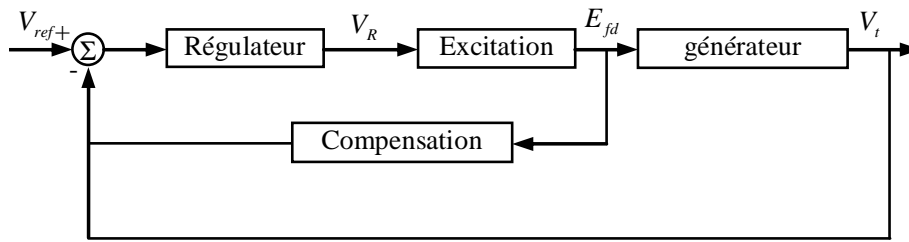


Fig. 5.1. Représentation générique de la régulation de tension.

Où V_{ref} est la tension de référence, V_R est la sortie du régulateur, E_{fd} est la tension d'excitation et V_t est la tension aux bornes du générateur (tension statorique).

La performance du système de contrôle d'excitation dépend des caractéristiques du système d'excitation, du générateur et du réseau auquel est connecté le générateur.

Nous n'allons retenir que la fonction de transfert simplifiée en boucle ouverte du générateur qui montrera la liaison entre un paramètre de la machine synchrone et la sortie du système d'excitation (voir Figure 5.1) [25] :

$$\frac{\Delta V_t(s)}{\Delta E_{fd}(s)} = \frac{1}{1 + sT'_{d0}} \text{ (p.u.)} \quad (5.1)$$

où T'_{d0} est la constante de temps transitoire de la machine synchrone.

Une étude exhaustive des modèles de régulations détaillées existantes basées sur la forme générique de la Figure 5.1 est donnée dans [25], [77], [78].

Nous avons choisi d'approximer le modèle de la machine synchrone avec une fonction de transfert du premier ordre pour deux raisons. La première prend en compte le fait que dans le modèle de machine synchrone que nous avons utilisé dans nos études, il n'existe pas de paramètres modélisant le comportement subtransitoire de la machine. La deuxième prend en compte le type de phénomènes que nous avons étudié – le modèle de machine et de régulation afférente que nous avons choisi sont compatibles avec les oscillations basse fréquence. Nous ne sommes pas intéressés d'aller plus loin et donc une modélisation plus complexe du générateur et de ses régulations n'est pas nécessaire.

Le modèle adéquat de la régulation de tension dépend du type d'excitation. IEEE a standardisé 12 modèles de régulations qui représentent la variété de systèmes de régulations qui sont couramment utilisés [77], [78]. Ces modèles sont destinés à être utilisés dans des études de stabilité transitoire et de stabilité petits signaux.

Pour notre étude, nous avons choisi un modèle de régulateur de tension de type IEEE DC1 [77], [78] car ce type de régulateur est couramment utilisé dans les simulations de stabilité dynamique.

Le système de contrôle contient l'excitatrice, le régulateur automatique de la tension d'excitation, le stabilisateur du système d'excitation et l'amplificateur. Le schéma-bloc simplifié du système d'excitation attribué au modèle équivalent proposé est donné dans la Figure 5.2.

Le réglage de tension prend en compte la tension à la sortie du générateur et la compare avec la consigne de tension du réglage primaire. La différence résultante est prise en compte pour la génération d'une nouvelle tension d'excitation nécessaire pour récupérer l'équilibre entre la consigne de tension et la tension de sortie de l'alternateur. L'excitatrice de la machine synchrone est représentée par un générateur de courant continu entraîné par l'arbre de la machine synchrone.

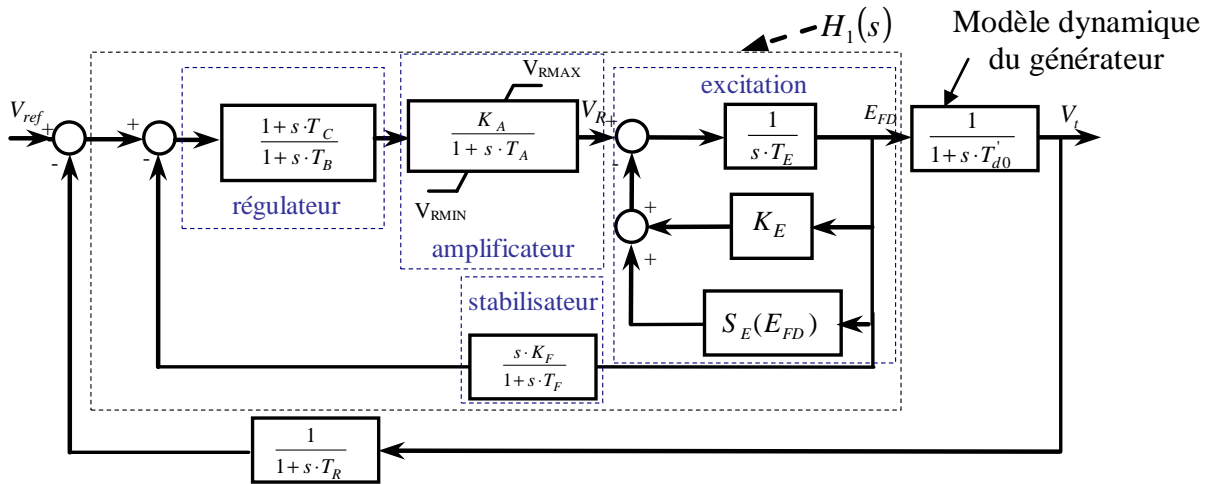


Fig. 5.2. Le schéma de la régulation de tension.

Sur la Figure 5.2, T_B , T_C sont les constantes de temps de compensation, K_A est le gain du régulateur; T_A est la constante de temps du régulateur, V_R est la sortie du régulateur, $V_{R_{max}}$ est la limite maximale de la sortie du régulateur, $V_{R_{min}}$ est la limite minimale de la sortie du régulateur, K_F et T_F sont les paramètres du stabilisateur du système d'excitation, K_E et T_E sont les paramètres de l'excitation, E_{FD} est la tension d'excitation, S_E est la fonction non linéaire de saturation de l'excitatrice, V_{ref} est la tension de référence. T_R est la constante de temps du capteur de tension, qui, du fait qu'elle est beaucoup plus petite que les autres constantes de temps du système, sera par la suite négligée.

En utilisant dans les calculs une approximation linéaire de la fonction $S_E(E_{FD})$, la fonction de transfert en boucle fermée est donnée par (5.2) et la fonction de transfert de la boucle ouverte de la régulation est donnée par (5.4).

$$H_0(s) = \frac{H_1(s) \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_{d0}}}{1 + H_1(s) \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_{d0}}} \quad (5.2)$$

Avec:

$$H_1(s) = \frac{\frac{1+s \cdot T_C}{1+s \cdot T_B} \frac{K_A}{1+s \cdot T_A} \frac{1}{s \cdot T_E + (K_E + S_E)}}{1 + \frac{s \cdot K_F}{1+s \cdot T_F} \frac{1+s \cdot T_C}{1+s \cdot T_B} \frac{K_A}{1+s \cdot T_A} \frac{1}{s \cdot T_E + (K_E + S_E)}} \quad (5.3)$$

$$H_{ol} = H_1(s) \cdot \frac{1}{1+s \cdot T'_{d0}} \quad (5.4)$$

Pour un générateur donné dont le comportement dynamique est décrit par la constante de temps transitoire T'_{d0} , on impose la performance désirée en boucle fermée en termes de régime permanent et transitoire et de stabilité du système [78]. Les paramètres du régulateur doivent être calculés afin de satisfaire les exigences imposées en boucle fermée. Le calcul des paramètres du régulateur de tension est basé sur des critères de performance en petits signaux, qui sont couramment utilisés pour évaluer la performance des systèmes d'excitation en boucle fermée.

La forme typique de la réponse fréquentielle en boucle ouverte d'un système de contrôle de l'excitation est donnée sur la Figure 5.3. Les principaux éléments d'intérêt sont le gain de basse fréquence G , la fréquence de coupure ω_c , la marge de phase ϕ_m , et la marge de gain G_m .

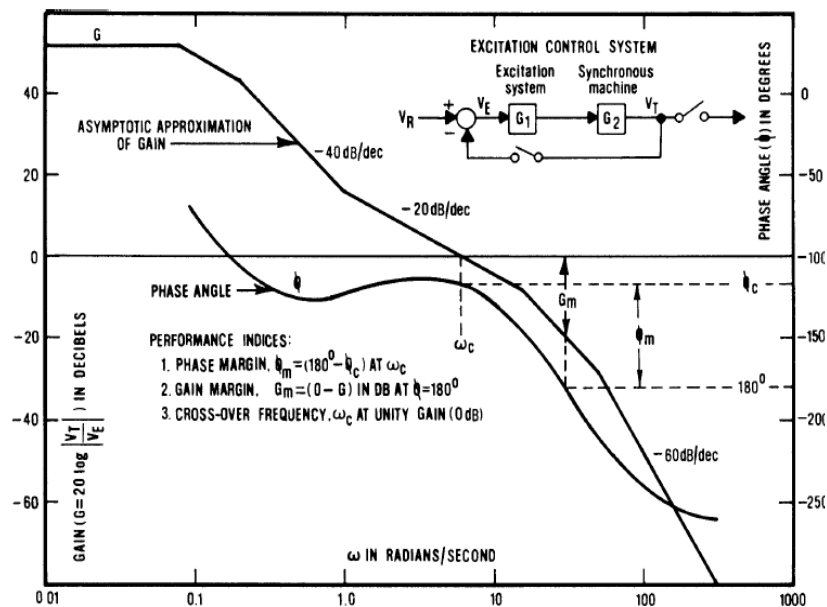


Fig. 5.3. Les caractéristiques fréquentielles en boucle ouverte d'un système de contrôle de l'excitation : caractéristique de gain et caractéristique de phase [78].

La réponse fréquentielle correspondante en boucle fermée est donnée sur la Figure 5.4. Ici, les paramètres d'intérêt sont le gain en boucle fermée M , la bande passante ω_B , la valeur

maximale de la caractéristique de gain M_p , et la fréquence à laquelle la valeur maximale est atteinte ω_m . En général, une marge de gain de 6 dB ou plus et une marge de phase de 40° ou plus sont recommandées pour la plupart des systèmes de contrôle en boucle fermée.

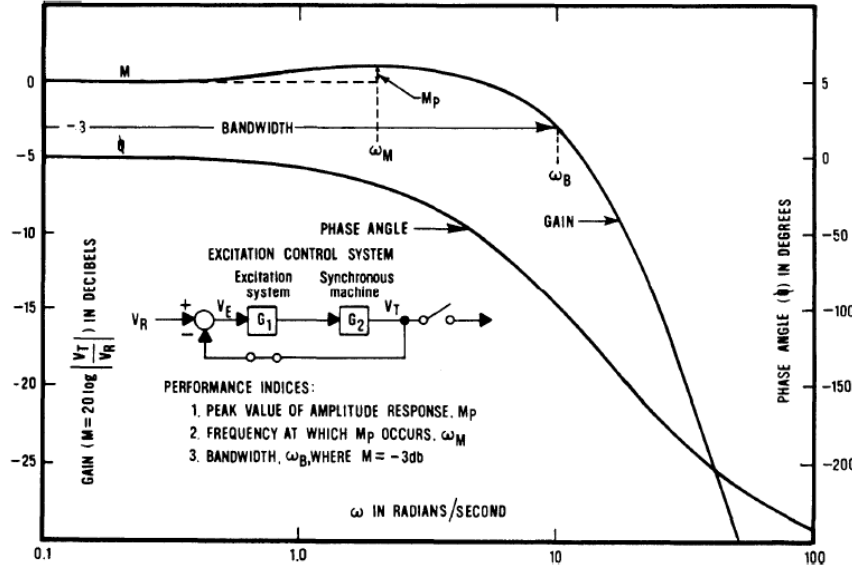


Fig. 5.4. La réponse fréquentielle typique en boucle fermée d'un système de contrôle d'excitation [78].

Comme mentionné précédemment, les paramètres des régulateurs du modèle équivalent ne sont pas connus au début de l'analyse dynamique. Ainsi, pour l'initialisation des paramètres des régulateurs, nous avons utilisé des paramètres par défaut qu'on trouve dans la littérature scientifique [25]. Les conditions considérées en boucle fermée sont exprimées ci-dessous.

Une première exigence concerne l'erreur statique (en régime permanent) en boucle fermée, qui doit être inférieure à une limite admissible. De cette façon il résulte une valeur minimale du gain en régime permanent. Dans ce cas d'étude, nous admettons une erreur statique inférieure à 5% :

$$K_A / (K_E + S_E + K_A) > 0.95 \quad (5.5)$$

Car $M = 20 \log(K_A / (K_E + S_E + K_A))$, donc $K_A / (K_E + S_E + K_A)$ représente l'erreur statique.

Afin d'évaluer la marge de stabilité, une relation d'ordre doit être établie entre les constantes de temps qui interviennent dans la fonction de transfert en boucle ouverte (5.3). Il est judicieux de considérer que la constante la plus grande soit T'_{d0} , car la boucle de régulation de tension doit être plus rapide que la machine asservie. En utilisant le même raisonnement, T_F a été choisie comme la constante de temps la plus petite à cause de la nécessité de rendre causal le stabilisateur de la boucle d'excitation (le faire réagir plus rapidement que la boucle de régulation dont la fonction de transfert est donnée par l'équation (5.3)). La valeur de la constante de temps d'excitation T_E a été choisie par défaut [25]. Ainsi, la relation d'ordre appropriée est donnée par (5.6).

$$T_F < T_A < T'_{d0} \quad (5.6)$$

Nous rappelons le fait que T'_{d0} a été antérieurement estimée en utilisant l'Optimisation par Essaim des Particules (PSO), dont le principe a été expliqué dans le chapitre 4.

Comme on peut le voir, la détermination des valeurs des constantes de temps du régulateur de tension dépend de la valeur de la constante de temps transitoire de la machine équivalente, d'où la nécessité de prendre en compte le calcul des paramètres de régulations de la machine équivalente dans le calcul de l'équivalent du réseau externe.

Pour résumer, les paramètres du régulateur sont calculés à partir de la valeur estimée de T'_{d0} , en prenant en compte (5.5), (5.6) et les conditions requises par les marges de stabilité (gain et phase).

Pour les constantes de temps T_B et T_C , nous avons utilisé des valeurs par défaut qu'on peut trouver dans la littérature scientifique [77], [78]. Pour une machine réelle qui doit être connectée sur un réseau électrique de transport, le calcul des constantes de temps T_B et T_C est réalisé pour respecter la convention de raccordement au réseau [79]. Pour un équivalent dynamique ce n'est pas le cas, d'où le choix fait pour les valeurs des deux constantes de temps.

5.2.2. La régulation de vitesse

La stabilité de la vitesse d'une machine synchrone est particulièrement importante afin d'obtenir une performance satisfaisante d'une unité de génération. Pour nos études de phénomènes basse fréquence, il faut donc utiliser un modèle adéquat de régulation de vitesse.

La Figure 5.5 montre la représentation générale d'un système de régulation de vitesse classique.

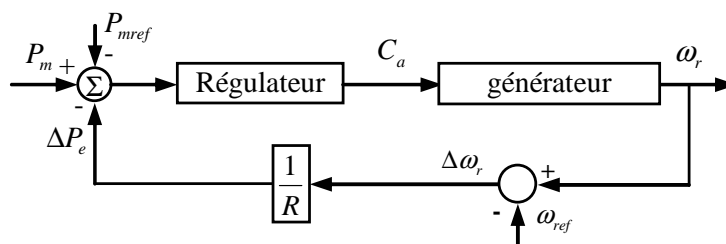


Fig. 5.5. Représentation générique de la régulation de vitesse.

Où P_m est la puissance mécanique (p.u.), C_a est le couple d'accélération (p.u.), $\Delta\omega_r$ est la déviation de la vitesse rotorique (p.u.), P_e est la puissance électrique (p.u.).

Quand une variation de charge a lieu, celle-ci est reflétée instantanément comme un changement du couple électrique C_e du générateur. Cela va causer un déséquilibre entre le couple mécanique C_m et le couple électrique C_e qui induit des variations de vitesse.

La fonction de transfert suivante donne la relation entre la vitesse du rotor et la relation entre les couples électrique et mécanique (couple d'accélération) (voir Figure 5.5).

$$\frac{\Delta\omega_r(s)}{C_a(s)} = \frac{1}{Hs + D} \text{ (p.u.)} \quad (5.7)$$

Où H est l'inertie de la machine synchrone et D est l'amortissement de la machine synchrone.

La modélisation des éléments de la régulation de vitesse est décrite en totalité dans [25].

De la même manière que dans le cas de la régulation de tension, pour la fonction de transfert de la régulation de vitesse nous avons choisi de modéliser la machine synchrone comme une fonction de transfert du premier ordre.

Le contrôle de la fréquence est réalisé, comme nous l'avons déjà dit dans le paragraphe 2.2, en prenant en compte le statisme $1/R = \Delta P/\Delta f$ qui est le rapport entre la variation de puissance et la variation de la fréquence [25]. En général, la valeur du statisme se situe entre 3% et 6%, en fonction du type de générateur (hydraulique, nucléaire, thermique classique) et de sa participation au réglage primaire de fréquence. Pour notre cas, nous avons choisie une valeur moyenne de 4%.

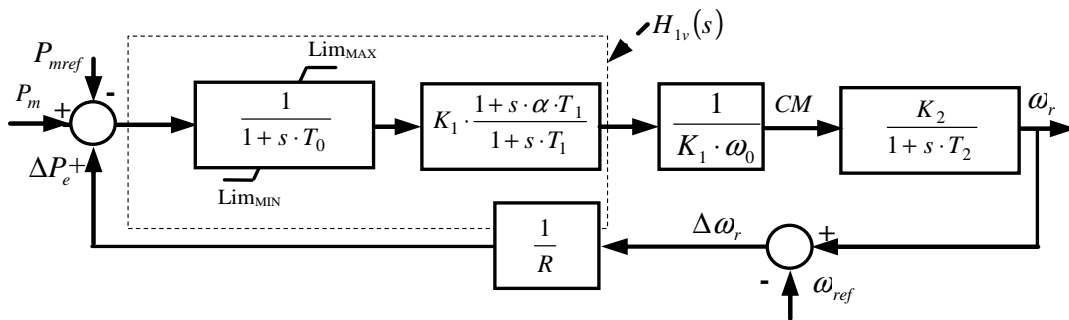


Fig. 5.6. Le schéma du régulateur de vitesse [22].

Sur la Figure 5.6, Lim_{\max} et Lim_{\min} sont les valeurs limites maximale et minimale imposées à la machine par le régulateur. Du point de vue physique, Lim_{\max} représente la réserve primaire de puissance active de la machine, Lim_{\min} est la limite en dessous de laquelle la machine fonctionne avec un trop mauvais rendement, K_1 est le gain, T_1 et αT_1 sont les constantes de temps du filtre passe bas, ω_0 est la vitesse nominale, $\Delta\omega_r$ est la déviation de la vitesse

rotorique. La valeur de R détermine la vitesse en régime permanent versus la caractéristique de charge de l'unité de génération. Il s'agit du statisme de la boucle de vitesse. R est la variation de vitesse, $\Delta\omega$, ou de fréquence, Δf , induite par une variation de la puissance produite ΔP nécessaire pour compenser une variation de charge.

$$\begin{cases} \frac{K_2}{\omega_0} = K_c \\ K_2 = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot D} \\ T_2 = \frac{2 \cdot H}{D} \end{cases} \quad (5.8)$$

La fonction de transfert du régulateur de vitesse est donnée par (5.9).

$$H_{lv}(s) = \frac{K_1 \cdot (1 + \alpha \cdot T_1 \cdot s)}{(1 + T_0 \cdot s)(1 + T_1 \cdot s)} \quad (5.9)$$

La fonction de transfert en boucle ouverte du schéma de régulation de vitesse est donnée par :

$$H_{ov}(s) = \frac{K_2 \cdot (1 + \alpha \cdot T_1 \cdot s)}{\omega_0 (1 + T_0 \cdot s)(1 + T_1 \cdot s)(1 + T_2 \cdot s)} \frac{1}{R} \quad (5.10)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_{ov} = \frac{\frac{K_2 \cdot (1 + \alpha \cdot T_1 \cdot s)}{(1 + T_0 \cdot s)(1 + T_1 \cdot s)(1 + T_2 \cdot s)}}{1 + \frac{K_2 \cdot (1 + \alpha \cdot T_1 \cdot s)}{(1 + T_0 \cdot s)(1 + T_1 \cdot s)(1 + T_2 \cdot s)} \frac{1}{R}} \quad (5.11)$$

La constante de temps T_2 et la constante K_2 sont facilement calculées en utilisant la relation (5.8), car elles dépendent des paramètres D et H , qui sont des paramètres de la machine équivalente antérieurement estimés avec la PSO (voir chapitre 4). La valeur de α a été prise par défaut ($\alpha = 0.5$) [22].

La constante de temps T_0 est connue et exprimée par :

$$T_0 = \left(\frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \right) \cdot 100 \quad (5.12)$$

où: ω_{NL} est la vitesse du rotor en régime permanent à vide, ω_{FL} est la vitesse du rotor en régime permanent en charge.

En ce qui concerne la constante de temps T_1 , elle est choisie afin d'assurer une certaine marge de stabilité souhaitée. Il faut préciser que dans ce cas, la marge de stabilité est donnée par un seul paramètre, nommé la marge de phase ϕ_m , en utilisant la caractéristique en boucle ouverte (5.10), qui est similaire avec celle représentée dans la Figure 5.3. Le schéma du calcul des

paramètres de la machine synchrone en utilisant la PSO est donné par la Figure 4.3. Le schéma de l'algorithme du concept proposé est donné par la Figure 5.7.

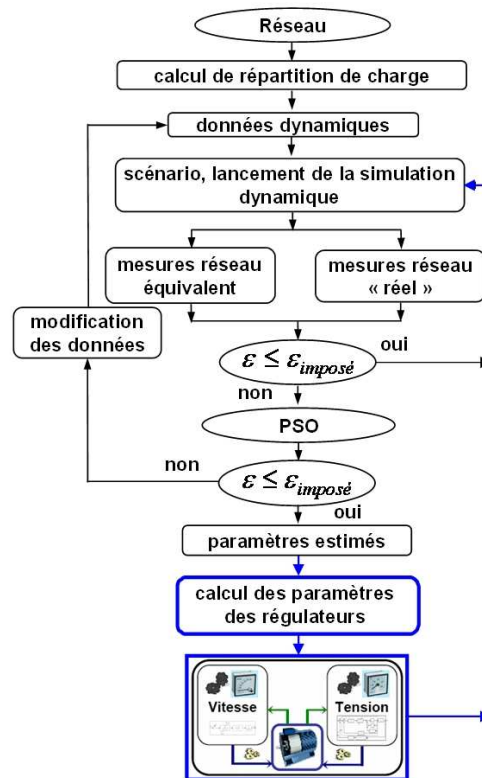


Fig. 5.7. Le diagramme de la méthode de calcul proposée.

5.2.3. Application au niveau du réseau de transport

Nous avons défini la manière dont le calcul des paramètres des régulateurs est intégré dans la nouvelle technique d'identification de système. Nous allons, par la suite, réaliser des tests de validation afin de montrer l'efficacité de cette nouvelle méthode.

Nous avons proposé plusieurs scénarii utilisant le réseau test IEEE 39 nœuds décrit dans le chapitre 4 afin de valider le nouvel algorithme.

Il faut noter que les paramètres de la machine n'ont été estimés que pour le scénario de variation de charge et utilisés tels quels pour les autres scénarii aussi. Pour le cas d'identification d'équivalent dynamique incluant le calcul des paramètres des régulateurs, comme pour le cas sans calcul des paramètres des régulateurs, les paramètres de la machine équivalente sont les mêmes. Seuls les paramètres des régulateurs changent, car ils sont calculés en utilisant le nouveau procédé proposé.

Comme l'estimation de paramètres et le calcul des paramètres des régulateurs n'ont été réalisés que pour le scénario de variation de charge, les résultats d'équivalent sans calcul de régulateurs ne sont montrés que pour ce scénario. Les deux autres cas sont illustrés comme

une comparaison entre le comportement du réseau complet et celui du réseau équivalent avec calcul de régulations.

Variation de charge

Nous avons effectué une simulation avec une variation de charge de 5% initiée à l'instant $t = 5$ s dans la zone interne (voir Figure 4.1). Les Figures 5.8 et 5.9 montrent la comparaison entre les réponses en tension et en courant du système complet et du système équivalent identifié à base de PSO, avec et sans calcul des régulateurs.

Court-circuit

Un court-circuit fugitif a été initié à l'instant $t = 5$ s dans la zone interne, au nœud 7 (voir Figure 4.1). Les Figures 5.10 et 5.11 montrent la comparaison entre les réponses du système complet et du système équivalent identifié à base de PSO, avec calcul des régulateurs.

Perte de ligne

La perte de la ligne 4-5 a été simulée à l'instant $t = 5$ s dans la zone interne (voir Figure 4.1). Les Figures 5.12 et 5.13 montrent la comparaison entre les réponses du système complet et du système équivalent identifié à base de PSO avec calcul des régulateurs.

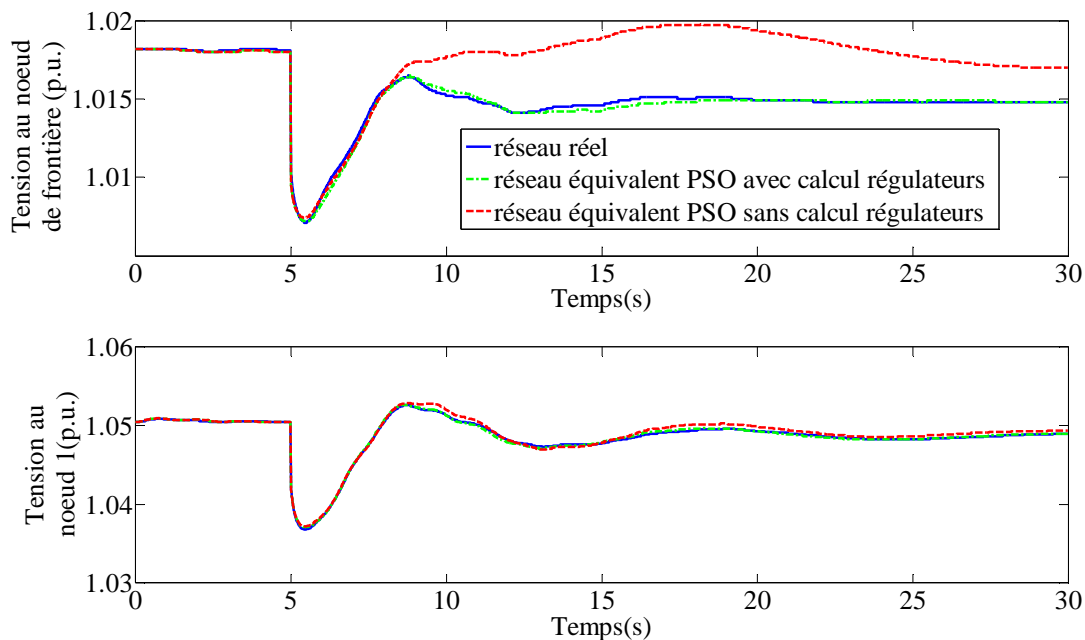


Fig. 5.8. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1 dans le cas de variation de charge.

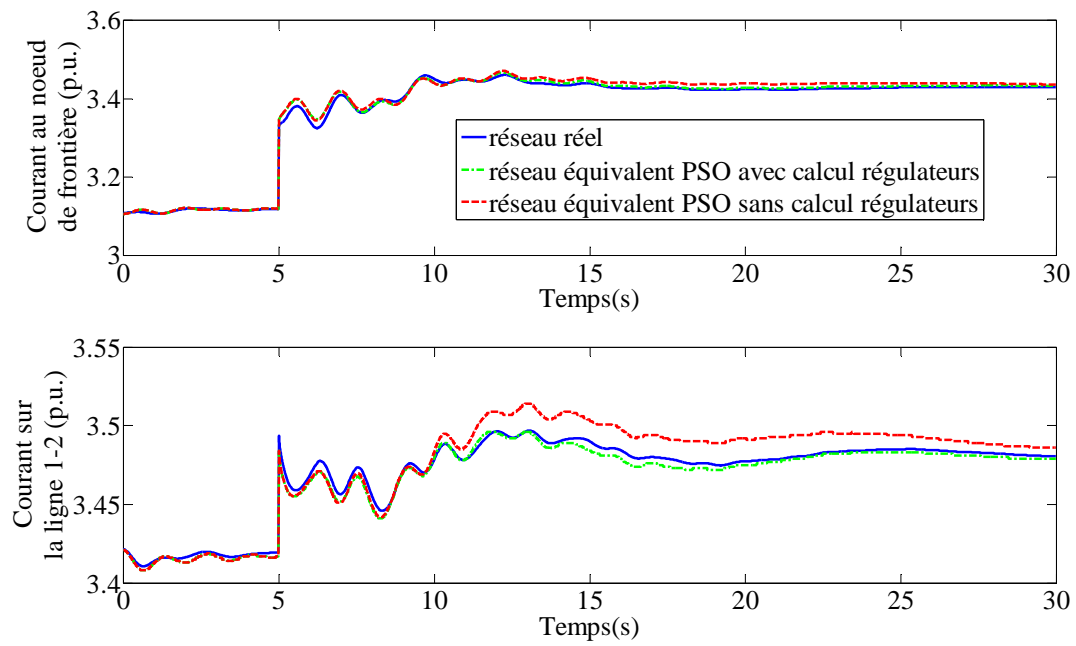


Fig. 5.9. L'évolution du courant obtenu sur les lignes 16-15 et 2-30 dans le cas de variation de charge.

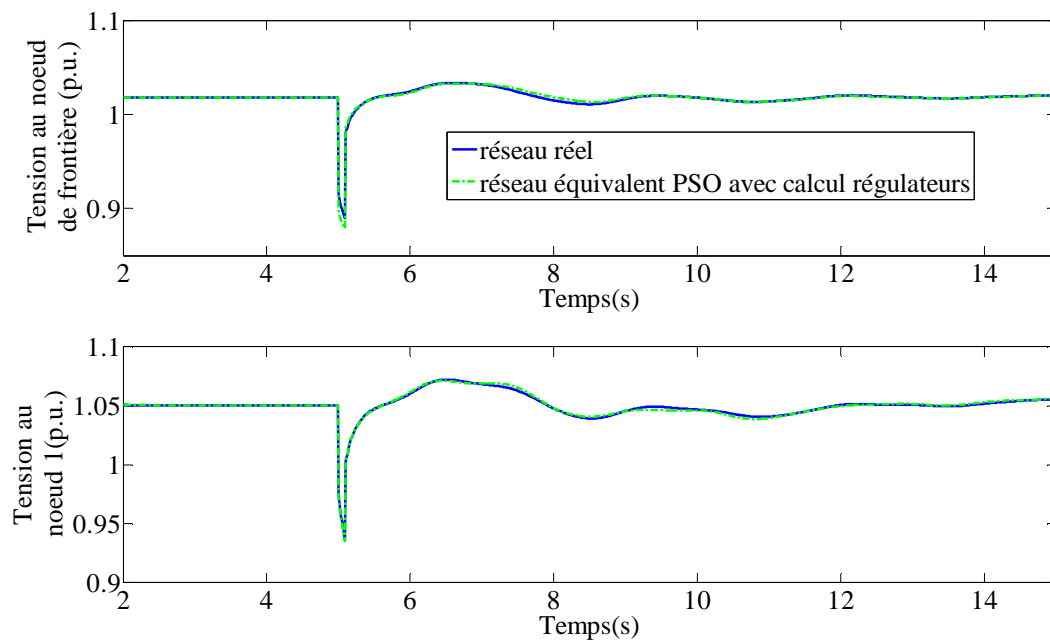


Fig. 5.10. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1 dans le cas d'un court-circuit.

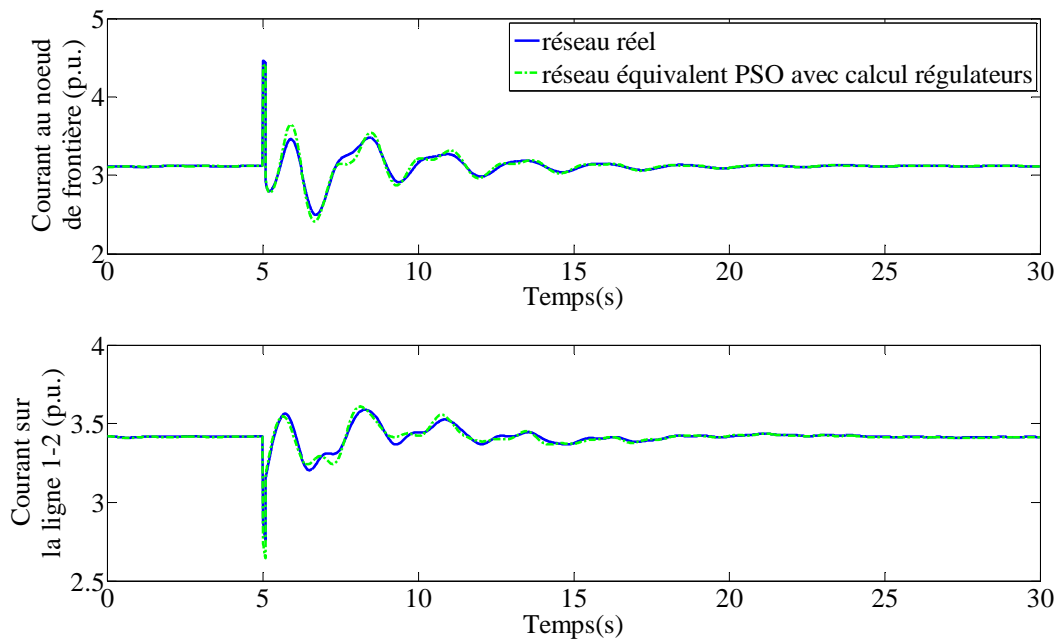


Fig. 5.11. L'évolution du courant obtenu sur les lignes 16-15 et 2-30 dans le cas d'un court-circuit.

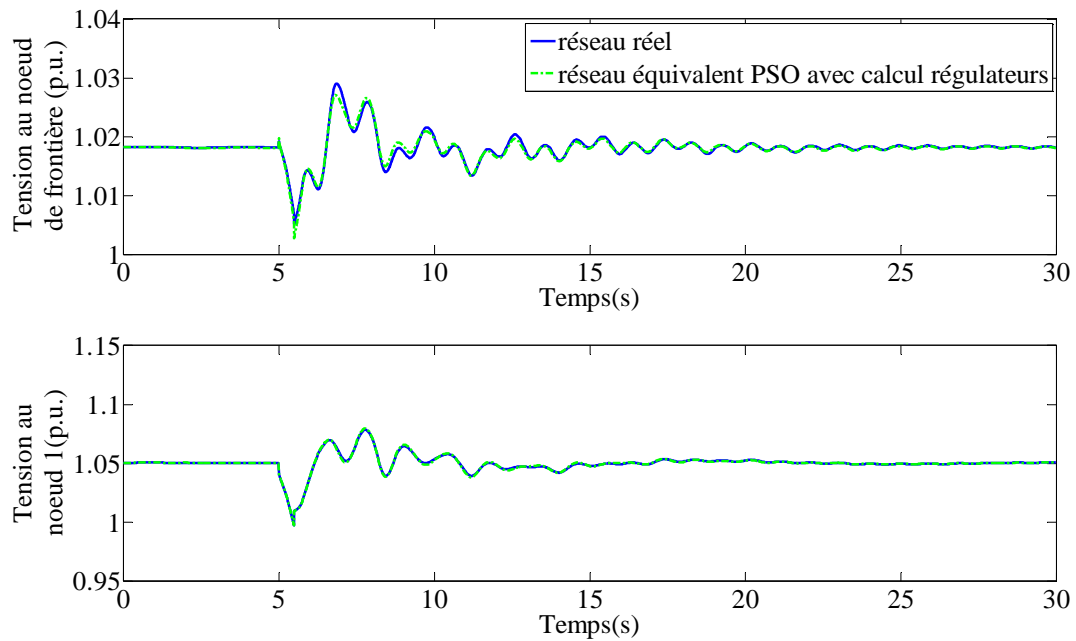


Fig. 5.12. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1 dans le cas de perte d'une ligne.

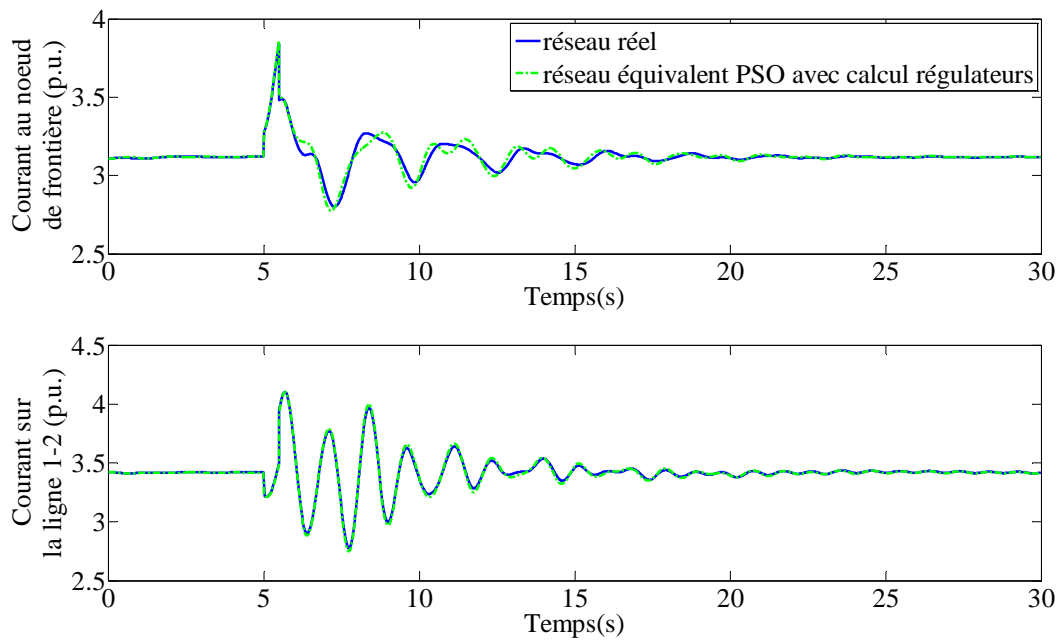


Fig. 5.13. L'évolution du courant obtenu sur les lignes 16-15 et 1-2 dans le cas de perte d'une ligne.

Les résultats obtenus pour ces scénarii sont illustrés dans les Figures 5.8 à 5.13. En ligne pleine est représentée la réponse du système complet. La réponse du système équivalent à base de PSO sans et avec calcul des paramètres des régulateurs est représentée en ligne tirée et pointillée respectivement. Les valeurs des paramètres estimés pour la machine et calculés pour les régulateurs sont données dans les tableaux 5.1 à 5.3.

S_N (MVA)	P_N (MW)	P_A (MW)	X_d (p.u.)	X_q (p.u.)	X'_d (p.u.)	T'_{d0} (s)	D (p.u.)	H (MWS/ MVA)
3000	3000	2784	2.5	2.5	0.72	26	1	6.5

Tableau 5.1. Les paramètres estimés du modèle équivalent.

K_A (-)	K_E (-)	K_F (-)	T_A (s)	T_B (s)	T_C (s)	T_E (s)	T_F (s)
20	1	0.07	0.346	1	1	1	8.67

Tableau 5.2. Les paramètres calculés du régulateur de tension du modèle équivalent.

α (-)	K_1 (-)	T_0 (s)	T_1 (s)	K_2 (-)	T_2 (s)
0.3	0.5	0.08	1.3	0.16	13

Tableau 5.3. Les paramètres calculés du régulateur de vitesse du modèle équivalent.

On peut observer que la réponse de l'équivalent obtenue avec le calcul des régulateurs est très proche de la réponse du système complet en terme d'évolution de la tension et du courant au niveau du nœud de frontière. Sans le calcul des régulateurs, le comportement de l'équivalent est moins efficace. En ce qui concerne l'évolution de la tension au niveau d'un nœud éloigné par rapport au nœud de frontière, on peut observer que toutes les réponses sont superposées. Ceci montre encore une fois qu'il est nécessaire de regarder ce qui se passe à la frontière pour évaluer la performance d'un équivalent dynamique.

Après avoir analysé ces résultats, plusieurs observations peuvent être faites:

En utilisant le concept proposé, le modèle équivalent donne des résultats plus efficaces, qui sont très proches de ceux du système complet dans toutes les situations proposées.

Les paramètres du modèle équivalent ont été estimés et calculés pour un seul scénario - le scénario de variation de charge. Pour les autres scénarii, la même série de paramètres a été utilisée et la précision est restée très élevée. Cela confirme la robustesse de la méthode proposée.

Le calcul des paramètres des régulateurs a prouvé son efficacité en donnant de très bons résultats en termes de précision et a permis la validation du modèle équivalent pour plusieurs types d'événement. De plus, il est à noter qu'afin d'estimer et de calculer les paramètres du modèle équivalent, aucune connaissance préalable n'est nécessaire en termes de données ou de la topologie du système externe, les mesures visent uniquement le nœud de frontière pour la technique d'identification proposée.

Nous allons effectuer par la suite une étude paramétrique sur un réseau de distribution test qui nous montrera si il est nécessaire d'appliquer la nouvelle méthode de calcul dans le cas d'un réseau de distribution avec insertion de production décentralisée.

5.3. Etude paramétrique - extension d'étude sur un réseau électrique de distribution

Afin de tester la robustesse et la précision des modèles d'équivalents dynamiques réalisés au niveau du réseau de distribution dans le paragraphe 4.5 nous proposons par la suite deux études paramétriques :

- ◆ la première consiste à modifier le taux de pénétration de GEDs dans le réseau de distribution ;
- ◆ la deuxième consiste à étudier l'impact des modèles d'équivalents de réseau de distribution proposés dans le paragraphe 4.5 sur la précision des résultats dans le cas de la connexion de plusieurs équivalents dynamiques dans le réseau de transport standard « 4 machines » [25], [60] (représenté en détail).

5.3.1. Influence du taux d'insertion de GEDs sur la performance de l'équivalent dynamique du réseau électrique

Le réseau de distribution qui a servi de base pour notre étude a été déjà décrit dans le paragraphe 4.5, comme on l'a déjà précisé.

Nous sommes intéressés de voir si les modèles d'équivalents que nous avons proposé dans le paragraphe 4.5 restent valables pour des forts taux de pénétration de GEDs. Pour ce faire, nous sommes partis de l'état initial du réseau (voir Tableau 5.4) et nous avons augmenté le taux de pénétration de GEDs sur les départs qui intégraient déjà des GEDs et qui ne dépassaient pas un taux de 100%. Comme l'intérêt de cette étude est de montrer l'impact dynamique des forts taux de pénétration, nous ne sommes pas partis du taux de pénétration 0%, car cela ne représente aucun intérêt au niveau de la dynamique du système.

Ainsi, nous avons effectué des simulations en augmentant le taux de pénétration de GEDs par rapport à la consommation enregistrée au niveau des 5 départs du réseau de distribution en trois étapes : 57%, 64% et 76%. Il faut préciser que nous n'avons pas changé le taux de pénétration de GEDs au niveau du deuxième et troisième départ, car il était déjà à 100%. En ce qui concerne le cinquième départ, le taux de pénétration était de 0% et nous ne l'avons pas non plus modifié. Le tableau 5.4 synthétise les 3 cas de simulation réalisés.

Pour les 3 cas de simulation proposés, nous avons pris en compte 2 scénarii : une variation brusque de charge de 5% au niveau du réseau de transport et un court-circuit fugitif sur la ligne 7-8 du réseau de transport. Les équivalents dynamiques et leurs paramètres sont ceux qui ont été présentés dans le paragraphe 4.5. Les résultats des simulations sont donnés dans les Figures 5.14 à 5.25.

		Départ 1	Départ 2	Départ 3	Départ 4	Départ 5	RED
Situation initiale	consommation (MW)	3.75	2.3	6.47	3.7	21.17	4.95
	GED (type, puissance fournie) (MW)	Hydro: 0.68	PAC: 2.25	Eol: 5 PV : 1	Hydro: 1.85	-	-
	taux de pénétration	20 %	100 %	100 %	50 %	0 %	51 %
Cas 1		50 %	100 %	100 %	50 %	0 %	57 %
Cas 2		70 %	100 %	100 %	70 %	0 %	64 %
Cas 3		100 %	100 %	100 %	100 %	0 %	76 %

Tableau 5.4. Les cas de simulation pris en compte.

Dans le paragraphe 4.5, nous avons expliqué que pour un faible taux de pénétration de GEDs, des modèles simples d'équivalent dynamique peuvent être utilisés afin de représenter le comportement des réseaux électriques externes. Nous vérifierons par la suite si ces mêmes modèles pourront être utilisés pour des taux de pénétration plus importants.

5.3.1.1. Cas 1 - taux de pénétration de GEDs de 57 %

Variation brusque de charge de 5 % au niveau du réseau de transport

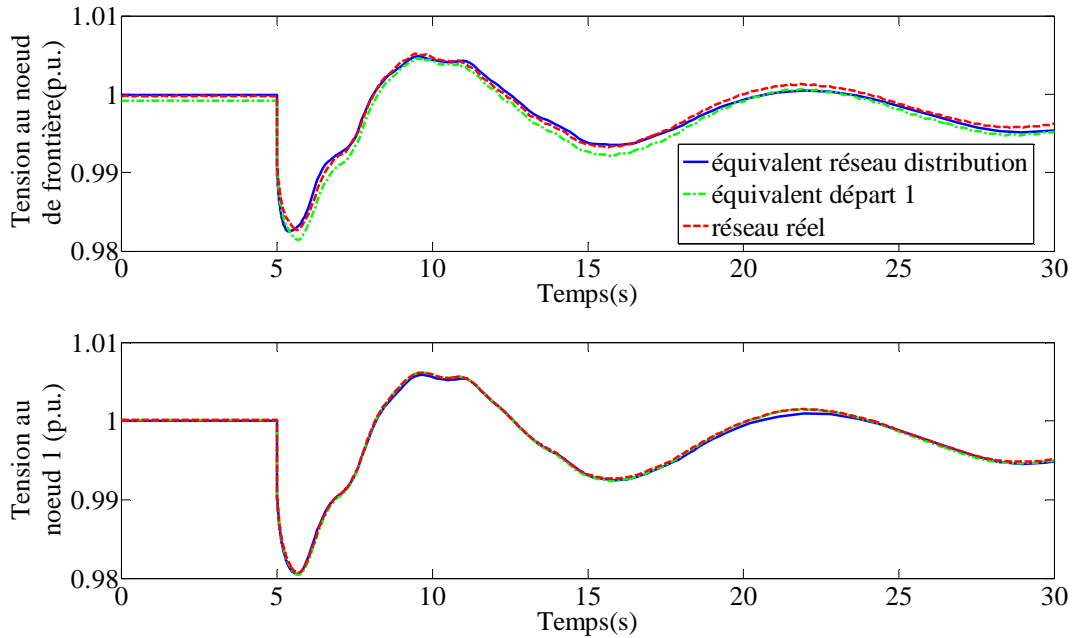


Fig. 5.14. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1.

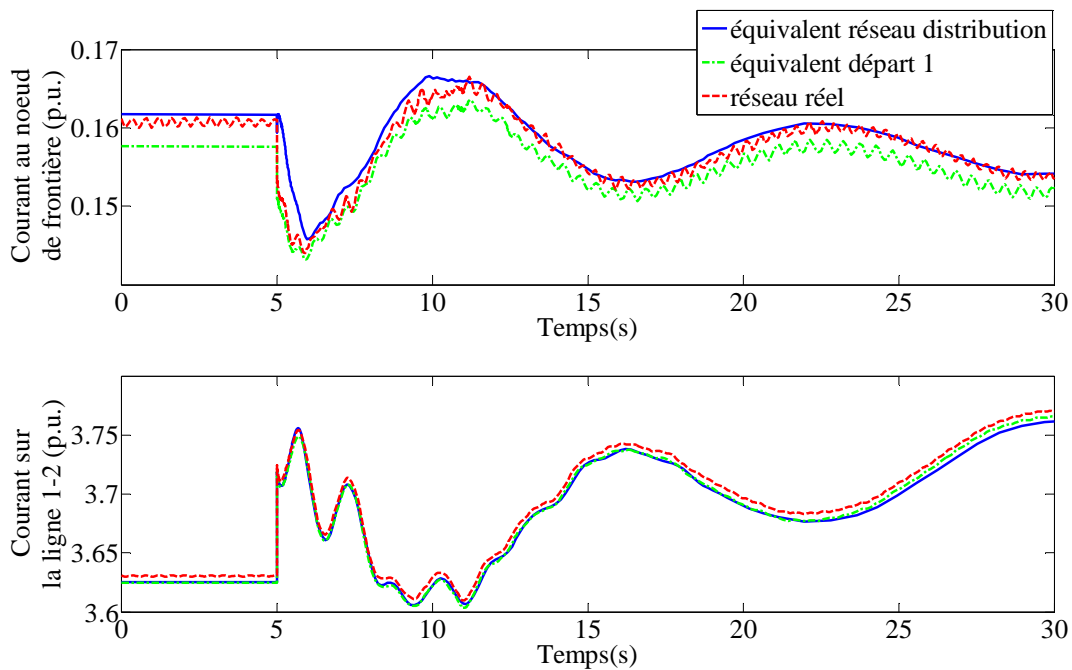


Fig. 5.15. L'évolution du courant obtenu à la frontière entre le réseau interne et le réseau externe et sur la ligne 1-2.

Court-circuit fugitif sur la ligne 7-8 du réseau de transport

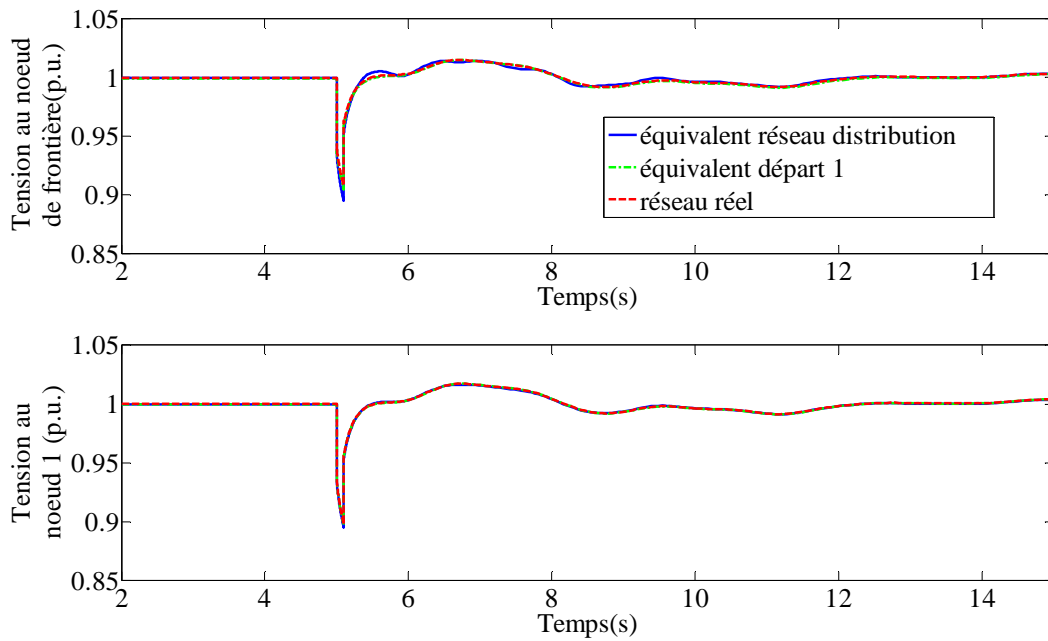


Fig. 5.16. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1.

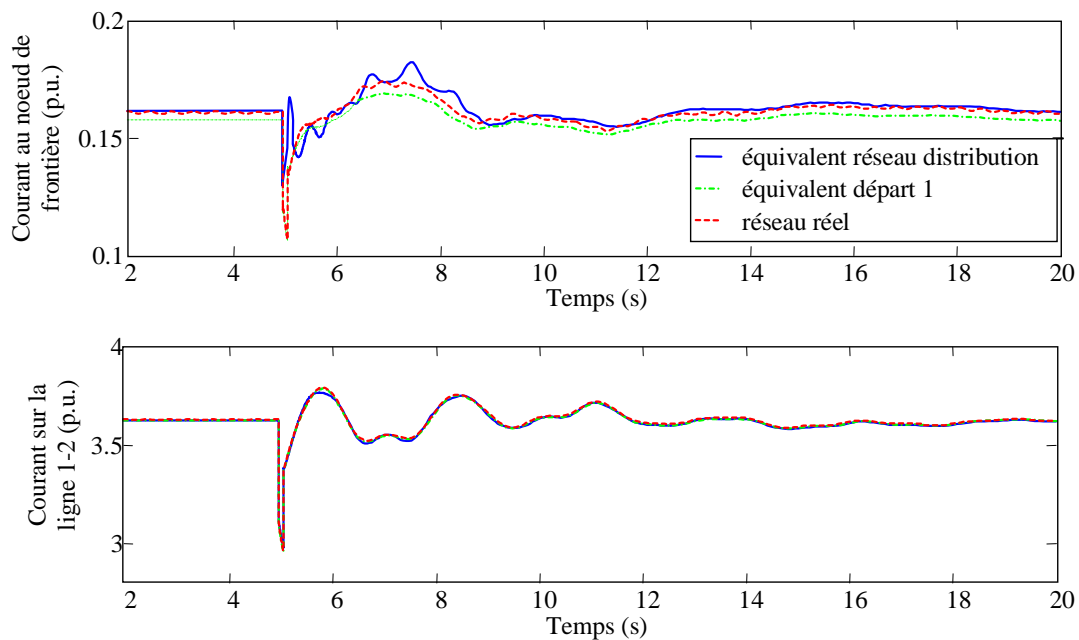


Fig. 5.17. L'évolution du courant obtenu à la frontière entre le réseau interne et le réseau externe et sur la ligne 1-2.

Dans le cas de la variation de la charge, on voit un très bon comportement au niveau de la tension à la frontière entre le réseau interne et le réseau externe. Au niveau de l'évolution du courant, si on regarde au niveau de la frontière, on observe que la précision des résultats a diminué, tout en restant assez satisfaisante pour l'équivalent du 1^{er} départ. En ce qui concerne l'équivalent du réseau de distribution, la précision a diminué aussi par rapport à l'état initial présenté dans le paragraphe 4.5.

Si on regarde loin de la frontière, les allures du courant et de la tension dans le cas du réseau équivalent sont superposées aux celles du réseau complet.

Dans le cas du court-circuit, la précision des modèles équivalents reste bonne en terme de tension. Par contre, en ce qui concerne le courant au niveau de la frontière, le comportement de l'équivalent du départ 1 reste très bon, mais le comportement de l'équivalent du réseau de distribution n'est plus le même que celui du réseau complet. Si on regarde loin de la frontière, le comportement du modèle équivalent en terme du courant, reste très bon.

5.3.1.2. Cas 2 – taux de pénétration de GEDs de 64 %

Variation brusque de charge de 5 % au niveau du réseau de transport

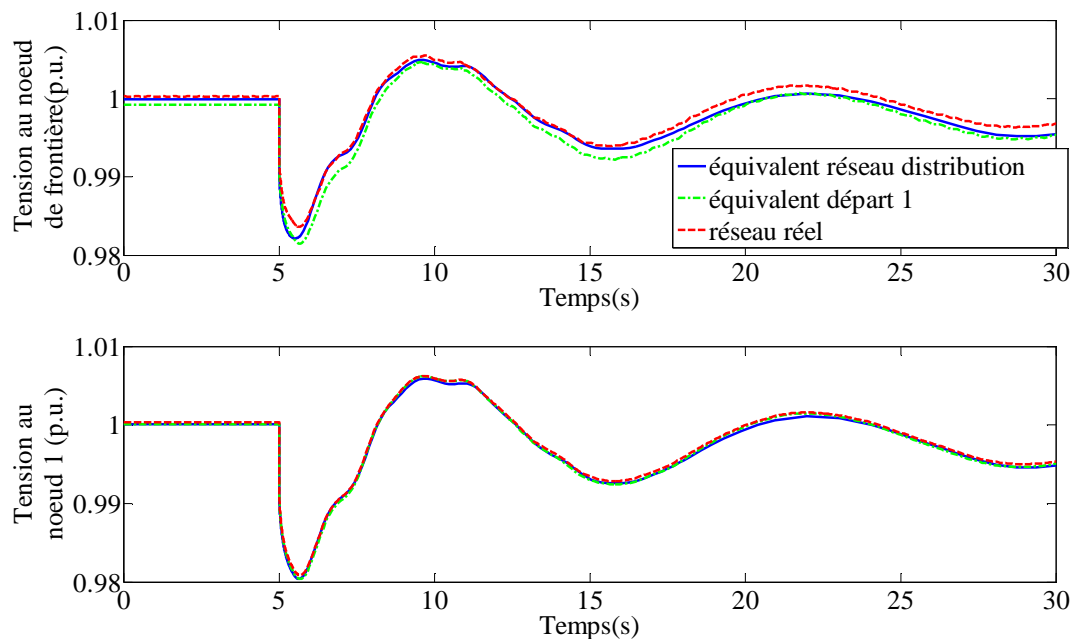


Fig. 5.18. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1.

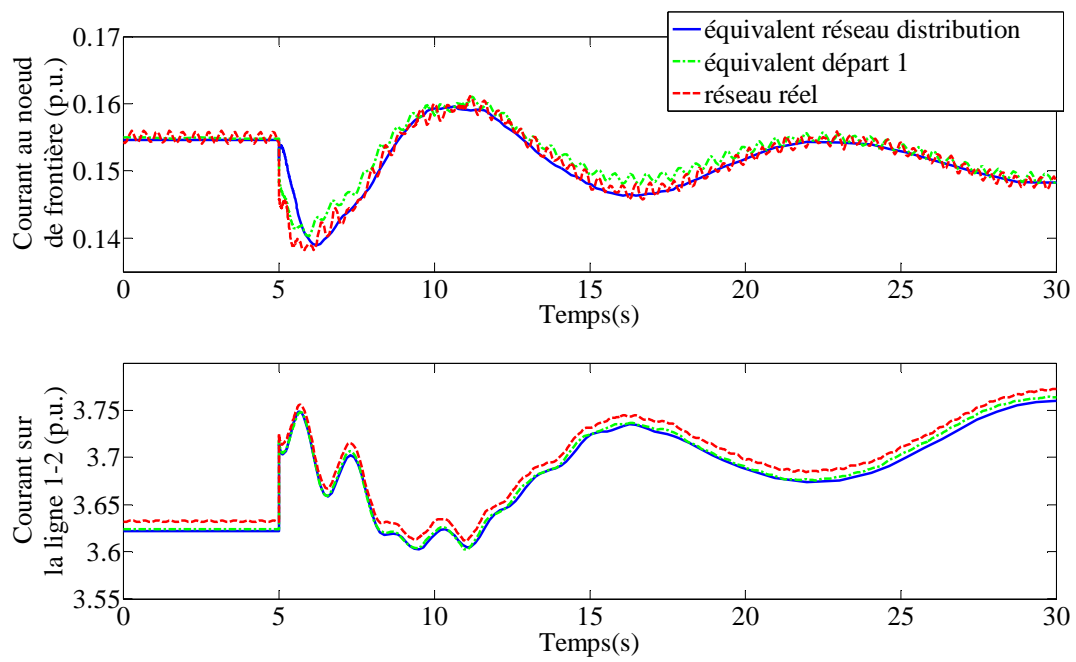


Fig. 5.19. L'évolution du courant obtenu à la frontière entre le réseau interne et le réseau externe et sur la ligne 1-2.

Court-circuit fugitif sur la ligne 7-8 du réseau de transport

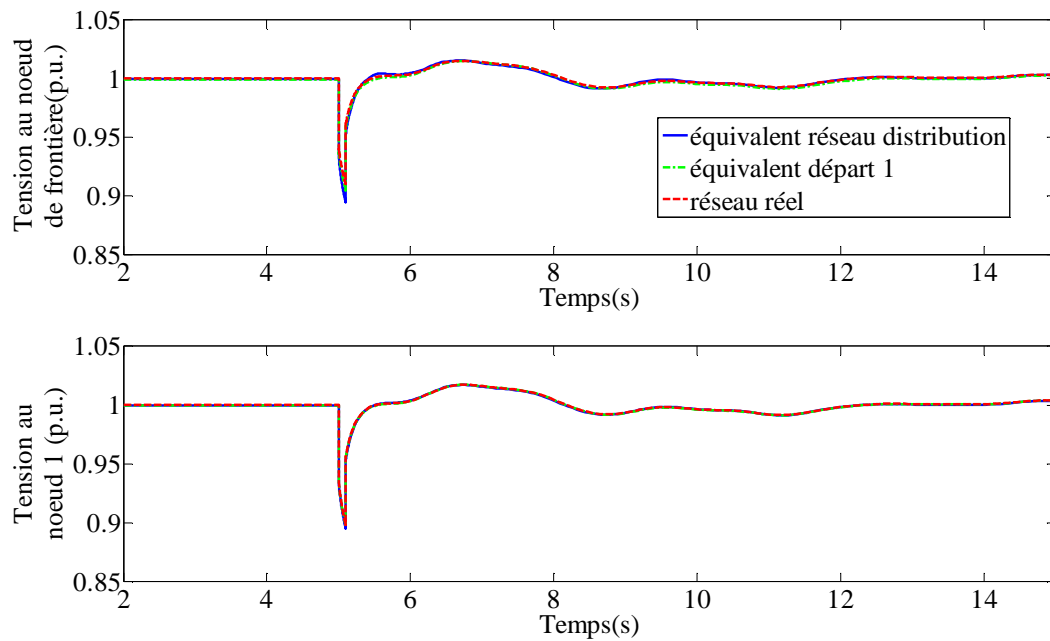


Fig. 5.20. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1.

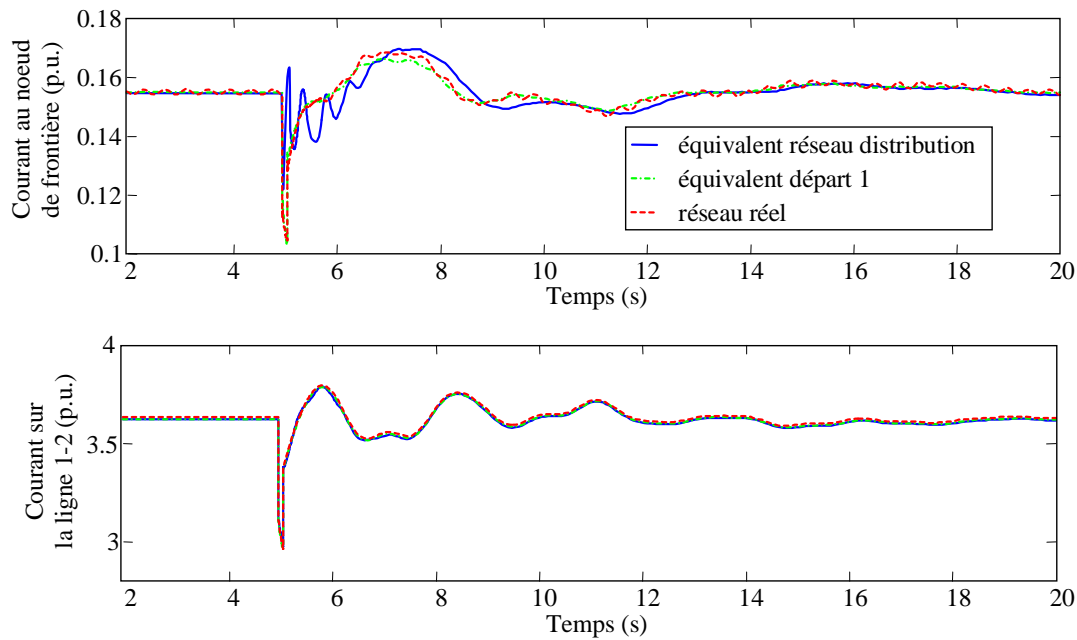


Fig. 5.21. L'évolution du courant obtenu à la frontière entre le réseau interne et le réseau externe et sur la ligne 1-2.

Dans ce cas, la précision des équivalents dynamiques en terme de tension que ce soit au niveau de la frontière ou loin de la frontière reste bonne.

En ce qui concerne la précision des équivalents en terme de courant, dans le cas de l'équivalent du départ 1 reste bonne. Par contre, on peut voir d'une part que la précision des résultats de l'équivalent a diminuée et d'autre part, que l'équivalent n'est plus robuste. Si dans le cas de la variation de charge les paramètres de la machine restent valables, pour le cas du court-circuit, il va falloir relancer une simulation afin d'obtenir une précision raisonnable pendant l'événement.

5.3.1.3. Cas 3 - taux de pénétration de GEDs de 76 %

Variation brusque de charge de 5 % au niveau du réseau de transport

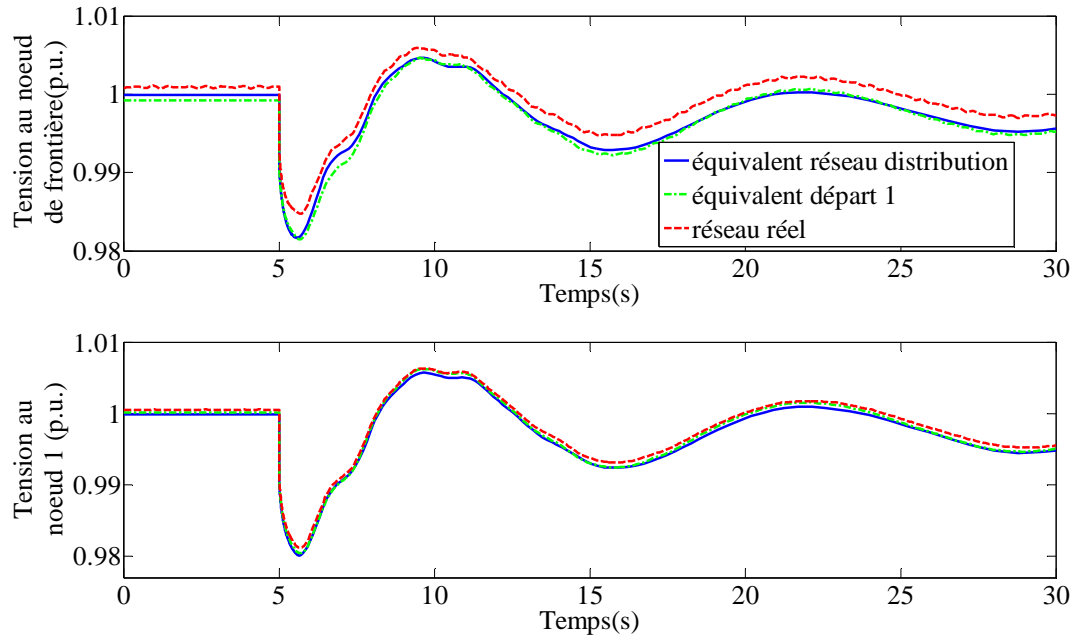


Fig. 5.22. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1.

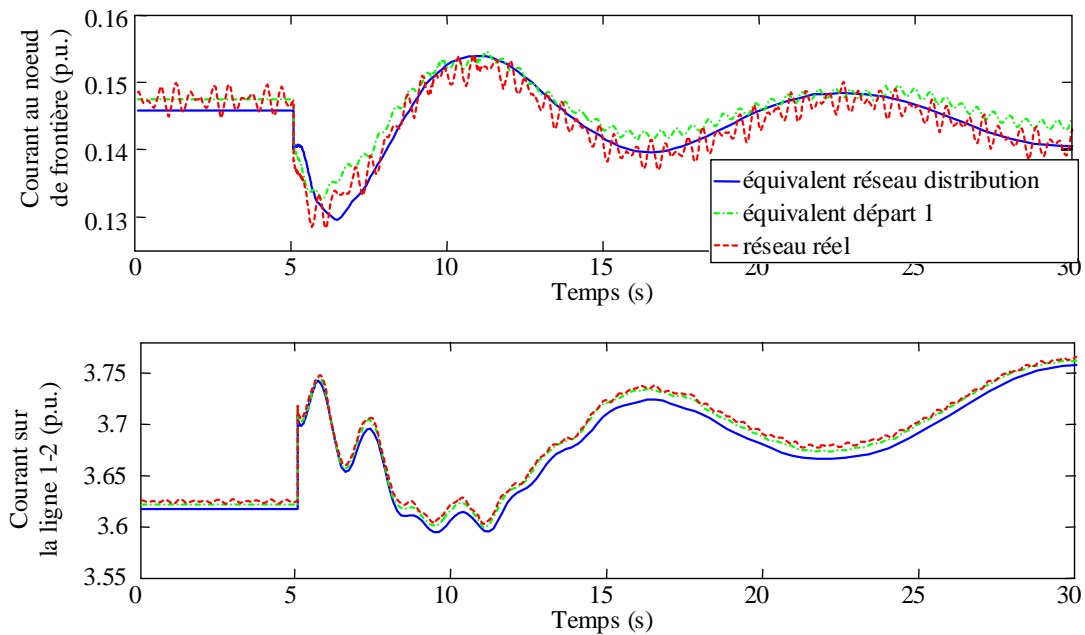


Fig. 5.23. L'évolution du courant obtenu à la frontière entre le réseau interne et le réseau externe et sur la ligne 1-2.

Court-circuit fugitif sur la ligne 7-8 du réseau de transport

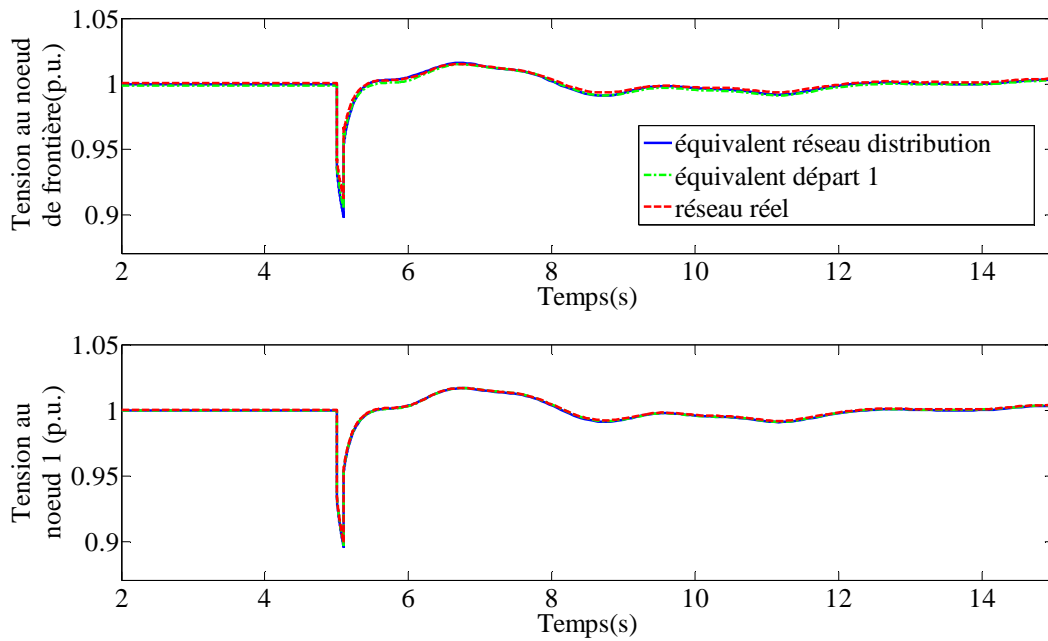


Fig. 5.24. L'évolution de la tension obtenue au nœud de frontière entre le réseau interne et le réseau externe et au nœud 1.

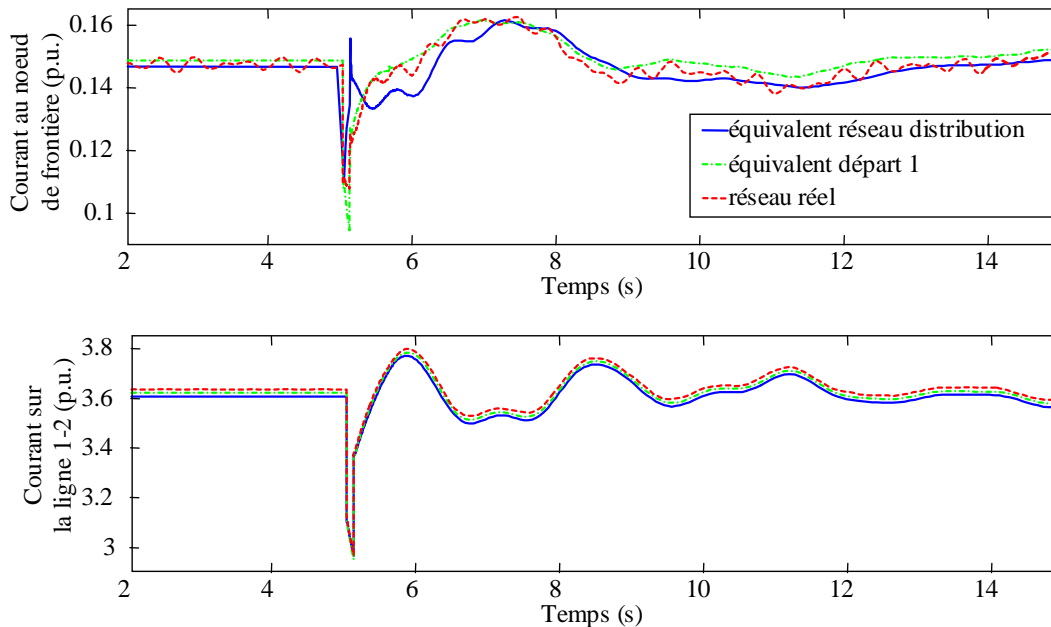


Fig. 5.25. L'évolution du courant obtenu à la frontière entre le réseau interne et le réseau externe et sur la ligne 1-2.

Le cas de taux de pénétration des GEDs de 76 % est le cas le plus contraignant. Le comportement des deux équivalents dynamiques proposés est devenu moins performant.

En terme de tension, que l'on se place au niveau de la frontière ou loin de la frontière, la précision reste satisfaisante pour les deux scénarii.

En terme de courant, si on se place loin de la frontière, l'équivalent dynamique donne des résultants satisfaisants. Par contre, lorsqu'on se place au nœud de la frontière, on peut conclure, comme dans le cas précédent, que la représentation du réseau de distribution par une machine synchrone simple et une charge ayant les mêmes paramètres que dans le cas initial (voir Tableau 5.4 et Tableau 4.3) ne suffit plus. Il va donc falloir proposer et utiliser, en perspective, d'autres modèles plus complexes d'équivalents dynamiques.

5.3.2. Influence de plusieurs équivalents dynamiques sur la dynamique du réseau électrique et sur la précision des résultats

Jusqu'à présent, nous n'avons fait qu'un seul équivalent à la fois (une zone interne et une zone externe), mais dans le cas d'un GRT qui veut simuler son réseau de transport, il aura une multitude de réseaux de distribution externes à équivaloir, d'où l'idée de tester deux équivalents à la fois, dans un premier temps.

Le réseau test utilisé pour ce type d'étude est composé par un réseau de transport « 4 machines » [25] présenté dans la Figure 5.26. Il s'agit d'un réseau simple, comportant deux zones de production éloignées, séparées par des lignes d'interconnexion très chargées.

A ce réseau test, nous avons connecté deux réseaux de distribution identiques à celui utilisé précédemment et dont la description est donnée dans le paragraphe 4.5 (voir Figure 4.17).

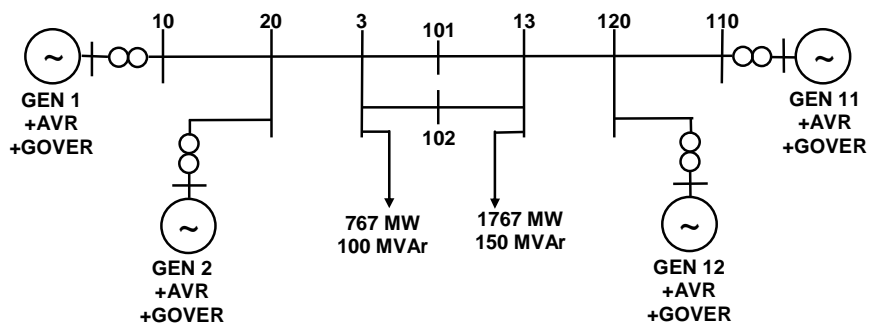


Fig. 5.26. Schéma du réseau de transport 4 machines [60].

Les deux réseaux de distribution sont connectés aux nœuds 3 et 13 comme montré dans la Figure 5.27. Le modèle équivalent des deux réseaux de distribution est celui présenté dans le paragraphe 4.5 (voir la Figure 4.18), c'est-à-dire une machine synchrone et une charge impédante. Les paramètres restent aussi les mêmes que ceux présentés dans le paragraphe 4.5 (voir Tableau 4.3).

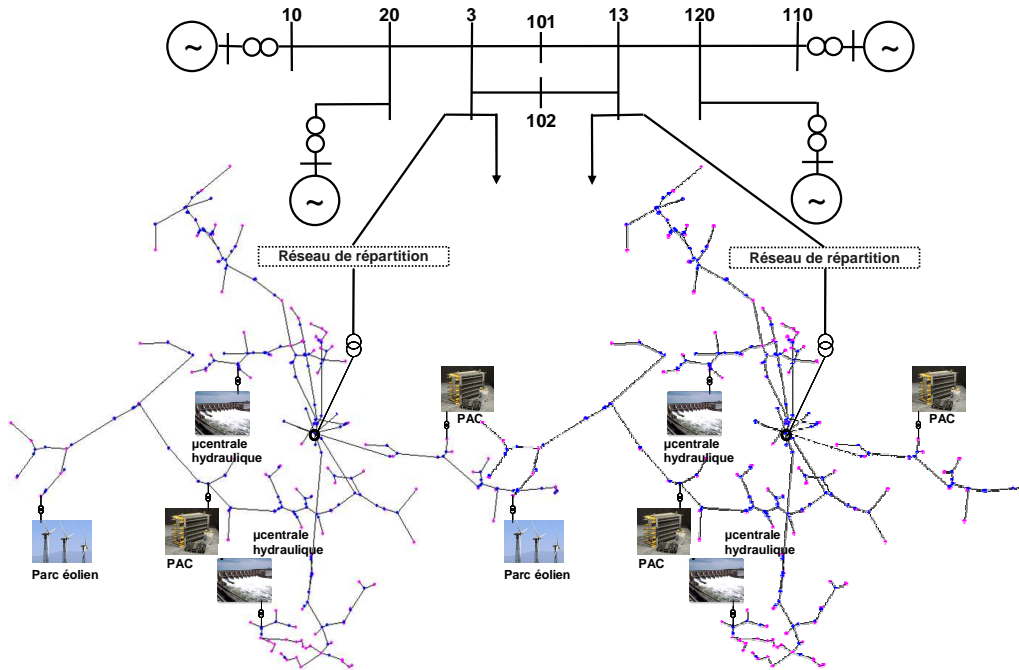


Fig. 5.27. Le schéma du réseau test utilisé.

De façon analogue aux simulations précédents, afin de vérifier l'efficacité des deux équivalents dynamiques nous avons utilisé deux scénarii : une variation brusque de charge de 5 % au niveau du réseau de transport et un court circuit fugitif sur la ligne 101-13. Le comportement de l'équivalent dynamique en terme de tension est présenté dans les Figures 5.28 et 5.30 et le comportement en terme de courant est présenté dans les Figures 5.29 et 5.31.

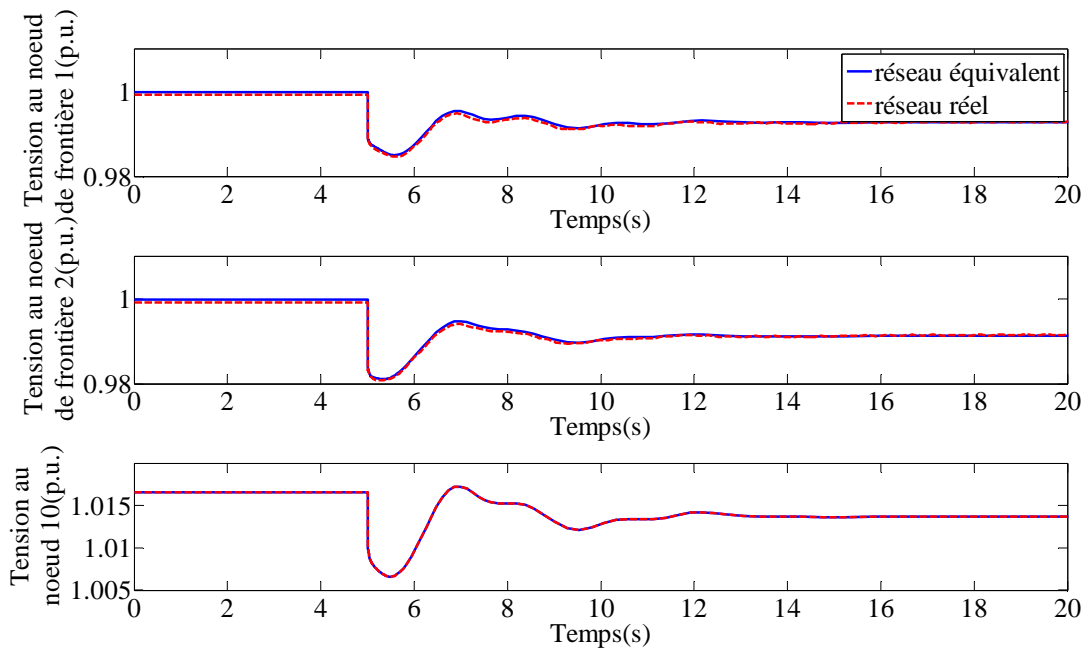


Fig. 5.28. L'évolution de la tension obtenue aux nœuds de frontière entre le réseau interne et les réseaux externes et au nœud 10 dans le cas d'une variation de charge.

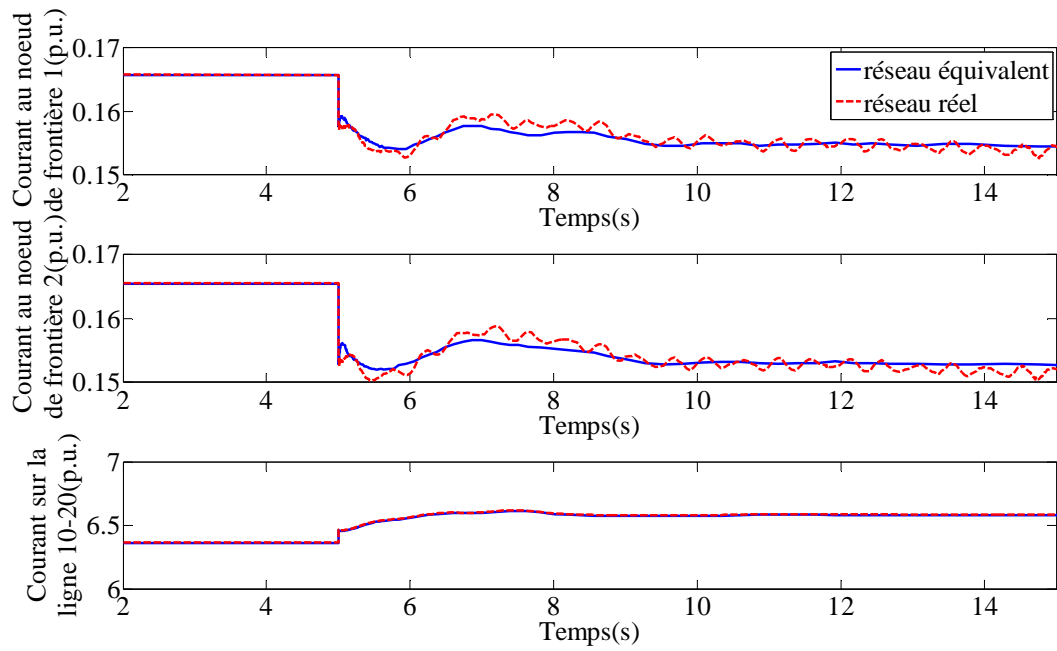


Fig. 5.29. L'évolution du courant obtenue aux frontières entre le réseau interne et les réseaux externes et sur la ligne 10-20 du réseau interne dans le cas d'une variation de charge.

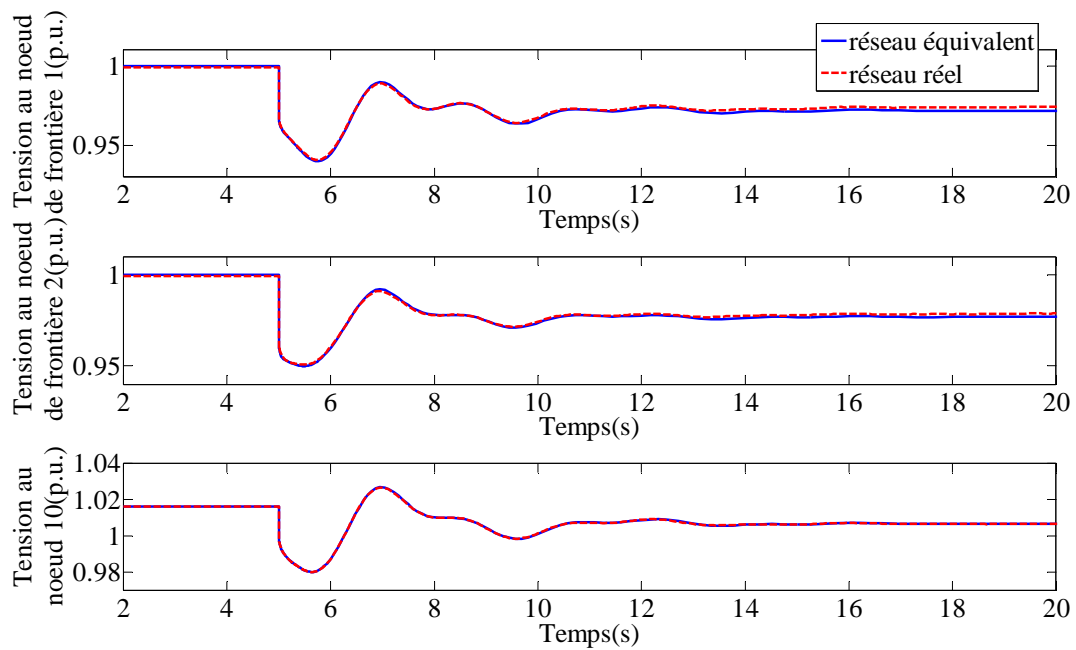


Fig. 5.30. L'évolution de la tension obtenue aux nœuds de frontière entre le réseau interne et les réseaux externes et au nœud 10 dans le cas d'un court-circuit.

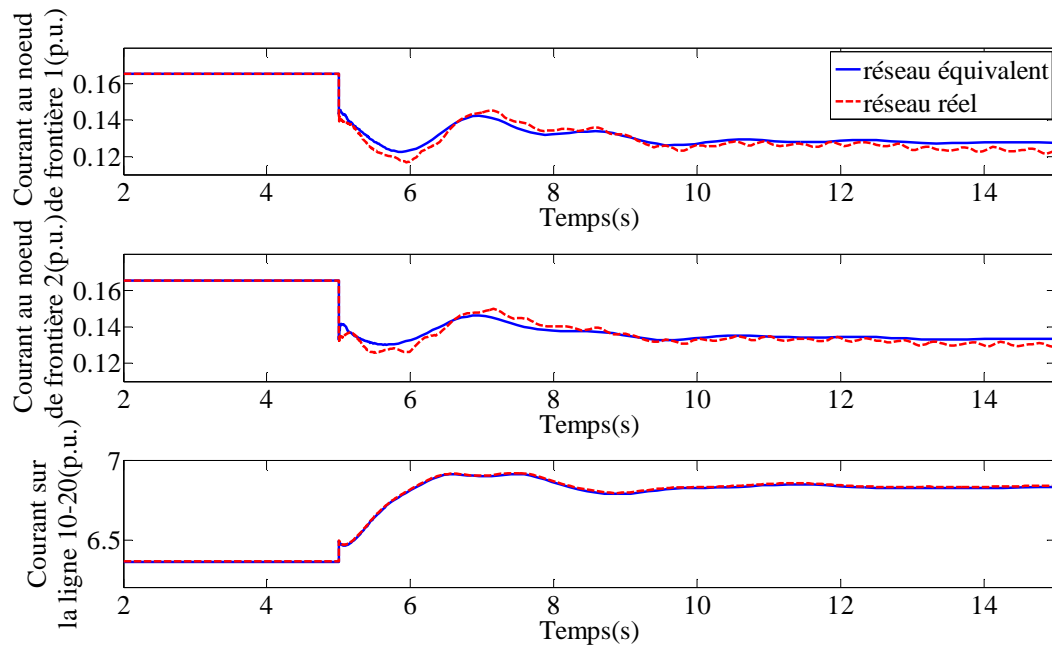


Fig. 5.31. L'évolution du courant obtenue aux frontières entre le réseau interne et les réseaux externes et sur la ligne 10-20 du réseau interne dans le cas d'un court circuit.

On peut observer que le modèle dynamique présente un comportement qui peut être vu comme un « moyennage » du comportement du réseau complet. Ça nous permet donc de dire que le modèle proposé donne de bons résultats. Qu'on se place au niveau du nœud de frontière ou loin du nœud de frontière, les allures du courant et celles de tension sont superposées et le comportement des deux équivalents dynamiques est satisfaisant.

5.4. Synthèse

Une nouvelle méthode de calcul des équivalents dynamiques a été proposée, testée et validée sur des cas de simulation dans ce chapitre.

La prise en compte des régulations de la machine équivalente qui remplace le réseau externe a permis d'obtenir un équivalent dynamique précis et robuste. Les paramètres du modèle sont estimés et calculés une seule fois pour un point de fonctionnement et restent valables pour plusieurs études de cas qui peuvent être lancés sur le réseau test.

L'extension de l'étude de la validité des équivalents dynamiques de réseau de distribution proposés dans le paragraphe 4.5 nous a montré que la réalisation et la validité de ce type d'équivalents est moins contraignante dans le cas de la réduction des réseaux de distribution (productions de petite taille) que pour les réseaux de transport où on trouve des productions de grande taille.

Nous avons vu que pour une forte insertion de GEDs, la précision de résultats des simulations réalisées sur notre réseau test reste assez satisfaisante et que pour l'améliorer on pourra soit ré-estimer les paramètres des modèles proposés, soit mettre en application la nouvelle méthode de calcul proposée dans le paragraphe 5.2.

Concernant l'utilisation de plusieurs modèles équivalents connectés au même réseau électrique de transport, nous avons pu observer le fait que les deux équivalents dynamiques ne s'influencent pas mutuellement et que le comportement du réseau équivalent reste correct pour plusieurs points de fonctionnement. Aucune ré-estimation des paramètres du modèle équivalent n'est nécessaire.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

L'interdépendance de plus en plus croissante des réseaux électriques de transport interconnectés et l'augmentation sans cesse de la pénétration des productions décentralisées dans les réseaux de distribution, font apparaître de nouveaux besoins en terme d'analyse dynamique des réseaux électriques dans leur ensemble.

La libéralisation du marché d'électricité a rajouté encore un élément de difficulté à l'analyse dynamique des systèmes par le fait que l'échange d'information dans un contexte de responsabilités « partitionnées » est difficile. Un gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution ne dispose pas souvent des données complètes des réseaux adjacents (réseaux externes). Néanmoins, il doit avoir une représentation fidèle des réseaux externes afin de pouvoir estimer correctement le comportement de leur propre système notamment pour les besoins de sûreté.

De plus, les équipements ayant un comportement dynamique significatif au sein d'un système électrique de grande dimension rendent l'analyse dynamique de prévention et prévision des situations dangereuses plus difficile à réaliser du point de vue du temps de calcul et des modèles mathématiques (matrices creuses de très grande taille) à prendre en compte.

Afin de réduire ces contraintes nous avons d'abord effectué une analyse des différentes méthodes de réduction des réseaux externes en modélisant des équivalents dynamiques. Cette analyse nous a permis de faire un choix argumenté de la méthode et du modèle d'équivalence à employer pour la suite des travaux.

Ensuite, nous avons décrit une étude basée sur la modélisation des équivalents dynamiques en utilisant une méthode d'estimation de paramètres à base d'algorithmes évolutionnaires. Nous avons ainsi montré que la PSO (Particle Swarm Optimisation) est un algorithme évolutionnaire plus performant que l'AG (Algorithme Génétique) pour ce type d'application, ce qui a motivé son choix pour la suite des études.

Ainsi, nous avons proposé une nouvelle méthode de calcul des équivalents dynamiques qui prend en compte les régulations de la machine équivalente. Nous avons testé cette méthode sur un réseau test standard type IEEE. Les résultats obtenus montrent que la méthode proposée a permis d'obtenir un équivalent dynamique précis et robuste. Les paramètres du modèle ont été estimés et calculés une seule fois et restent valables pour plusieurs études de cas qui ont été lancés sur le réseau test.

Enfin, une extension de l'étude a été réalisée sur un réseau de distribution avec une forte pénétration des productions décentralisées. Nous avons vu que pour ce type de réseau on peut utiliser des modèles simples d'équivalents dynamiques tout en ayant une précision satisfaisante des résultats.

Afin d'améliorer la précision et la robustesse des modèles équivalents proposés dans le cadre des réseaux de distribution ayant une forte pénétration de la production décentralisée, on peut prévoir en perspective l'application de la nouvelle méthode d'équivalence proposée au niveau des équivalents dynamiques du réseau de distribution.

Au niveau du réseau de transport, il serait intéressant d'intégrer dans le calcul d'équivalent dynamique le calcul du statisme équivalent du réseau externe, car vu le fait que nous n'avons pas accès aux données du réseau externe, le calcul du statisme équivalent en réalisant la moyenne des statismes de toutes les machines du réseau externe n'est pas possible.

Une autre proposition serait l'introduction dans le calcul des équivalents dynamiques de l'analyse modale. L'analyse des modes d'oscillation nous permettra de vérifier si l'équivalent dynamique conserve les modes d'oscillation les plus importants du réseau complet, ce qui semble être le cas au vu des résultats obtenus, mais qui mériterait d'être quantifié.

Nous proposons aussi comme perspective l'étude de l'application de la nouvelle méthode sur un réseau test français en prenant en compte la convention de raccordement des producteurs au réseau. Certains paramètres (comme constantes de temps du régulateur de tension T_b et T_c , cf. paragraphe 5.2) ont été pris par défaut. Sur une machine réelle que l'on veut connecter au réseau, ces paramètres sont calculés de façon à respecter les termes de la convention de raccordement. Il serait alors probablement judicieux de faire ce type de calcul sur nos équivalents plutôt que de choisir des paramètres par défaut.

Une autre perspective de ce travail serait la réalisation des équivalents dynamiques au niveau de réseaux électriques avec une pénétration importante d'équipements de type FACTS et D-FACTS, car ces actionneurs de réseaux (à base d'électronique de puissance) et leurs régulations ajoutent des modes dynamiques sur le système.

Il serait aussi intéressant de réaliser une étude de cas sur un réseau électrique de transport qui comporte plusieurs réseaux adjacents et qui nécessitera donc le calcul de plusieurs équivalents dynamiques. Il paraît difficile d'estimer les paramètres de plusieurs équivalents à la fois (en termes de temps de calcul, explosion combinatoire), pourtant ces équivalents vont dépendre les uns des autres. Il sera donc nécessaire de développer une méthodologie particulière pour cela.

Bibliographie

- [1] M. Eremia, J. Trecat, A. Germond, « Réseaux électriques – Aspects actuels », L'Editeur Technique, Bucarest, ISBN : 973-31-1526-6, 2000.
- [2] P. Lorrin, H. L. Willis. « Understanding Electric Utilities and deregulation », Taylor & Francis Group, ISBN: 0-8247-27773-8, 2003.
- [3] A. M. Borbely, J. F. Kreider. « Distributed Generation - The Power Paradigm for the new Millennium », CRC Press, 2001.
- [4] CIGRE. « TF C6.04.01 - Connection criteria at the distribution network for distributed generation », 2005.
- [5] J.F Canard, « Impact de la génération d'Energie Dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de Doctorat INPG, 2000.
- [6] Coreso, site internet : <http://www.enerzine.com/15/7015+coreso,-centre-de-coordination-pour-les-grt-europeens+.html>.
- [7] K. A. Hamoud, « Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : application a l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif », Thèse de Doctorat Grenoble-INP, 2010.
- [8] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE), site internet, <https://www.entsoe.eu>.
- [9] Coordination of Electricity System Operators (CORESO), site internet, <http://www.coreso.eu>.
- [10] The Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), « FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy », UCTE 2004.
- [11] Réseau de transport d'électricité (RTE), site internet : <http://www.rte-france.com>.
- [12] B. Enacheanu, « Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution », Thèse de doctorat en Génie Electrique, INPG, 2006.
- [13] A. Doulet, « Réseaux de distribution d'électricité », Techniques de l'Ingénieur, D4200.
- [14] P. Bornard, « Conduite d'un système de production-transport », Techniques de l'Ingénieur, D4080.
- [15] National Communications System, « Technical Information Bulletin 04-1 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems », October 2004.
- [16] M. La Scala, M. De Benedictis, S. Bruno, A. Grobovoy, N. Bondareva, N. Borodina, D. Denisova, , A.J. Germond, R. Cherkaoui, « Development of applications in WAMS and WACS: an international cooperation experience », Power Engineering Society General Meeting, 2006, IEEE.
- [17] H. Pham, « Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance », Thèse de doctorat en Génie Electrique, INPG, octobre 2006.

-
- [18] O. Richardot, « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée », Thèse doctorat en Génie Electrique, INPG 2006.
- [19] G. Rami. « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau de distribution », Thèse en Génie électrique de l'INPG, 2006.
- [20] J.-L. Fraisse , J.-P. Horson, « Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution », Techniques de l'Ingénieur, D4241.
- [21] R. Caire, « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat en Génie Electrique, INPG, 2004.
- [22] M. Fontela, « Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralise », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Grenoble-INP, 2008.
- [23] W. Lu, « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Grenoble-INP, 2009.
- [24] B. Meyer, M. Jerosolimski, M. Stubbe, « Outils de simulation dynamique des réseaux électriques », Techniques de l'Ingénieur, D4120.
- [25] P. Kundur, « Power System Stability and Control », *Electric Power Recherche Institute (EPRI)*, McGraw-Hill, USA 1994.
- [26] EDF,Tractebel. « Eurostag - Manuel Théorique » , 2000.
- [27] T. L. LE, « Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Grenoble-INP, 2008.
- [28] N. Laverdure, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », Thèse de doctorat en Génie Electrique, INPG, 2005.
- [29] T. Ackermann. « Wind Power in Power System », John Wiley & Sons, Ltd, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden 2005.
- [30] R. Laseeter, P Piagi. « Providing premium power through distributed resources », Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Science, 2000.
- [31] CIGRE. « TF38.01.10 - Modelling new forms of generation and storage », CIGRE TECHNICAL BROCHURE, 2000.
- [32] I. E. Otadui, « Sur les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique - application à la qualité de l'énergie », Docteur en Génie Electrique - INP Grenoble, 2003.
- [33] Q. T. Tran, M Braun, et al. « Using control Capabilities of DET to Participate in Distribution System Operation », IEEE PowerTech, Lausanne, Switzerland, 2007.
- [34] Task Force IEEE. « Standard load models for power flow and dynamic performance simulation », IEEE Trans. on Power System, Vol. 10, No. 3, pp 1302-1313, August 1995.
- [35] P Ju, E Handschin, et al. « Nonlinear Dynamic Load Modeling: Model and parameter estimation », IEEE Trans. on Power System, Vol. 11, No. 4, pp 1689-1697, November 1996.
- [36] Y Liang, R Fischl, et al. « Dynamic reactive load model », IEEE Trans. On Power System, Vol. 13, No. 4, pp 1365-1372, November 1998.

-
- [37] S. Ammari, « Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion », Thèse de doctorat en Génie Electrique, INPG, 2000.
- [38] S. GORAN. « Impact of dispersed generation on the distribution system: a European perspective », IEEE PES winter meeting Vol. 1, pp 118-120, 2002.
- [39] ELECTRA. « Equivalents extérieurs statiques et dynamiques -Rapport desynthèse » Groupe de travail 02 du comité d'étude 38.
- [40] D. Chaniotis, M.A Pai. « Model Reduction in Power System Using Krylov Subspace Methods », *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, 2005.
- [41] L. Wang, M. Klein, « Dynamic Reduction of Large Power Systems for Stability Studies », *Power Systems IEEE Transactions*, 1997.
- [42] R. Nath, S.S. Lamba, K.S. Prakasa Rao, « Coherency Based System Decomposition into Study and External Areas Using Weak Coupling », *IEEE Trans.*, Vol. PAS-104, pp. 1443-1449, June, 1985.
- [43] J.R. Winkelman, J.H. Chow, B.C. Bowler, B. Avramovic, and P.V. Kokotovic, « An Analysis of Interarea Dynamics of Multi-Machine Systems », *IEEE Trans.*, Vol. PAS-100, pp. 754-763, February, 1981.
- [44] R. Podmore, « Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents », *IEEE Trans.*, Vol. PAS-97, pp. 1344- 1354, July/August, 1978.
- [45] A.J. Germond and R. Podmore, "Dynamic Aggregation of Generating Unit Models", *IEEE Trans.* Vol. PAS-97, pp. 1060- 1069, July/August, 1978.
- [46] J. H. Chow, P. Accari, « Inertial and Slow Coherency Aggregation Algorithms for Power System Dynamic Model Reduction », *Power Systems IEEE Transactions*, 1995.
- [47] G. Ramaswamy, L. Rouco, O. Illatr, «Synchronic Modal Equivalencing (SME) for Structure-Preserving Dynamic Equivalents », *Power Systems IEEE Transactions*, 1996.
- [48] J. H. CHOW, « Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems », *Lecture Notes in Control and Information Sciences*, Vol. 46, Springer Verlag, 1982.
- [49] J. Perez-Arriagia, C. Ergheseg, L. Pagolaf, L. Sanchja, C. Schwepipfe, « Developments in Selective Modal Analysis of Small-signal Stability in Electric Power Systems », *Automatica*, Vol. 26, No. 2, pp. 215-231, 1990.
- [50] L. ROUCO, J. Perez-Arriagia, « Multi-areahalysiso of Small Signal Stability in Large Electric Power Systems by SMA », *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 3, pp. 1257-1265, August 1993.
- [51] A. Ischchenko, A. Jokic, « Dynamic Reduction of Distribution Networks with Dispersed Generation », *Power Systems IEEE Transactions*, 2005.
- [52] O. Y. Lino, M. Fette, Z. Y. Dong, J. M. Ramírez, « Nonlinear Approaches for Dynamic Equivalencing in Power Systems », *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES* , 2006.
- [53] T. Bäck, « Self-adaptation in genetic algorithms », *Proc. of the first European Conference on Artificial Life*, Cambridge, pp. 263–271, MIT Press, 1992.

-
- [54] A. M. Azmy, I. Erlich, « Identification of Dynamic Equivalents for Distribution Power Networks using Recurrent ANN », *Power Systems IEEE Transactions*, 2004.
- [55] O. Lino, « Robust Recurrent Neural Network-based Dynamic Equivalencing in Power System », *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004.
- [56] O. Y. Lino, M. Fette, Z. Dong, « Splitting-based Aggregation in Dynamic Equivalencing », *PES Power Tech 2005, St. Petersburg-Russia*, 27-30 Jun. 2005.
- [57] R. Date, J. H. Chow, « Aggregation Properties of Linearized Two Time scale Power Networks », *IEEE Transaction on Circuits and Systems*, Vol. 38, pp. 720-730, 1991.
- [58] R. Rivera-Sampayo and M. Vélez-Reyes, « Gray-box modeling of electric drive systems using neural networks », *Proceedings of the 2001 IEEE International Conference on Control Applications*, pp. 146-151, Sep. 2001.
- [59] R. Rico-Martinez and I. G. Kevrekidis, « Continuous time modelling of nonlinear systems: a neural network-based approach », in *Proceedings of the 1993 IEEE International Conference on Neural Networks*, vol. III, pp. 1522-1525, 1993.
- [60] S. Sterpu, « Contrôle de performances de producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques », *Thèse de doctorat en Génie Electrique, INPG*, 2005.
- [61] H. Pohlheim, GEATbx: « Genetic and Evolutionary Algorithm Toolbox for use with MATLAB », Version 3.7, November 2005. www.geatbx.com/docu/index.html.
- [62] D. Craciun, « Equivalents dynamiques des réseaux de puissance : comparaison de méthodes évolutionnaires », *JCGE Lyon 2008*.
- [63] K. Deb, « Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms », *John Wiley & Sons LTD*, 2001, ISBN: 0-471-87339-X.
- [64] J. Kennedy, R. Eberhart, « Particle Swarm Optimisation », *Proceedings, IEEE International Conference on Neural Networks*, 27 Nov.-1 Dec. 1995 Page(s):1942 - 1948 vol.4.
- [65] M. Clerc, « L'optimisation par essaim particulaire », *Hermès - Lavoisier*, février 2005.
- [66] J. Kennedy, « Small Worlds and Mega-Minds : Effects of Neighborhood Topology on Particle Swarm Performance », *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, volume III, pages 1932–1938.
- [67] M. Clerc, J. Kennedy, (2002). « The Particle Swarm : Explosion, Stability, and Convergence in a Multi-Dimensional Complex Space », *Proceedings of the IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, volume VI, pages 58–73.
- [68] F. Van den Bergh, (2002), « An Analysis of Particle Swarm Optimizers » *PhD thesis*, Department of Computer Science, University of Pretoria.
- [69] J. H. Holland, (1992), « Adaptation in Natural and Artificial Systems », *MIT Press*, Cambridge, MA.
- [70] J.E. Fagan., « Synchronous Machine Modeling Mechanization and System Performance Study », *Thèse de doctorat*, The University of Texas at Arlington, mai 1977.
- [71] J. Yang, J. Zhang, W. Pan, « Dynamic Equivalents of Power System Based on Extended Two Particle Swarm Optimization », *IEEE Third International Conference on Natural Computation (ICNC 2007)*.

-
- [72] B. Enacheanu, B. Raison, R. Caire et al. « Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the matroid theory », IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century 2008, 20-24 July 2008 Page(s):1 - 1.
- [73] Page Web projet CRISP: <http://crisp.ecn.nl>.
- [74] M.Fontela, C.Andrieu, S.Bacha, N.Hadjsaid and Y.Besanger. « Distributed Generation as a means to increase system robustness », Rapport D1.3 ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project. Grenoble 2004.
- [75] M. Fontela et al., « On the use of Distributed Generation to increase EPS robustness », IEEE General Meeting, Juillet, 2004.
- [76] J. Chiasson, ‘Modeling and High Performance Control of Electric Machines,’ Wiley, may, 2005.
- [77] IEEE, « IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies », IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992), Volume , Issue , 2006.
- [78] IEEE, « IEEE guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems », IEEE Std 421.2-1990, Volume , Issue , 7 Sep 1990.
- [79] Gestionnaire du réseau de transport d’électricité, « Référentiel technique de RTE », 2006.

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

*« L'escalier de la science est l'échelle de Jacob,
il ne s'achève qu'aux pieds de Dieu. »*

Albert Einstein

SOMMAIRE

A1. Modèle d'éolienne avec interface d'électronique de puissance	152
A2. Données du réseau test de distribution	157
A3. Modélisation des GEDs	162
A3.1. La ferme éolienne	162
A3.2. La pile à combustible	165
A3.3. La micro – centrale hydraulique	167

A1. Modèle d'éolienne avec interface d'électronique de puissance

La modélisation de la turbine est caractérisée par la fonction du coefficient de puissance C_p dont les variables sont le rapport de vitesse λ et l'angle de calage des pales β .

Le modèle utilisé représente de manière qualitative la variation du coefficient de puissance. Il peut se caler sur des modèles de courbes récupérées dans la littérature ou chez les constructeurs, et ce, de manière simple et rapide. La Figure 1 illustre l'allure générale du coefficient de puissance [28].

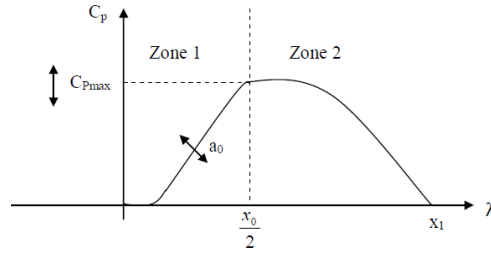


Fig. 1. Allure générale du coefficient de puissance.

On observe deux zones dans lesquelles le coefficient de puissance s'exprime de manière différente [23] :

- ◆ $\lambda < x_0/2$:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_{P_{\max}}(\beta) \frac{(-4)}{x_0(\beta)^2} \lambda \cdot (\lambda - x_0(\beta)) \cdot e^{\frac{-\left(\lambda - \frac{x_0(\beta)}{2}\right)^2}{a_0}} \quad (1)$$

- ◆ $\lambda > x_0/2$:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_{P_{\max}}(\beta) \frac{(-4)}{(2x_1(\beta) - x_0(\beta))^2} \cdot [(\lambda - x_1(\beta))(\lambda - (x_0(\beta) - x_1(\beta)))] \quad (2)$$

avec:

$$x_0(\beta) = 2\lambda_0 + \frac{8}{\beta_{\max}^2} (\lambda_{\max} - \lambda_{opt}) \beta (\beta_{\max} - \beta) \quad (3)$$

$$x_1(\beta) = \frac{(x_1)_0}{(x_0)_0} x_0(\beta) \quad (4)$$

$$C_{P_{\max}}(\beta) = C_{P_{MAX}} - \Delta C(\beta - b\beta^\alpha) \quad (5)$$

La puissance de la turbine correspond à la puissance disponible à la surface du disque balayé par les pales, multiplié par le coefficient de puissance correspondant au point de fonctionnement (défini par : la vitesse du vent, la vitesse de rotation de la turbine et la position de l'angle de calage).

$$P_T = P_{disp} \cdot C_p(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho_{air} \pi R_{pal}^2 V^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (6)$$

Le couple de la turbine peut donc en être déduit :

$$C_T = \frac{P_T}{\Omega_T} \quad (7)$$

où : P_T est la puissance de la turbine, C_T est le couple de la turbine et Ω_T est la vitesse de la turbine.

La modélisation de la turbine tient également compte du caractère dynamique de conversion, connu sous le nom de « flux dynamique ». Ce phénomène est modélisé de manière simpliste par un filtre de type avance de phase. Ce filtre est utilisé pour corriger le couple et la puissance de la turbine.

Dans la suite, les grandeurs corrigées seront identifiées par l'indice « cor ». On a alors :

$$\frac{C_{Tcor}}{C_T} = \frac{1+T_1 s}{1+T_2 s} \quad \text{et} \quad \frac{P_{Tcor}}{P_T} = \frac{1+T_1 s}{1+T_2 s}$$

Le contrôle de l'angle de calage β est défini par l'équation (8). Son rôle est de limiter la puissance extraite par la turbine en contrôlant l'angle de calage β des pales afin de limiter la puissance délivrée par l'éolienne à sa valeur nominale et de constituer une réserve de puissance pour la participation au réglage primaire de fréquence.

Le modèle du contrôle de β comprend le modèle de rotation des pales. Il est représenté par un système du premier ordre ayant pour entrée le couple appliqué sur les pales, qui est issu des boucles de régulation. On notera qu'en l'état actuel le couple résistant dû au vent est considéré nul et par conséquent n'apparaît pas dans la régulation. Dans le cas où le couple résistant serait pris en compte, cela impliquerait l'utilisation d'un correcteur de vitesse plus évolué afin d'éliminer la perturbation.

$$\frac{\dot{\beta}}{C_\beta - C_r} = \frac{1}{D_p + J_p \cdot s} \quad (8)$$

Les paramètres J_p et D_p correspondent respectivement à l'inertie des pales et à leur coefficient de frottement.

Le mécanisme de régulation des pales se compose de deux boucles imbriquées : une boucle interne contrôlant la vitesse et une boucle externe contrôlant la position. Le correcteur de position (9) est de type P ; toutefois il est possible d'ajouter une action intégrateur afin d'éliminer l'erreur de poursuite, d'où son expression sous forme de PI. Le correcteur de vitesse (10) est quant à lui de type PI.

La vitesse de rotation des pales est limitée à $\pm 10^\circ/s$, et la position de l'angle de calage β est bornée entre 0° et 20° .

$$C_{cor\ p\beta}(s) = k_{pp\beta} \cdot \frac{1 + \tau_{p\beta} \cdot s}{\tau_{p\beta} \cdot s} \quad (9)$$

$$C_{cor_{v\beta}}(s) = k_{pv\beta} \cdot \frac{1 + \tau_{v\beta} \cdot s}{\tau_{v\beta} \cdot s} \quad (10)$$

La boucle de contrôle de la puissance régule la puissance extraite par la turbine à une puissance de référence donnée. En fonctionnement normal, cette référence correspond à la puissance nominale de la turbine. Dans ce cas, l'angle de calage est uniquement actif en fonctionnement à pleine charge. Cette référence peut être modifiée, ou être soustraite d'un delta de puissance, pour la création d'une réserve de puissance en vu d'une participation au réglage de fréquence. Le correcteur de puissance (11) fournissant l'angle de calage de référence est de type PI.

$$C_{cor_{PT}}(s) = k_{pPT} \cdot \frac{1 + \tau_{PT} \cdot s}{\tau_{PT} \cdot s} \quad (11)$$

La technologie éolienne à base de machine synchrone à aimants permanents est considérée avec une transmission directe. C'est-à-dire qu'il n'y a pas de multiplicateur de vitesse entre la turbine et le générateur. Ceci est permis grâce à l'utilisation d'une machine spécifique à cette application (possédant un grand nombre de paires de pôles, donc fonctionnant à vitesse nominale réduite). Ce couplage direct réduit fortement la « flexibilité » de la transmission, d'où l'utilisation d'un modèle à une masse dont l'équation est (12).

$$C_T - C_e = J_{tot} \frac{d\omega_0}{dt} + D_{tot} \Omega_G \quad (12)$$

où C_e est le couple du générateur, J_{tot} est l'inertie totale (turbine + générateur), D_{tot} est le coefficient d'amortissement total, ω_0 est la vitesse du générateur.

La machine synchrone à aimants permanents est connectée au réseau via une interface d'électronique de puissance dimensionnée à 100% de la puissance assignée de la machine. Cette interface est constituée d'un convertisseur connecté au stator de la machine, d'un bus continu et d'un convertisseur connecté au réseau.

Le convertisseur côté machine permet le contrôle de la vitesse du générateur, donc de la conversion électromécanique (la consigne de puissance réactive est nulle, la magnétisation étant assuré par les aimants permanents).

Le bus continu est équipé d'une résistance de dissipation. Cette résistance est contrôlée par une commande de type hystérésis afin de dissiper l'excédent de puissance qui peut apparaître lors de creux de tension par exemple. Cette commande limite la tension du bus à $1.2U_{C_{ass}} \pm \Delta U_C$.

Le convertisseur connecté au réseau contrôle le transit de puissance active entre la génératrice et le réseau. Ce contrôle se fait à travers la régulation de la tension du bus DC. De plus, il permet le contrôle de la puissance réactive « échangée » avec le réseau. Le dimensionnement de ce convertisseur détermine ses capacités de gestion de la puissance réactive.

Ces convertisseurs sont mis en œuvre à partir de leur modèle moyen. La modélisation est présentée dans [23].

Le convertisseur côté machine régule les courants de la machine à travers le contrôle de la tension appliquée au stator.

De part le choix d'orientation du modèle vectoriel de la machine synchrone, la composante d'axe d du courant statorique agit sur l'état magnétique de la machine. Dans notre cas cette consigne est nulle (machine à aimants permanents). La composante d'axe q permet de contrôler le couple de la machine. Cette consigne de courant est construite à partir du couple de référence fourni par le contrôleur de vitesse de la machine. Les correcteurs de courant sont donc modélisés par (13). Ils fournissent les consignes de tension des composantes d'axe d et q :

$$\begin{aligned} V_{sd}^* &= (I_{sd}^* - I_{sd})(K_{pMS} + \frac{K_{iMS}}{s}) - I_{sq} L_q \omega_s \\ V_{sq}^* &= (I_{sq}^* - I_{sq})(K_{pMS} + \frac{K_{iMS}}{s}) + \varphi_{fsd} \omega_s + I_{sd} L_d \omega_s \end{aligned} \quad (13)$$

La consigne I_{sq}^* est donné par :

$$I_{sq}^* = \frac{C_G^*}{p \cdot \varphi_{fsd}} \quad (14)$$

$$G = \frac{2}{U_{c_ass}} \quad (15)$$

Les tensions sont données par :

$$\begin{aligned} V_{sd} &= \frac{U_c}{2} \cdot V_{sd}^* \cdot G \\ V_{sq} &= \frac{U_c}{2} \cdot V_{sq}^* \cdot G \end{aligned} \quad (16)$$

Le courant continu injecté sur le bus continu par le convertisseur est :

$$I_{red} = I_{sd} V_{sd}^* G + I_{sq} V_{sq}^* G \quad (17)$$

Le convertisseur côté réseau est modélisé à partir de son modèle moyen dans le référentiel de Park, qui est orienté de façon à avoir l'axe d colinéaire avec le vecteur de tension du réseau tournant (par conséquent la composante d'axe q est nulle).

Ce convertisseur contrôle la tension du bus DC à travers la composante d'axe d du vecteur de courant injecté sur le réseau. La consigne de courant est donc fournie par le régulateur de tension du bus DC. La composante d'axe q du vecteur de courant permet le contrôle de la puissance réactive « échangée » avec le réseau. La référence de puissance réactive est fournie par le « gestionnaire » de puissance réactive du parc.

Le vecteur de tension en sortie de l'onduleur est donné par :

$$\begin{aligned}
 V_{ondd} &= - \left[\left(I_{ondd}^* - I_{ondd} \right) \left(K_{pO} + \frac{K_{iO}}{s} \right) - I_{ondq} \omega_{res} L_f - V_{res} \right] \\
 V_{ondq} &= - \left[\left(I_{ondq}^* - I_{ondq} \right) \left(K_{pO} + \frac{K_{iO}}{s} \right) - I_{ondd} \omega_{res} L_f \right]
 \end{aligned} \tag{18}$$

Les courants injectés sur le réseau sont :

$$\begin{aligned}
 \frac{dI_{ondd}}{dt} &= \frac{1}{L_f} \left[(V_{res} - V_{ondd}) - I_{ondd} R_f + I_{ondq} L_f \omega_{res} \right] \\
 \frac{dI_{ondq}}{dt} &= \frac{1}{L_f} \left[-V_{ondd} - I_{ondq} R_f - I_{ondd} L_f \omega_{res} \right]
 \end{aligned} \tag{19}$$

Le courant issue du bus DC est :

$$I_{DCond} = \frac{V_{ondd} I_{ondd} + V_{ondq} I_{ondq}}{U_c} \tag{20}$$

Ce modèle fait le lien entre l'éolienne et le réseau. Les puissances injectées au point de raccordement de l'éolienne sont :

$$\begin{aligned}
 P_{LOAD} &= P_{ond} = V_{res} I_{ondd} \\
 Q_{LOAD} &= Q_{ond} = -V_{res} I_{ondq}
 \end{aligned} \tag{21}$$

Le correcteur de tension du bus DC fournit la consigne du vecteur de courant d'axe d au correcteur de courant attaché au convertisseur côté réseau : I_{ondd}^* . Il est constitué d'un correcteur PI

$$I_{ondd}^* = (U_c^* - U_c) \cdot \left(K_{pUc} + \frac{K_{iUc}}{s} \right) \tag{22}$$

Le bus continu est constitué d'une capacité avec en parallèle une résistance de dissipation qui est activé pour limiter les excédents de puissance. Il est modélisé par l'équation (23). Les courants I_{DCond} et I_{red} sont respectivement le courant injecté sur le bus DC par le convertisseur connecté à la génératrice et le courant soutiré par le convertisseur connecté au réseau.

$$\frac{dU_c}{dt} = \frac{1}{C} (I_{DCond} - I_{red} - I_{Rdissip}) \tag{23}$$

La résistance de dissipation est contrôlée par un correcteur de type hystérésis. Elle est activée lorsque la tension du bus DC dépasse $U_c = 1.2U_{cass} + \Delta U_c$ et est désactivé quand $U_c = 1.2U_{cass} - \Delta U_c$. Le courant de dissipation est calculé comme suit :

$$I_{Rdissip} = \frac{U_c}{R_{dissip}} \tag{24}$$

Le correcteur de tension du bus DC fournit la puissance la consigne du vecteur de courant d'axe d au correcteur de courant attaché au convertisseur côté réseau : I_{ondd}^* . Il est constitué d'un correcteur PI.

$$I_{ondd}^* = (U_c^* - U_c) \cdot \left(K_{pUc} + \frac{K_{iUc}}{s} \right) \quad (25)$$

Le modèle de contrôle de la vitesse fourni le couple de référence à la commande du convertisseur côté machine. Ce couple de référence est issu du correcteur de vitesse (26) dont la référence (de vitesse) est fournie par le « MPPT » (Maximum Power Point Tracking) [23]. Le MPPT est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. Ici on considère que le « MPPT » est parfait. La vitesse de référence est directement issue de (27) et est borné entre les vitesses min et max assignées de la machine.

$$C_G^* = -(\Omega_G - \Omega_G^*) \left(K_{pV} + \frac{K_{iV}}{s} \right) \quad (26)$$

$$\Omega_G^* = \frac{\lambda_{opt} \cdot v}{R_T} \quad (27)$$

Le contrôle de la tension fournit la consigne de réactif à délivrer au réseau pour maintenir la tension à une valeur souhaitée (à entrer dans le load flow d'initialisation). Cette régulation peut être inhibée: le nœud de raccordement passe alors de nœud PV à nœud PQ, l'utilisateur devra modifier la liste des nœud spéciaux du calcul de la répartition de charge d'initialisation en conséquence.

A2. Données du réseau test de distribution

Longueur de départs

Départ	1	2	3	4	5
Artère principale (km)	7.6	4.3	10.6	6.2	9.1
Longueur totale (km)	12.2	6.9	21.9	11.1	17.8

Caractéristiques des lignes

Les segments de lignes sont désignés par le nom du nœud de départ et le nom du nœud d'arrivée, le nœud BB20 désigné le jeu de barre 20 kV du poste source. Dans la numérotation des segments, à chaque centaine correspond un départ.

Segment	R (Ω)	X(Ω)	Longueur (m)
BB20	100	0,017	20
100	101	12,2	6,9
100	101	1,645	0,201
101	102	0,069	0,069
102	103	0,225	0,277
103	104	0,191	0,208
104	105	0,121	0,121
105	106	0,104	0,052

ANNEXES

106	107	0,121	0,069	367
107	108	0,139	0,052	384
108	109	0,312	0,139	877
101	113	0,277	0,277	490
113	114	0,069	0,035	65
114	115	0,364	0,208	426
115	116	0,294	0,381	137
116	M116	0,014	0,007	10
114	117	0,02	0,02	33
117	118	0,035	0,017	25
102	119	0,069	0,087	62
119	120	0,069	0,035	63
119	M119	0,014	0,007	10
103	121	0,069	0,017	42
121	122	0,012	0,035	75
122	123	0,831	0,294	494
123	124	0,364	0,139	223
124	125	0,987	0,312	546
125	M125	0,014	0,007	10
123	127	0,052	0,017	32
125	126	0,416	0,121	226
104	M104	0,014	0,007	10
105	M105	0,014	0,007	10
105	128	0,225	0,104	670
128	129	0,173	0,069	495
129	130	0,069	0,035	229
109	131	0,208	0,052	295
109	110	2,667	0,156	286
110	111	0,52	0,173	291
111	112	0,814	0,242	458
BB20	200	0,017	0,017	20
200	201	0,017	0,017	150
201	202	0,052	0,003	210
202	203	1,438	0,485	800
203	204	0,139	0,035	79
204	205	1,732	0,572	954
205	206	0,242	0,069	144
206	207	0,52	0,173	298
207	208	0,52	0,173	311
208	209	1,057	0,381	624
209	210	0,121	0,069	341
210	211	0,433	0,191	327
211	M211	0,014	0,007	10
201	M201	0,014	0,007	10
202	212	0,606	0,208	337
212	213	0,866	0,277	479
204	214	0,242	0,069	132
214	215	0,554	0,173	307
205	216	0,035	0,017	19
206	217	0,537	0,173	294
217	218	0,502	0,173	294
218	M218	0,014	0,007	10

ANNEXES

207	219	0,052	0,017	46
219	220	0,017	0,017	11
220	221	0,468	0,381	643
221	M221	0,014	0,007	10
BB20	300	0,017	0,017	20
300	301	0,364	0,054	955
301	302	1,351	0,455	802
302	303	0,71	0,242	388
303	304	0,364	0,121	207
304	305	0,381	0,016	269
305	306	0,121	0,087	169
306	307	0,104	0,052	105
307	308	0,121	0,069	120
308	309	1,005	0,572	942
309	310	0,52	0,398	682
310	311	0,104	0,087	136
311	312	0,624	0,26	1105
312	313	2,234	1,507	1233
313	314	0,052	0,017	34
314	315	0,918	0,294	512
315	316	2,286	0,797	1404
316	317	0,242	0,121	698
317	318	1,697	0,416	774
301	319	0,121	0,035	71
319	320	0,294	0,087	171
320	321	0,191	0,052	112
321	322	0,468	0,191	266
322	323	0,727	0,398	685
323	M323	0,014	0,007	10
322	324	1,264	0,45	746
319	325	0,641	0,225	380
325	326	1,005	0,329	564
326	M326	0,014	0,007	10
326	327	0,242	0,121	229
303	328	0,087	0,052	89
328	329	0,433	0,225	490
304	330	0,398	0,121	225
330	331	0,364	0,121	203
331	332	0,017	0,017	6
331	333	0,035	0,017	22
305	334	0,087	0,052	76
334	335	0,139	0,069	125
335	336	0,277	0,139	262
306	337	0,71	0,242	168
337	338	0,208	0,104	188
338	339	0,953	0,381	643
339	340	0,71	0,329	558
338	341	0,069	0,017	43
309	342	0,087	0,035	75
342	M342	0,014	0,007	10
310	343	0,849	0,312	506
343	344	0,052	0,017	33

ANNEXES

311	345	0,017	0,017	22
312	346	0,52	0,173	49
314	347	3,377	1,126	1867
347	348	0,191	0,069	110
348	349	1,247	0,416	693
349	350	0,017	0,017	15
315	351	0,104	0,035	58
351	352	0,104	0,017	60
316	354	0,156	0,087	462
354	355	0,087	0,052	286
355	356	0,814	0,381	780
356	M356	0,014	0,007	10
BB20	400	0,017	0,017	20
400	401	0,485	0,727	1399
401	402	0,312	0,485	802
402	403	0,416	0,641	1075
403	404	0,139	0,208	361
404	405	0,052	0,069	134
405	406	0,078	0,121	219
406	407	0,52	0,242	392
407	408	0,069	0,017	51
408	409	0,433	0,191	319
409	410	0,26	0,104	182
410	411	0,45	0,139	249
411	412	0,762	0,26	425
412	413	0,52	0,139	266
413	414	0,554	0,191	310
414	M414	0,014	0,007	10
413	415	0,208	0,069	120
401	416	0,035	0,017	33
416	417	0,121	0,069	111
402	418	0,069	0,017	34
418	419	0,242	0,069	128
404	420	0,069	0,017	42
405	421	0,572	0,156	321
421	422	0,727	0,242	402
422	423	0,398	0,139	219
422	424	0,779	0,26	423
424	M424	0,014	0,007	10
423	425	0,416	0,139	230
422	426	0,294	0,156	292
406	427	0,485	0,173	311
407	428	0,139	0,035	80
428	429	0,087	0,017	49
408	430	1,386	0,45	773
347	430	1,091	0,364	609
410	431	0,953	0,312	534
411	432	0,052	0,017	31
432	433	0,035	0,017	90
433	M433	0,121	0,014	10
BB20	500	0,017	0,017	20
500	501	0,468	0,364	2153

ANNEXES

501	502	0,225	0,156	1026
502	503	0,208	0,156	983
503	504	0,104	0,069	474
504	505	0,087	0,052	286
505	M505	0,014	0,007	10
406	505	0,364	0,485	966
505	506	0,087	0,035	281
506	507	0,589	0,416	708
507	508	0,312	0,294	480
508	509	0,052	0,052	74
509	510	0,035	0,035	69
510	511	0,381	0,364	611
511	512	0,104	0,087	172
512	513	0,035	0,035	64
513	514	0,139	0,121	211
514	515	0,52	0,52	419
515	516	0,139	0,139	240
516	517	0,069	0,035	36
517	518	1,438	0,485	802
518	M518	0,014	0,007	10
518	519	0,052	0,017	30
507	520	0,069	0,017	33
520	M520	0,014	0,007	10
516	521	0,485	0,468	734
508	522	0,104	0,017	44
509	523	0,502	0,173	278
523	524	0,035	0,017	21
523	525	0,831	0,277	456
510	526	0,035	0,104	172
526	527	0,208	0,069	113
511	528	0,191	0,087	134
528	529	0,173	0,069	132
528	530	0,121	0,017	74
512	531	0,035	0,017	17
531	532	0,069	0,017	40
532	533	0,121	0,035	69
513	534	0,173	0,346	74
515	535	0,069	0,052	89
535	536	0,052	0,035	97
516	537	0,589	0,208	353
537	M537	0,014	0,007	10
BB20	550	0,017	0,017	20
550	551	0,849	1,126	2317
551	552	0,346	0,173	990
552	553	0,069	0,035	205
553	554	0,121	0,069	555
504	554	0,208	0,087	581
552	555	0,069	0,035	67

La topologie du réseau test

La Figure 2 présente un schéma topologique du réseau test utilisé pour les études menées dans cette thèse. Les noms des noeuds y sont reportés ainsi que l'emplacement du poste source.

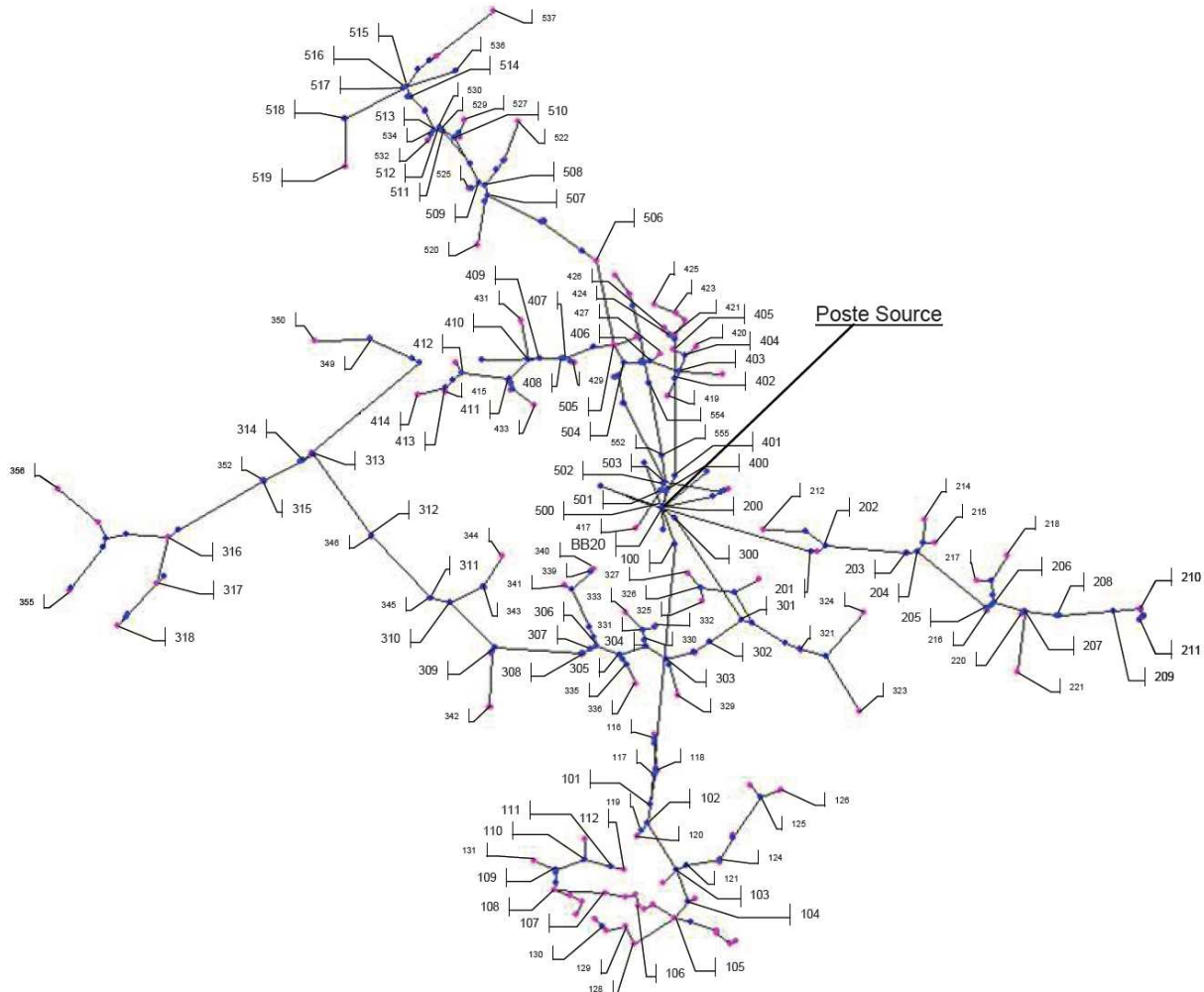


Fig. 2. Topologie du réseau test.

A3. Modélisation des GEDs

A3.1. La ferme éolienne

Il s'agit d'une ferme mixte d'une puissance installée totale de 5 MW. Elle est composée de machines asynchrones directement reliées au réseau par un transformateur élévateur (Figure 3), pour une puissance installée de 2 MW, et de machines synchrones connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs d'électronique de puissance (Figure 4), pour une puissance installée de 3 MW.

Les aérogénérateurs tirent du vent une puissance mécanique proportionnelle au cube de la vitesse du vent et dépendant aussi des caractéristiques de la turbine. Certaines éoliennes sont

équipées de contrôle d'orientation des pales pour contrôler la puissance active fournie. Ce n'est pas le cas des éoliennes modélisées ici qui débitent le maximum de puissance active sur le réseau.

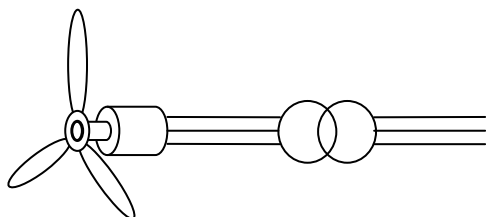


Fig. 3. Turbine éolienne avec génératrice asynchrone.

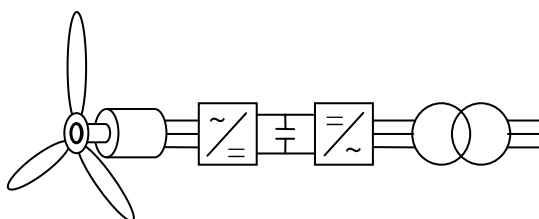


Fig. 4. Turbine éolienne avec génératrice synchrone et convertisseurs.

Les éoliennes utilisant une machine asynchrone sont pilotées en couple par le macrobloc "mod_eolV" modélisant le comportement dynamique de la turbine en fonction du vent (Figure 7). Elle sont modélisées par une machine unique pilotée par le macrobloc EOL_MAS (Figure 5). Aucun contrôle de tension n'est effectué sur cette machine qui ne peut fournir d'énergie réactive (elle en absorbe beaucoup pour magnétiser le circuit magnétique).

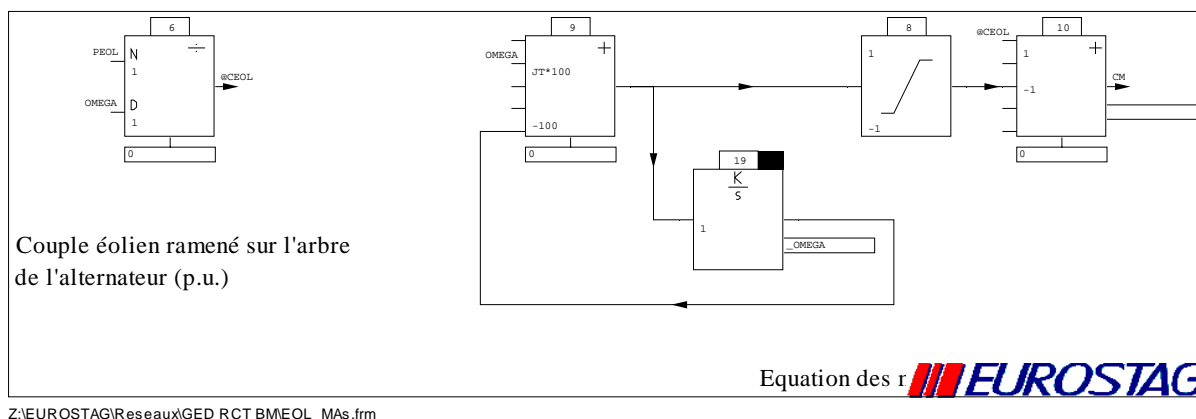
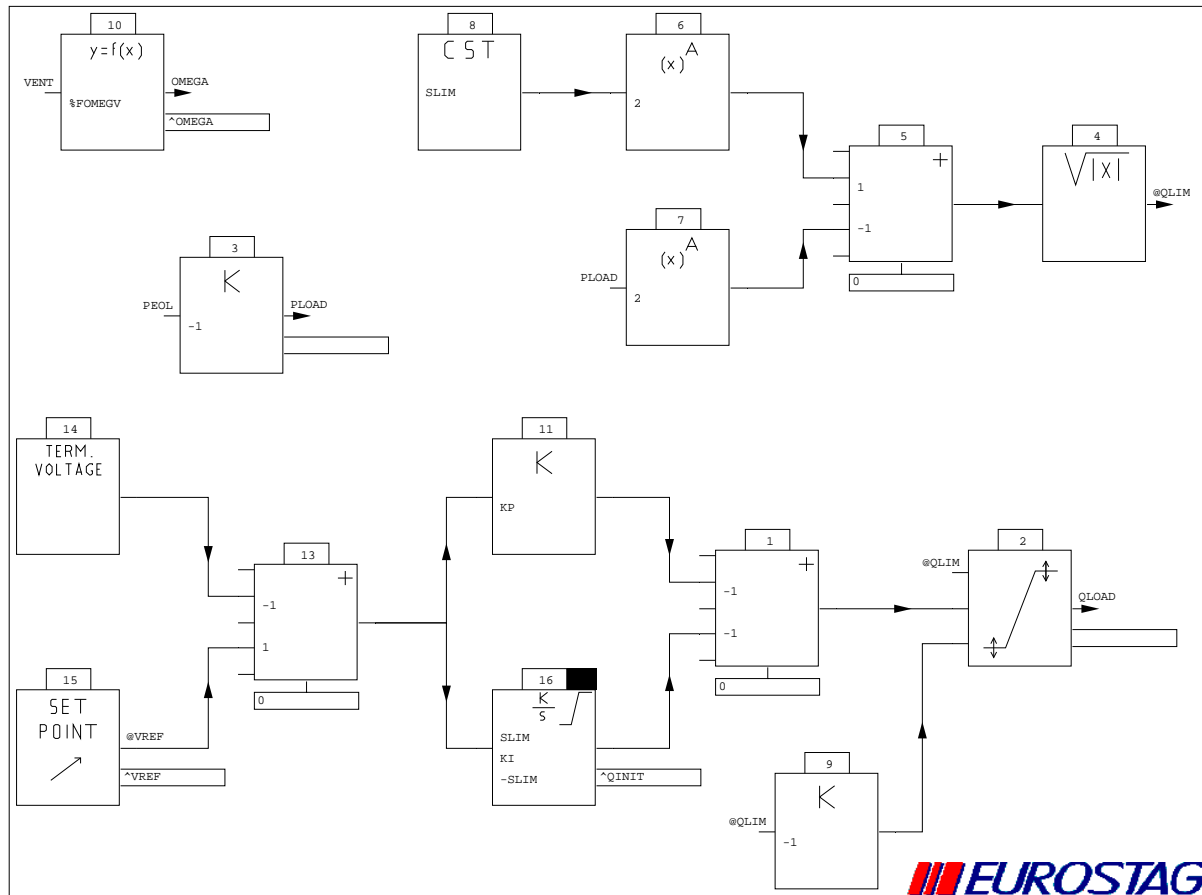


Fig. 5. Macrobloc EOL_Mas.

Les éoliennes utilisant une machine synchrone sont également pilotées en couple par un macrobloc modélisant l'action du vent sur l'ensemble des masses tournantes (Figure 7). Elles sont modélisées par une machine unique pilotée par le macrobloc "interEOL" (Figure 6). Un

réglage de la tension aux bornes du convertisseur est réalisé par un contrôle intégré de la puissance réactive délivrée.



Z:\EUROSTAG\Reseaux\GED RCT BM\interEOL.frm

Fig. 6. Macrobloc interEOL.

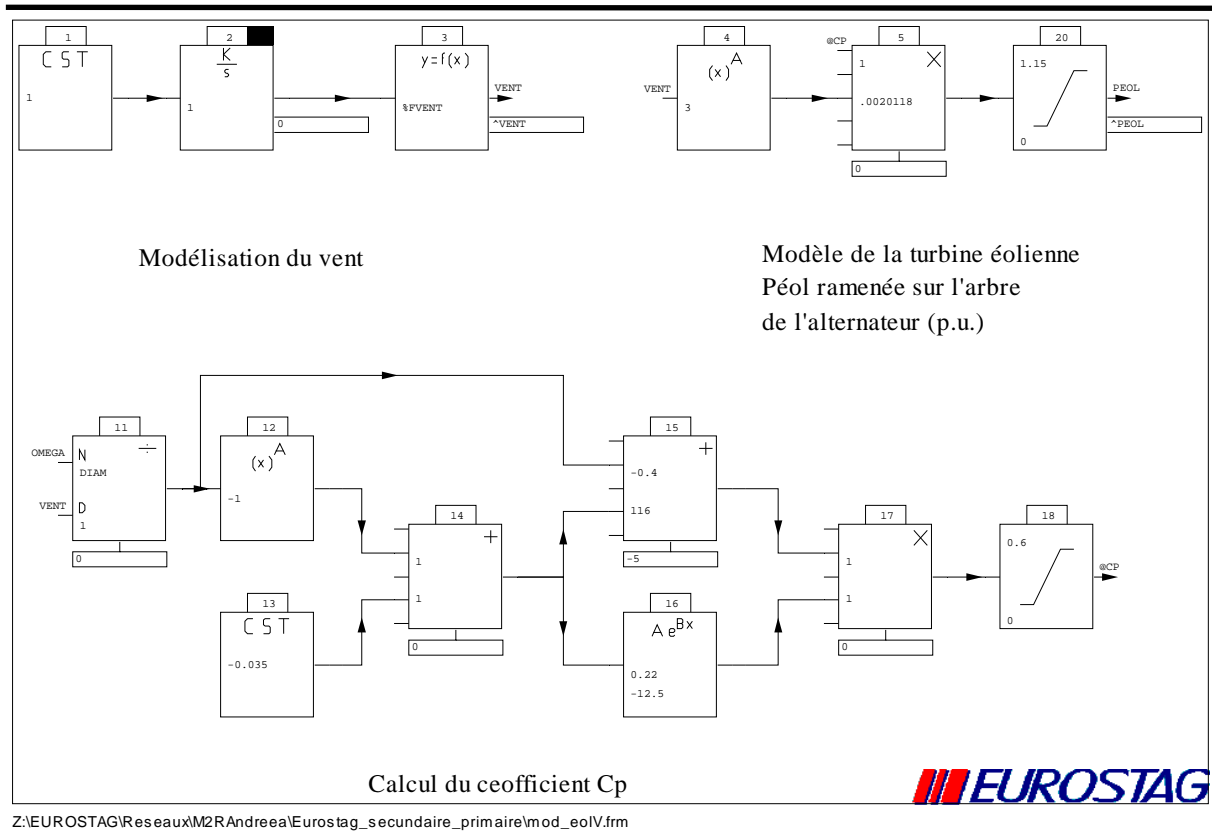


Fig. 7. Macrobloc mod_eoIV.

A3.2. La pile à combustible

La centrale virtuelle étudiée utilise deux groupes de piles à combustible (PAC) (Figure 8) de puissance respective 3.75 MW et 1 MW, modélisées chacune par un injecteur de courant piloté par le macrobloc "interPAC" (Figure 9 qui modélise le comportement dynamique de la PAC et l'électronique de puissance.

Les PAC modélisées sont constituées de plusieurs éléments mis en parallèle. Ces éléments seront modélisés par une source de tension parfaite en série avec la résistance interne des cellules.

La tension continue sera élevée par un hacheur parallèle pour régler la tension du bus continu à $V_0 = 1000$ V, puis transformée par l'intermédiaire d'un onduleur triphasé en tension alternative de valeur efficace 400 V.

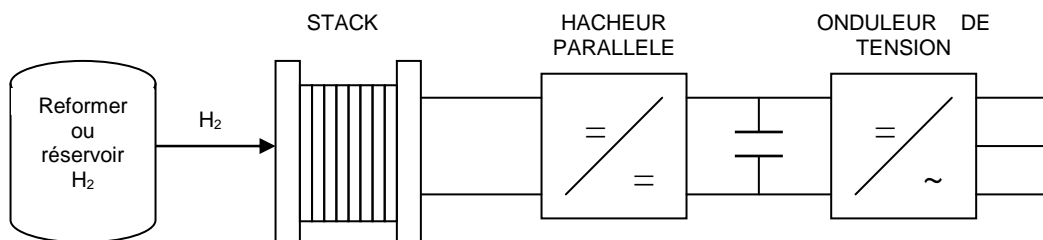
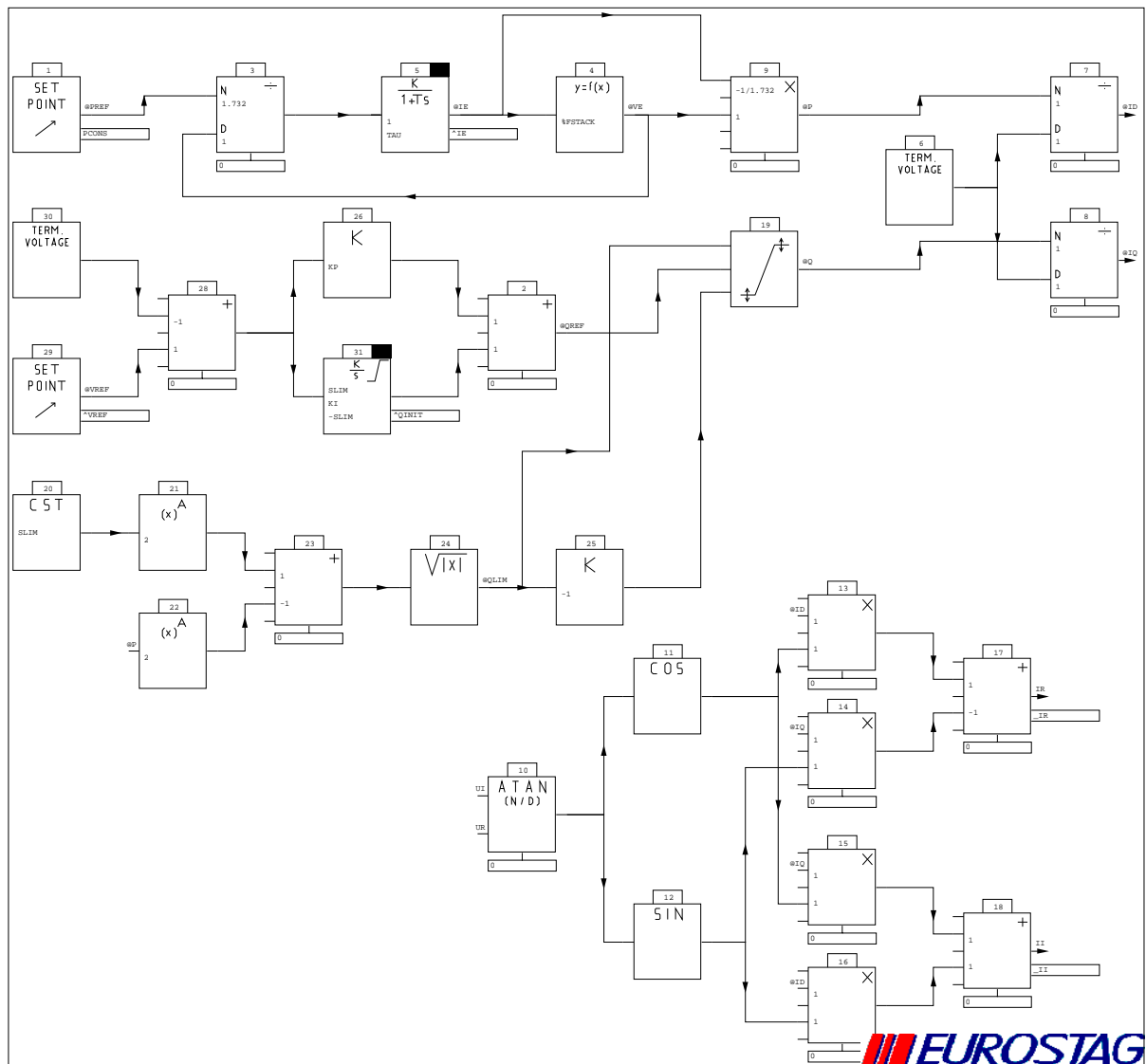


Fig. 8. Schéma de principe d'une pile à combustible avec son interface EP.

Le reformer n'est pas modélisé ici, on supposera l'alimentation en hydrogène parfaite (capacité infinie, constante de temps nulle).



Z:\EUROSTAG\Reseaux\Copie de GED RCT BM\interPAC.frm

Fig. 9. Macrobloc interPAC.

Le stack est composé de 15 éléments mis en parallèle, chaque élément étant constitué de 800 cellules de 950 cm². La caractéristique statique de l'ensemble découle de l'équation de la force électromotrice paramétrée par les pressions du combustible et du comburant et par la température de la pile, et utilisant les équations chimiques écrites à l'équilibre. Le comportement dynamique de la PAC peut être assimilé en première approximation à sa caractéristique statique assortie d'un filtre du premier ordre en négligeant la dynamique des convertisseurs devant celle du stack.

A3.3. La micro – centrale hydraulique

Les centrales hydroélectriques (Figure 10) qui utilisent des génératrices synchrones de puissance respective 0.9 MW et 2.85 MW sont modélisées par des injecteurs de puissance commandés par le macrobloc "interHYD" (Figure 11) qui modélise le comportement dynamique (hors phénomènes transitoires) de la conduite forcée, de la vanne, et de la turbine hydraulique Pelton.

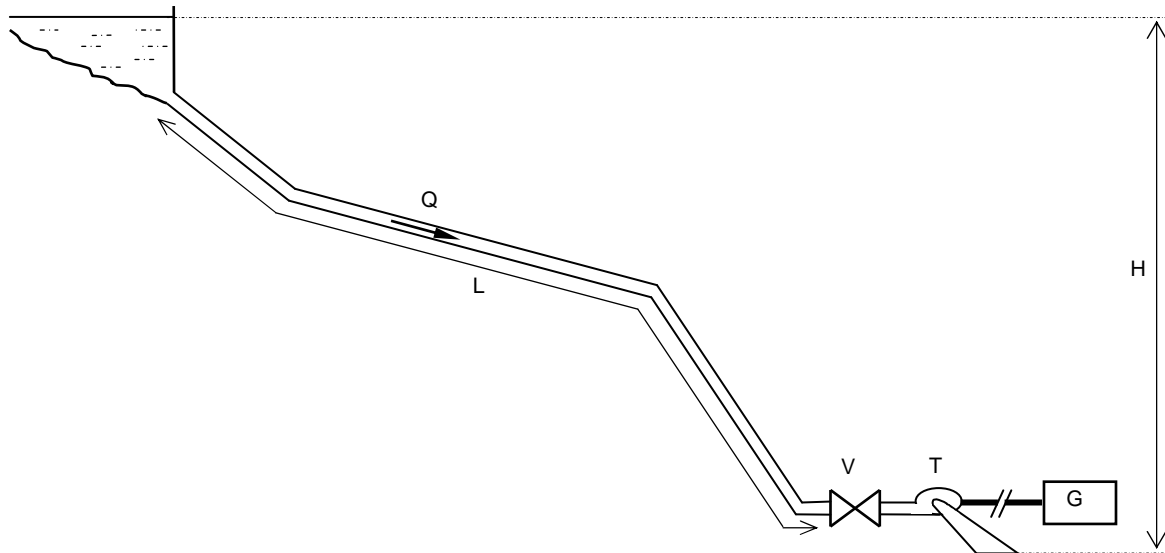


Fig. 10. Schéma de principe d'une centrale hydroélectrique alimentée par une conduite forcée.

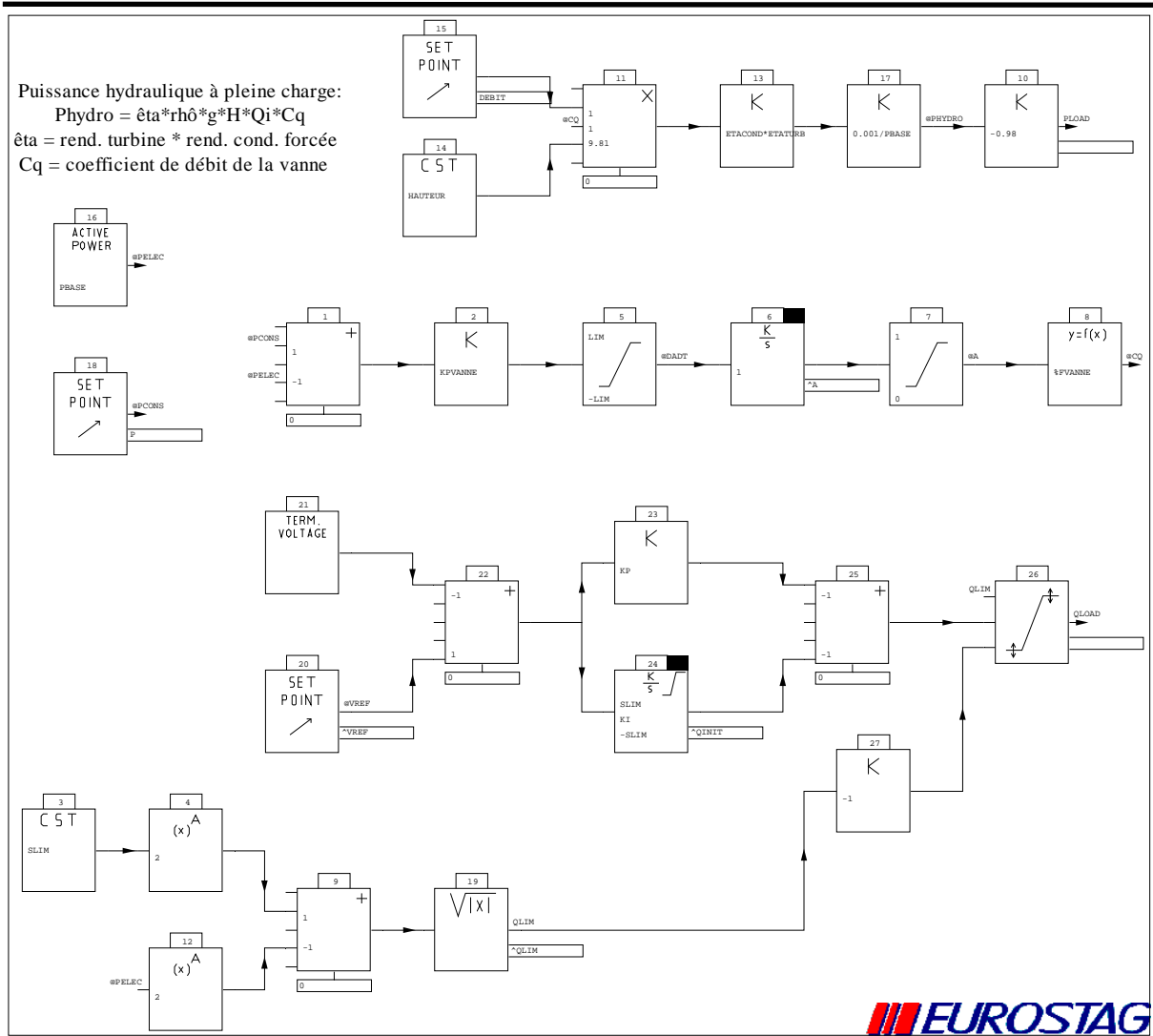
La conduite forcée prélève au cours d'eau un débit maximal qui est établi en fonction du débit du cours d'eau mesuré sur une année complète. Elle est modélisée sans perte de charge.

L'ensemble des vannes (sécurité, régulation, admission...) est modélisée par une vanne papillon seule.

Lors de la fermeture brusque d'une vanne, une surpression est engendrée dans la conduite par le passage brusque de la vitesse de l'eau, de sa valeur initiale à zéro. De même, lors de l'ouverture brusque, une dépression est engendrée dans la conduite. Ce phénomène appelé "*coup de bélier*", peut être très destructeur pour la conduite et les équipements annexes. Il faudra donc contrôler l'ouverture et la fermeture de la vanne de manière à éviter le coup de bélier.

La puissance électrique est régulée par action sur l'ouverture de la vanne, celle-ci étant commandée par un correcteur proportionnel agissant sur sa vitesse d'ouverture.

ANNEXES



Z:\EUROSTAG\Reseaux\Copie de GED RCT BM\interHYD.frm



Fig. 11. Macrobloc interHYD.