



HAL
open science

Contrôle de performances de producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques

Stefan Sterpu

► **To cite this version:**

Stefan Sterpu. Contrôle de performances de producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005. Français. NNT: . tel-00172164

HAL Id: tel-00172164

<https://theses.hal.science/tel-00172164>

Submitted on 14 Sep 2007

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.

INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque

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

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INPG

Spécialité : « **Génie Electrique** »

préparée au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
dans le cadre de l'Ecole Doctorale « **Electronique, Electrotechnique, Automatique et Traitement du Signal** »

présentée et soutenue publiquement

par

Stefan STERPU

Ingénieur de l'Université Polytechnique de Bucarest

le 12 Juillet 2005

**Contrôle de performances de producteurs indépendants pour une meilleure
sécurité des réseaux électriques**

Directeurs de thèse :

Nouredine HADJSAÏD

Yvon BESANGER

JURY

M.	Y. BRUNET	, Président
M.	A. PHADKE	, Rapporteur
M.	D. KIRSCHEN	, Rapporteur
M.	J. NICOLAS	, Examineur
M.	N. HADJSAÏD	, Directeur de thèse
M.	Y. BESANGER	, Co-encadrant

Avant propos

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont été effectués dans l'équipe « Systèmes et réseaux électriques » du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude aux personnes qui ont contribué à l'issue de cette thèse de doctorat :

M. Yves BRUNET, Directeur du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, pour m'avoir accueilli dans son laboratoire et d'avoir accepté présider mon jury de thèse.

Professor Arun PHADKE of the Virginia Polytechnic Institute and State University and Professor Daniel KIRSCHEN from University of Manchester for honoring me by accepting being my PhD opponents, for their critical review and for coming to Grenoble to take part to my PhD thesis committee.

M. Joël NICOLAS, ingénieur Electricité de France, pour ses conseils, ses critiques, son pragmatisme, son intérêt sur mon travail et finalement, pour avoir participé à mon jury de thèse.

M. Daniel ROYE, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour m'avoir accepté et accueilli chaleureusement dans son équipe de recherche, pour son soutien, ses conseils, sa porte toujours ouverte et pour participer à mon jury de thèse en tant que président.

M. Yvon BESANGER, Maître de Conférence à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour avoir développé définitivement et irrémédiable mon goût pour la recherche, pour avoir encadré mes travaux de thèse, pour ses compétences, son professionnalisme, sa disponibilité, sa bonne humeur et son amitié. Je tiens à le remercier particulièrement pour son soutien et pour le temps passé à côté de moi les semaines avant la soutenance.

M. Nouredine HADJSAID, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour avoir dirigé mon travail de thèse, pour son encadrement critique et constructif, pour l'autonomie qu'il m'a laissé dans la conduite des travaux, pour son optimisme, sa rigueur et sa personnalité.

Je voudrais aussi remercier :

Le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, pour avoir financé mes travaux de recherche.

Kerim Mekki, ancien thésard du laboratoire et mon premier chef. Merci de m'avoir montré que la recherche est rigolote, mais en fait, on ne rigole pas avec.

Eduard Rauber et Lu Wei, stagiaires que j'ai encadré et qui ont contribué à l'accomplissement de ma thèse.

M. Mircea Eremia, Professeur à l'Université Polytechnique de Bucarest, pour m'avoir « découvert » et envoyé à Grenoble en tant qu'étudiant Erasmus. Mes plus vifs remerciements pour avoir déclenché la folie et changer peut-être la direction de ma vie.

M. Seddik Bacha, Professeur à l'Université Joseph Fourier de Grenoble et chef de notre glorieuse équipe SYREL, pour ses conseils, son humeur, pour les discussions enrichissantes sur l'histoire, la politique, etc.

Mon équipe pédagogique à l'UFR de Physique de l'Université Joseph Fourier de Grenoble, institution où j'ai travaillé en tant que moniteur en électrotechnique : James Roudet, François Camus, Nicolas Retiere, Laurent Gerbaud et Nicolas Laverdure. Ils m'ont appris à enseigner, travailler avec les gens et beaucoup d'électrotechnique. Une mention spéciale à Nicolas, qui a corrigé le français de ma thèse (entre autres).

Les permanents du laboratoire, pour leur soutien, leur conseils, leur amitié et leur humeur : Robert Perret, Jaqueline Delaye, Danielle Collin, Christian Schaeffer, Bruno Mallet, Claude Brun, Adi Manescu, Christophe Andrieu, etc.

Les thésards et stagiaires du laboratoire pour les bonnes années passées ensemble : Bianca, Bogdan, Christophe, Constantin, Dan, Delcho, Erwan, Iulian, Ion, Ianko, Jérôme, Jiri, Michael, Manuela, Malik, Maria, Nicolas, Octavian, Olivier, Sylvie, Thierry, Vincent, Vanya, etc.

Mes camarades de grenoble321, pour les sorties faites ensemble, pour les soirées inoubliables et pour leur amitié.

Ma famille qui m'a soutenu et m'a encouragé à continuer et à persévérer depuis toujours, qui est venu à Grenoble pour partager avec moi les moments uniques de la soutenance de thèse.

Cristina, la personne qui est restée à côté de moi ces dernières années et qui a fait ma vie beaucoup plus agréable.

Résumé

Les réseaux électriques et les infrastructures associées (réseaux informatiques et de communication) interagissent de plus en plus et la vulnérabilité globale s'amplifie. Du fait de la complexité et de l'interconnexion de ces réseaux, l'écroulement d'une seule infrastructure pourrait entraîner des effets en cascade. Les opérateurs des réseaux électriques gèrent la sécurité opérationnelle des systèmes électriques de puissance. Afin de la maîtriser de la meilleure manière possible, ces opérateurs utilisent comme outils les services système (fonctions supplémentaires exécutées par les groupes de production). Dans le contexte actuel de dérégulation, de nouveaux producteurs demandent l'accès au réseau et ils sont obligés de participer à certains services système. Afin de maintenir la sécurité des réseaux et de permettre le bon déroulement des transactions commerciales, les opérateurs de réseaux sont responsables de l'existence des services système dans des quantités appropriées et du contrôle des participations contractualisées des producteurs à ces services. Cette thèse propose une nouvelle méthode de contrôle de performances des producteurs en terme de services système et de sécurité fondée sur l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations.

Abstract

The electric systems and the associated infrastructures interfere more and more one another and the global vulnerability increases. Due to the complexity and connectivity, a single infrastructure failure could have cascading effects. The transmission system operators guarantee the electric power systems operational security. In order to administrate it as well as possible, system operators use as tools the 'ancillary services', supplementary functions performed, as a support for their basic services, by the same equipments that produce and transmit the fundamental electricity commodity. In the nowadays deregulation context, new independent power producers demand the connection to the transmission and distribution grid. These new producers are constrained to participate to ancillary services. In order to maintain the grid security and reliability, to allow the commercial transactions correct functioning, system operators are responsible of the ancillary services existence in appropriate quantities and of the power producers control in terms of ancillary services participation ratio. This PhD thesis proposes a power producers' performance control based on parameter estimation starting from disturbances measurements.

Lexique

ou les abréviations utilisées dans le mémoire

AVR	Automatic Voltage Regulator (régulateur automatique de tension)
DPG	Data Process Gateway (système d'interfaçage producteurs – opérateur de réseau)
ECN	Energy Communications Network (réseau numérique de transmission des données)
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (actionneurs de réseau à base de composants d'électronique de puissance)
GOVER	Governor (régulateur automatique de vitesse)
GPS	Global Positioning System (système de satellites fournissant des signaux de synchronisation très précis : moins d'une microseconde)
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
PMU	Phasor Measurements Unit (dispositif qui mesure la tension et son déphasage, le courant et son déphasage et la fréquence en un point donné par rapport à un signal de référence synchronisé par les satellites GPS)
PSS	Power System Stabiliser (amortisseur d'oscillations de puissance : correcteur compensant les oscillations électromécaniques d'une machine)
RIG	Remote Intelligent Gateway (système d'interfaçage producteurs – opérateur de réseau)
SPM	Synchronized Phasor Measurement (mesures de phases (module et angle) synchronisées, calculées par un PMU)
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity

Sommaire

ou la table de matières

AVANT PROPOS	3
RESUME	5
ABSTRACT.....	5
LEXIQUE	7
SOMMAIRE.....	9
INTRODUCTION GENERALE	15
CHAPITRE I.....	23
LES RESEAUX ELECTRIQUES - INFRASTRUCTURES CRITIQUES	23
1.1. FIABILITE ET SECURITE DES RESEAUX ELECTRIQUES.....	23
1.2. EVENEMENTS QUI ONT CHANGE LA PHILOSOPHIE DES SYSTEMES ELECTRIQUES EN TERME DE SECURITE	
25	
A. <i>La crise californienne [Mensah-Bonsu, 2002]</i>	25
B. <i>Les stratégies d'Enron</i>	25
C. <i>Grands pannes d'électricité</i>	27
D. <i>Les événements du « 11 septembre 2001 »</i>	28
1.3. NOUVELLE PHILOSOPHIE DES SERVICES – SYSTEME EN TERME DE SECURITE	29
1.4. OUTIL D'ANALYSE CYCLIQUE DE SECURITE	30
A. <i>Analyse de la sécurité statique</i>	30
B. <i>Analyse de la sécurité dynamique</i>	31
C. <i>Analyse de la sécurité transitoire</i>	33
1.5. MISE EN ŒUVRE DE L'ANALYSE CYCLIQUE DE SECURITE	34
CHAPITRE II	43
IDENTIFICATION ET ANALYSE DES PERFORMANCES DES PRODUCTEURS	43
2.1. GENERALITES	43
2.2. CONTROLE DE TENSION – PUISSANCE REACTIVE	46
A. <i>Le réglage primaire de tension</i>	47
B. <i>Le réglage secondaire de tension</i>	52
2.3. CONTROLE DE FREQUENCE – PUISSANCE ACTIVE	53
A. <i>Le réglage primaire de fréquence</i>	54

B.	<i>Le réglage secondaire de fréquence</i>	59
C.	<i>Le réglage tertiaire de fréquence</i>	62
2.4.	AMELIORATION DE LA STABILITE DU RESEAU	63
2.5.	ETAT ACTUEL DU CONTROLE DES PERFORMANCES DES PRODUCTEURS	65
A.	<i>Les réserves de puissance</i>	65
a.	Technique fondée sur les réponses aux instructions de dispatching [Fishman, 2003].....	66
b.	Technique fondée sur l'analyse des données mesurées [Fishman, 2003].....	66
B.	<i>Le statisme du réglage primaire</i>	67
C.	<i>Le taux d'amortissement du PSS</i>	68
2.6.	CONCLUSION	69
CHAPITRE III		73
CONTROLE DE PERFORMANCES FONDE SUR L'ESTIMATION DE PARAMETRES A PARTIR DE MESURES DE PERTURBATIONS		73
3.1.	ESTIMATION DE PARAMETRES A PARTIR DE MESURES DE PERTURBATIONS	75
3.2.	APPROCHE « INTEGRATION NUMERIQUE »	83
A.	<i>Application</i>	83
B.	<i>Mesure</i>	83
C.	<i>Modèle</i>	83
D.	<i>Minimisation</i>	86
E.	<i>Exemple numérique</i>	87
F.	<i>Conclusion</i>	88
3.3.	APPROCHE « LINEARISATIONS SUCCESSIVES ».....	88
3.4.	APPROCHE « ANALYSE DES RESULTATS »	90
3.5.	ROBUSTESSE DE LA METHODE DE CONTROLE DES PERFORMANCES PROPOSEE	92
A.	<i>Introduction</i>	92
B.	<i>Robustesse à la précision de mesure</i>	93
a.	Acquisition de données	93
b.	Capteurs de mesure	94
c.	Conversion analogique – numérique.....	94
	La conversion analogique - numérique est nécessaire afin d'éliminer les éventuelles erreurs de transmission à distance du signal mesuré. Généralement, les capteurs de mesures de haute gamme contiennent aussi le module de conversion.	94
d.	Transmission de données	94
e.	Traitement de mesure.....	95
e.	Conclusion	98
C.	<i>Robustesse au modèle du réseau</i>	98
D.	<i>Résultats numériques</i>	100
E.	<i>Conclusion</i>	102
3.6.	CONTROLE DE PERFORMANCES POUR DIVERS SCENARIOS DYNAMIQUES	102
A.	<i>Contrôle de la réserve primaire de puissance active</i>	103

<i>B. Contrôle de l'amortissement introduit par le PSS</i>	105
<i>C. Contrôle des performances liées à la dynamique du producteur</i>	110
3.7. ALGORITHME DE CONTROLE CONTINU DES PERFORMANCES D'UN PRODUCTEUR	111
3.8. CONCLUSION	114
CONCLUSION GENERALE	117
PERSPECTIVES	121
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	125
ANNEXE 1 – LES RESEAUX TEST UTILISES	133
A1.1. RESEAU « 4 MACHINES »	133
A1.2. RESEAU IEEE 39 NOEUDS « NEW ENGLAND »	133
A1.3. RESEAU WSCC « 29 MACHINES »	134
A1.4. SCHEMAS FONCTIONNELS DES REGULATIONS UTILISEES	137
<i>A1.4.1. Régulateur automatique de tension</i>	137
<i>A1.4.23. Stabilisateur des oscillations de puissance</i>	137
<i>A1.4.32. Régulateur automatique de vitesse</i>	138
ANNEXE 2 –REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE. CONCEPTION ET IMPLANTATION DANS EUROSTAG	139
ANNEXE 3 – ELEMENTS D'OPTIMISATION	147
A3.1. <i>Formulation mathématique d'un problème d'optimisation</i>	147
A3.2. <i>Résolution des problèmes d'optimisation</i>	148
a. Méthodes déterministes d'optimisation (méthodes du gradient)	148
b. Méthodes stochastiques d'optimisation	150
A3.3. <i>Optimisation multi-objectifs</i>	154

Introduction générale

Introduction générale

ou l'état actuel de l'industrie de l'électricité

Avec l'avènement de la dérégulation de l'industrie de l'électricité et de l'ouverture du marché électrique, les concepts classiques d'opération des systèmes électriques au niveau mondial ont radicalement changé. Des mutations importantes sont apparues concernant la structure physique et opérationnelle du réseau et les acteurs du secteur de l'électricité (administratif et institutionnel).

Au niveau de la structure physique et opérationnelle, à la place du système de puissance et des entités classiques (production, réseaux de transport, réseaux de distribution et service consommateurs verticalement intégrés), on trouve de nouveaux paradigmes. La production classique n'est plus concentrée dans une seule main, il existe des producteurs indépendants qui détiennent des capacités non négligeables de production. La forte insertion de petits producteurs dans les réseaux de distribution fait que les flux d'énergie ne sont plus unidirectionnels (du transport vers la distribution). Ces transits de puissance peuvent changer de sens à tout instant. La figure 0.1 illustre cette mutation.

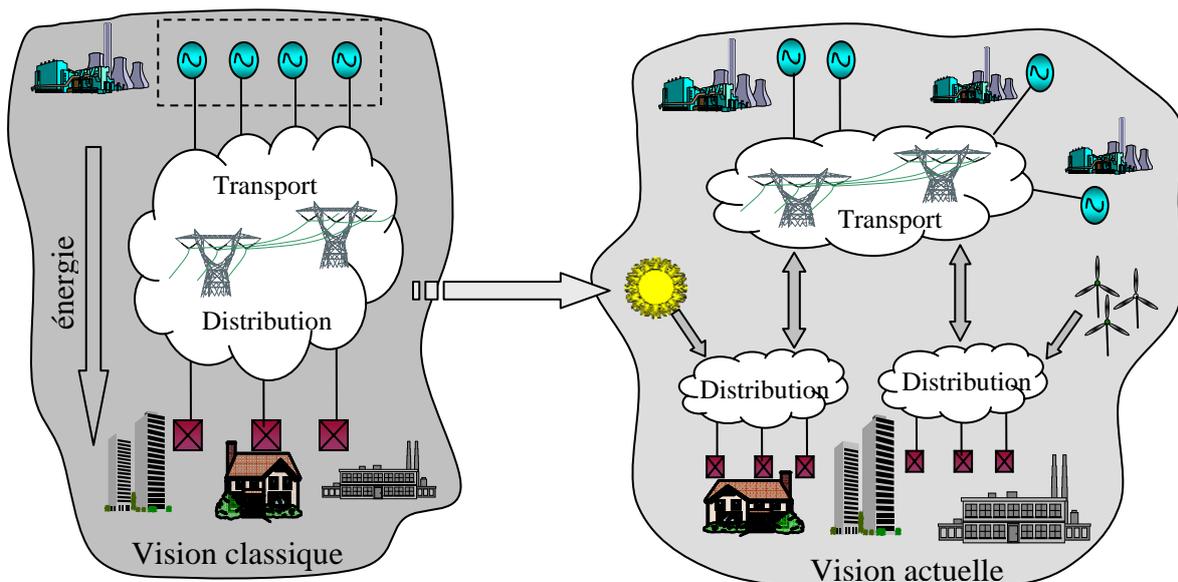


Figure 0.1. – Nouveaux paradigmes dans l'industrie de l'électricité

Au niveau administratif et institutionnel, on retrouve les nombreux acteurs qui participent à la vie du système électrique. Avant la dérégulation, il y avait peu d'acteurs et les règles du jeu étaient bien définies (on fournit l'électricité et on l'achemine vers les consommateurs par l'intermédiaire des réseaux). Depuis l'ouverture du marché électrique, il existe beaucoup de participants au jeu de l'énergie, chacun avec ses propres rôles et intérêts économiques : commissions de régulation, propriétaires de réseaux de transport et/ou de distribution, marchés et bourses d'énergie, opérateurs de réseaux de transport et de distribution, producteurs indépendants, grossistes, services consommateurs, services annexes (comptage, maintenance des lignes, etc.). Les jeux et les enjeux économiques sont devenus très complexes.

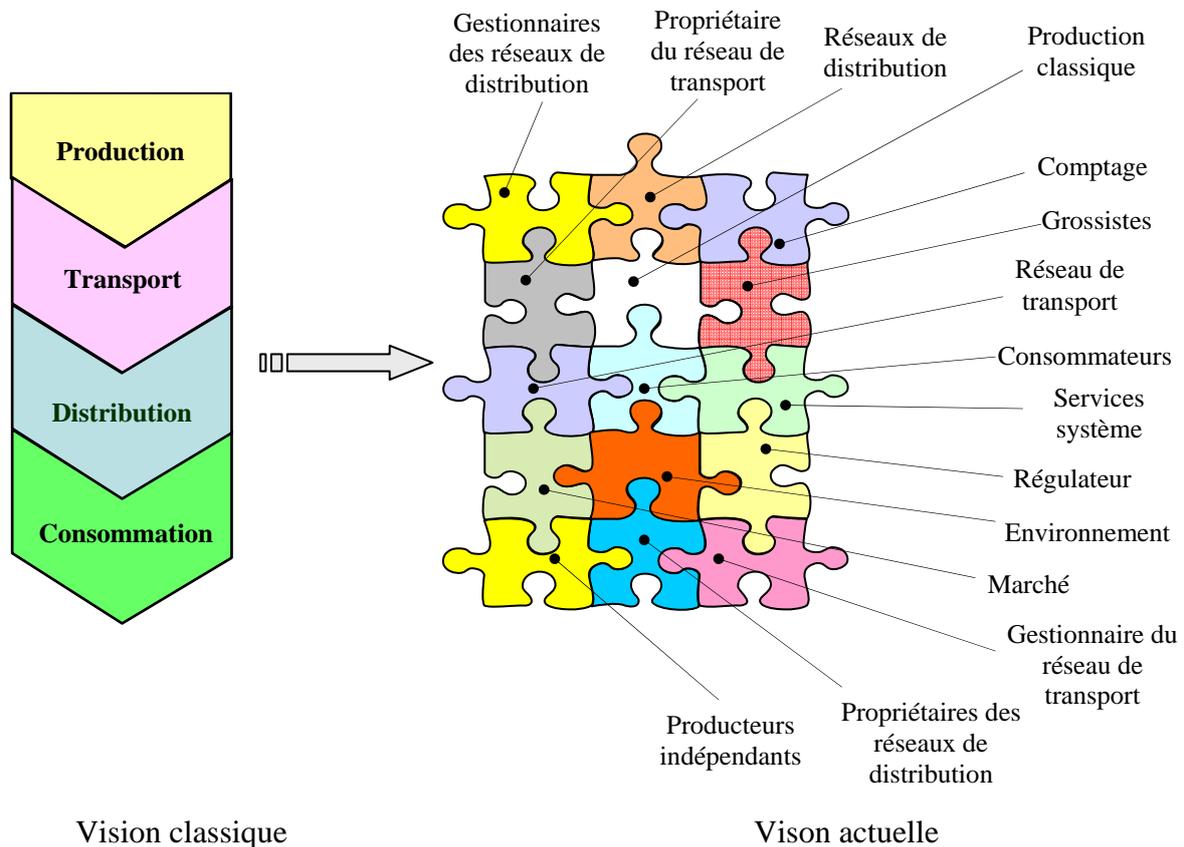


Figure 0.2. – Nouveaux acteurs dans l'industrie de l'électricité

De plus, ces dernières années, une nouvelle direction concernant les énergies vertes a pris forme simultanément avec l'augmentation de la difficulté de construction de nouveaux

ouvrages de grande taille : grosses centrales et lignes de transport. En effet, du fait de contraintes économiques et politiques, l'augmentation des capacités de production et de transport n'est pas proportionnelle à l'augmentation de la consommation. Le protocole de Kyoto [Nations Unies, 1997] sur les changements climatiques et le réchauffement planétaire a établi des limitations drastiques sur les émissions de gaz à effets de serre. La Commission Européenne a suivi cette tendance et a élaboré le « Livre blanc » et des directives sur l'électricité produite par les sources à énergie renouvelable [CE, 1997].

En considérant tous ces changements et contraintes et s'agissant d'un jeu économique avec des enjeux importants, les réseaux électriques sont aujourd'hui exploités près de leurs limites de sécurité. Ce fait est susceptible de conduire à des situations catastrophiques : la crise énergétique californienne de l'année 2000 [Mensah-Bonsu, 2002] et les grands pannes d'électricité [POST, 2000] en sont des exemples typiques.

Les caractéristiques fondamentales d'un réseau électrique sont la fiabilité (continuité en fonctionnement du réseau et en alimentation des consommateurs), la qualité de fourniture (les valeurs de la fréquence et des tensions doivent rester près de leurs valeurs de consigne) et la capacité à trouver un point de fonctionnement stable après un évènement imprévu qui, éventuellement, a mis hors service un ouvrage quelconque. Toutes ces caractéristiques sont gérées par les opérateurs du système électrique de puissance (gestionnaires de réseaux) qui doivent toujours trouver des moyens pour les assurer.

Dans l'environnement dérégulé, les moyens qui sont à la disposition des gestionnaires de réseaux sont les services système, des services nécessaires pour assurer la fiabilité des opérations dans les systèmes isolés ou interconnectés ; ils représentent une partie significative des transactions commerciales [Hirst, 1998]. L'opérateur de chaque réseau a la responsabilité de s'assurer à tout moment qu'il existe une quantité suffisante de services système, de façon à maintenir la sûreté et la fiabilité du système et également de permettre le bon déroulement des transactions commerciales. Tous les services système sont payés par le gestionnaire du réseau. Il s'agit de prix établis par des contrats bilatéraux entre le producteur indépendant et le gestionnaire du réseau ou bien des prix établis au marché des services système. En situation de crise de l'énergie, ces prix peuvent sortir du domaine contractuel et atteindre des valeurs très importantes suivant la loi de l'offre et de la demande [Mensah-Bonsu, 2002].

Parmi les services système assurés par les producteurs, on retrouve [Hirst, 1998] :

- le réglage de tension et de puissance réactive,
- le réglage de fréquence et de puissance active,
- la contribution à la reconstruction du réseau à la suite des pannes,
- l'amélioration de la stabilité du réseau entier par l'utilisation d'équipements spéciaux (dispositifs d'amortissement des oscillations de puissance, par exemple),
- la compensation des pertes actives dans les réseaux de transport (service système qui ne pose pas de problème pour la sécurité des réseaux électriques et qui ne sera donc pas développé ici).

Ces services seront présentés dans le chapitre II.

Généralement, les services système sont indépendants de la production de l'énergie, mais un même producteur peut injecter de la puissance dans le réseau et simultanément offrir des services système. La participation à de tels services est donc très intéressante. Une partie des services système est obligatoire pour toutes les unités de production raccordées au réseau de transport (réglage primaire de tension et réglage primaire de fréquence) indépendamment de la taille ou du type de producteur. Dans le cas des autres services système, l'offre de services dépasse en général fortement la demande, et le gestionnaire du réseau doit faire une sélection parmi les candidats producteurs. Cette procédure s'appelle « qualification ». Un même producteur peut se qualifier pour participer simultanément à plusieurs services système, tout en commercialisant ou non une partie de sa production de puissance active sur le marché boursier de l'énergie (marché spot, par exemple).

Un producteur se qualifie pour faire certains services système s'il passe un contrôle de performances initial, avant la mise en fonctionnement de son installation. L'opérateur du système établit une convention de raccordement qui stipule toutes les performances à respecter pour ces services système. Mais un producteur qualifié peut augmenter son injection de puissance (dans le but de vendre plus d'énergie sur le marché) ou bien faire diverses modifications sur son installation de production au détriment des services système (variations des paramètres de réglage). Ceci peut conduire à la dégradation de la sécurité du réseau entier, voire à un incident plus ou moins grave. Néanmoins, le système électrique ne doit pas arriver dans un état non maîtrisable qui pourrait conduire à une situation de crise généralisée.

En considérant cette situation, l'opérateur du réseau se réserve le droit de procéder régulièrement à des contrôles de performances supplémentaires : essais et mesures physiques, simulations, etc. Les non-conformités contractuelles détectées conduisent au moins à la « déqualification » des producteurs concernés. Dans le cas d'un incident provoqué par un producteur qui n'a pas respecté (volontairement ou involontairement) ses obligations, le contrôle de performances pourrait permettre d'établir les responsabilités juridiques, si besoin est. A l'heure actuelle, la majorité des opérateurs de réseaux n'ont pas à leur disposition un outil efficace, hors mesure sur site permettant de quantifier les performances et donc la responsabilité de chaque producteur.

Les opérateurs des réseaux du monde entier travaillent pour mettre au point des méthodes de contrôle des performances. Pour l'instant, les recherches effectuées et les méthodes de contrôle des performances développées sont spécifiques aux particularités de chaque système électrique de puissance et chacune a ses avantages et inconvénients. Il n'existe pas à l'heure actuelle une technique générique pour ces contrôles.

Dans ce contexte, l'objectif de cette thèse est de proposer une nouvelle méthode de contrôle de performances qui devrait éliminer des inconvénients des méthodes existantes actuellement dans l'exploitation des réseaux électriques.

Les hypothèses qui sont à la base de ce travail :

- La considération du contexte actuel dans différents pays où les systèmes électriques sont entièrement dérégulés et dans le contexte futur des pays en cours de dérégulation,
- la structure des systèmes électriques étudiés est celle d'aujourd'hui, sans la considération des technologies et équipements futurs (en cours de recherche et développement),
- l'opérateur du réseau de transport est l'entité d'arbitrage.

Le présent rapport contient trois parties :

- la 1^{ère} partie présentera les aspects liés à la sécurité des réseaux électriques de transport dans le contexte actuel de dérégulation et d'ouverture du marché de l'électricité,
- la 2^{ème} partie traitera des diverses performances correspondantes aux services système assurés par les groupes de production et présentera l'état de l'art en ce qui concerne le contrôle des performances des producteurs,

- la 3^{ème} partie décrit l'application développée, analyse la sensibilité de la méthode à la précision de mesure et à l'exactitude du modèle. Des résultats numériques qui valident la méthode proposée seront également présentés.

Chapitre I

Les réseaux électriques - infrastructures critiques

1.1.	FIABILITE ET SECURITE DES RESEAUX ELECTRIQUES	23
1.2.	EVENEMENTS QUI ONT CHANGE LA PHILOSOPHIE DES SYSTEMES ELECTRIQUES EN TERME DE SECURITE 25	
A.	<i>La crise californienne [Mensah-Bonsu, 2002]</i>	25
B.	<i>Les stratégies d'Enron</i>	25
C.	<i>Grands pannes d'électricité</i>	27
D.	<i>Les événements du « 11 septembre 2001 »</i>	28
1.3.	NOUVELLE PHILOSOPHIE DES SERVICES – SYSTEME EN TERME DE SECURITE	29
1.4.	OUTIL D'ANALYSE CYCLIQUE DE SECURITE	30
A.	<i>Analyse de la sécurité statique</i>	30
B.	<i>Analyse de la sécurité dynamique</i>	31
C.	<i>Analyse de la sécurité transitoire</i>	33
1.5.	MISE EN ŒUVRE DE L'ANALYSE CYCLIQUE DE SECURITE	34

Chapitre I

Les réseaux électriques - infrastructures critiques

ou d'où vient le besoin de recherche scientifique

Le contrôle de performances de producteurs représente l'un des moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques. Ce chapitre définit les notions liées à la sécurité des systèmes électriques dans le contexte actuel dérégulé et présente quelques situations et événements particuliers qui ont changé la perception globale sur la sécurité. Par la suite, nous allons présenter une application d'analyse cyclique de sécurité que nous avons développé. L'application est intéressante du fait que les calculs de réseau sont faits par le logiciel consacré EUROSTAG et donc la modélisation des réseaux analysés et les méthodes de calcul sont acceptées et reconnues par le monde scientifique et industriel. Les simulations lancées en EUROSTAG ont été conduites par des programmes pilot extérieurs qui modifient l'état du réseau et qui analysent les résultats obtenus. L'objectif de ce chapitre est de montrer et de quantifier le fait que les paramètres de réglage de producteurs influencent fortement sur la sécurité dynamique et transitoire du réseau.

1.1. Fiabilité et sécurité des réseaux électriques

La fiabilité représente l'aptitude d'un réseau à fournir la puissance électrique demandée par les clients dans les limites des puissances nominales des équipements et des tensions, en tenant compte des indisponibilités programmées et non – programmées de ces équipements [IEEE, 1978].

L'exploitation des réseaux électriques est un processus complexe comportant des changements fréquents des états de fonctionnement. Chaque événement qui intervient (défaillance d'un équipement, indisponibilité programmée ou non – programmée, modification des charges etc.) provoque une modification plus ou moins critique de l'état de fonctionnement. Ces changements topologiques et/ou opérationnels sont d'une grande diversité et pourraient emmener le réseau électrique dans des situations d'urgence. Parfois, il s'agit d'une situation d'urgence temporaire qui peut être résolue par les outils classiques de

conduite du réseau. Pour d'autres cas, des actions correctives peuvent ne pas être réalisables et un besoin de délester des consommateurs peut être la seule action possible. Plus loin, on trouve des situations d'urgence extrêmes pour lesquelles la stabilité et l'intégrité du réseau sont menacées. Dans ce cas, le but principal d'alimentation continue des consommateurs n'est pas réalisé. On dit qu'il s'agit d'un problème de fiabilité, à court ou à long terme, des systèmes électriques [CIGRE, 1997].

La sécurité est l'aptitude d'un réseau à résister à des perturbations spécifiques subites telles que la perte imprévue de composants de ce réseau. Considérons que, à cause d'une perturbation, le réseau passe d'un état de fonctionnement à un autre et que la demande d'électricité et toutes les contraintes de régime permanent sont respectées avant et après ce passage (le réseau est faible). Par contre, le comportement dynamique et transitoire de ce réseau doit être pris en compte car il pourra provoquer le non respect des critères de stabilité ou même l'écroulement du réseau. Si c'est le cas, l'état d'origine (avant la perturbation) du réseau était fiable mais pas du tout sûr (sécurisé).

Afin d'identifier et de séparer les états sûrs et non sûrs, on sélectionne une liste d'événements incertains plausibles, qui sont définis comme étant la perte d'un simple élément de réseau (ligne, transformateur, générateur, etc.). C'est ce qu'on appelle usuellement le critère de sécurité « N - 1 » (Galiana, 1992). Si le critère « N - 1 » est satisfait, grâce aux dispositifs automatiques de conduite et aux protections, le système électrique se rétablira rapidement, dans les limites des paramètres d'urgence et sans appliquer un plan de défense (déclenchements, délestages, îlotages, etc.).

En considérant les concepts mentionnés précédemment, l'opérateur de réseau doit s'assurer que tous les acteurs qui participent à la vie du système électrique opèrent conformément aux cahiers des charges de façon à éviter le plus possible l'altération de la sécurité du réseau. Mais, dans des conditions de dérégulation totale, il peut exister des acteurs peu concernés par la sécurité globale du réseau, voire plus intéressés à maximiser leurs profits immédiats qu'à se préoccuper de la sécurité.

Le paragraphe suivant fournira des exemples concrets des aspects qui ont redéfini les notions concernant la sécurité des réseaux électriques.

1.2. Evénements qui ont changé la philosophie des systèmes électriques en terme de sécurité

A. La crise californienne [Mensah-Bonsu, 2002]

La libéralisation du secteur de l'énergie en Californie, commencée en 1996, avait été basée sur l'introduction de la concurrence au niveau des producteurs et des grossistes, sous contraintes maximales des prix de détail. La satisfaction générale du début s'est détériorée au début de l'année 2000 à cause de fortes augmentations de prix des combustibles, et en conséquence, le déficit d'offre a été aggravé par l'arrêt d'un nombre important de centrales (le prix imposé de détail étant inférieur aux coûts de marché). L'état d'urgence a été alors décrété, les coupures d'électricité affectant des millions de personnes. L'intervention de l'administration centrale américaine, qui a atténué le processus économique radicalement libéral du secteur de l'électricité en rachetant la production d'électricité pour une longue durée, a permis la sortie de la crise. En analysant les données enregistrées pendant la crise, les opérateurs de réseaux et les commissions de régulation ont découvert que la sécurité douteuse du système de puissance californien a été dégradée à cause de l'augmentation de la consommation et aussi par des compagnies (producteurs et grossistes) qui ont spéculé sur la situation, en utilisant des stratégies économiques plus ou moins permises par les lois afin d'augmenter leurs profits. Le cas le plus médiatisé est celui de la compagnie Enron [Yoder, 2000].

Les spéculations boursières doivent avoir en derrière des comportements techniques non conformes aux normes de raccordement des producteurs au réseau. Ces comportements (volontaires ou non) font que la sécurité est affectée (fait qui est déjà démontré par Enron Mémoire, par exemple). Un outil de contrôle de performances, qui soit capable de détecter les éventuelles non-conformités, serait très utile pour les opérateurs de réseaux afin de prévenir des situations catastrophiques.

B. Les stratégies d'Enron

Profitant de la réglementation du marché local de l'électricité, Enron (grossiste d'électricité et des services système) a contribué à la pénurie et à la crise de l'énergie dans l'état de Californie, toujours avec le seul et unique objectif de réaliser des profits grâce à des

manipulations économiques et boursières. « Fat Boy », « Get Shorty », « Ricochet », « Load Shift » et « Death Star » sont les noms des stratégies mises au point par les traders en électricité d'Enron pour le marché de la Californie ayant comme but de maximiser le profit de leurs opérations, quitte à fournir des informations erronées ou incomplètes. Conformément au principe que ce qui n'est pas spécifiquement interdit par les textes de lois est permis, les manœuvres utilisées par Enron n'ont pas dépassé les limites des réglementations en cours de validité. Voici une présentation sommaire de ces stratégies.

- « Load Shift » ou l'échange de places [Yoder, 2000]

Enron surestime intentionnellement la puissance demandée dans la partie nord de l'état Californien, et crée une congestion fantôme qui a augmenté les prix dans cette région. Simultanément, Enron sous-estime la puissance demandée au sud de la Californie pour en baisser le prix. Dans ce cadre, Enron même est sollicitée par les gestionnaires des réseaux pour transférer la charge du nord vers le sud afin d'éliminer la fausse congestion au nord. En manipulant les marchés « la veille » (électricité négociée le jour « j » pour livraison le lendemain) et le marché « d'ajustements » (marché permettant à un GRT d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation grâce aux quantités d'électricité supplémentaires que les producteurs peuvent fournir ou aux réductions de consommation que les consommateurs peuvent prodiguer), Enron a gagné 30 millions de dollars.

- « Fat Boy » ou l'accroissement artificiel de la demande [Caiso 2002]

Enron anticipe, parfois correctement, que la demande d'électricité du lendemain est sous-estimée. Elle propose alors sur le marché plus de puissance que la demande des consommateurs. Dans les cas où l'anticipation est correcte, le surplus d'électricité est vendu sur le marché d'ajustement à des prix nettement supérieurs. Ayant la puissance nécessaire au bon moment, Enron a gagné 65 millions de dollars.

- « Death Star » ou le transfert de puissance fantomatique [Caiso 2002]

Enron prévoit l'exportation d'électricité de l'état du Nevada vers l'état de l'Oregon à travers la Californie. Du fait que les lignes de transmission en Californie sont congestionnées, afin d'éliminer la congestion, Enron est rémunérée pour transmettre l'énergie dans le sens contraire, vers l'état de Nevada. Donc, sans rien faire au niveau opérationnel, Enron a gagné de l'argent en annulant l'exportation de l'état du Nevada.

-
- « Ricochet » ou le blanchissement de mégawatts [Yoder, 2000]

Enron achète de l'électricité en Californie, où les commissions de régulation ont imposé des limites maximales pour les prix de production, afin de la vendre dans un état voisin. Simultanément, Enron achète à la hausse hors de la Californie et vend en Californie, aussi à la hausse mais beaucoup plus cher, parce qu'il n'existait pas de limites maximales de prix pour l'électricité importée d'un autre système de puissance.

- « Get Shorty » ou vendre à la hausse et acheter à la baisse [Yoder, 2000]

Enron s'engage à avoir des réserves suffisantes de puissance active disponibles dans le cas où le gestionnaire du réseau en ait besoin le lendemain et par conséquent Enron est payé pour ce service système. Ayant un comportement prédateur et purement commercial, Enron n'a pas la moindre intention de fournir ces services. Elle injecte dans le réseau toute sa capacité de puissance et transfère les services système contractés aux autres compagnies. En donnant des fausses informations aux opérateurs des réseaux, Enron a gagné, par cette manœuvre, environ 60 millions de dollars [Yoder, 2000].

Enron est juste un exemple d'acteur parmi d'autres [Fishman, 2003], qui a spéculé sur le marché d'électricité. Leurs spéculations économiques ont été fondées sur des manques d'informations vers l'opérateur du réseau de transport californien et sur des non-conformités des contrats techniques de fonctionnement. Une étude de contrôle de performance en terme de participation aux services système des producteurs aurait pu détecter prématurément de tels comportements et peut-être la situation de crise aurait pu être évitée.

C. Grands pannes d'électricité

Les Etats-Unis ont vécu plusieurs grandes pannes d'électricité dans l'été de l'année 1999. Le black-out du réseau électrique de transport du PJM (opérateur qui gère les systèmes de puissance de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia, District of Columbia) a été causé par une non-conformité contractuelle en terme de contrôle de tension [POST, 2000] ; un producteur qui était censé produire de la puissance réactive produisait en fait de la puissance active car il ne gagnait pas d'argent sur l'énergie réactive. Un comportement similaire s'est

passé en Californie, où un générateur était supposé avoir son PSS branché alors qu'il ne l'était pas [POST, 2000].

D. Les événements du « 11 septembre 2001 »

Avant le 11 septembre 2001, la fiabilité des systèmes électriques de puissance était très importante. La sécurité était relativement importante elle aussi, mais pas d'un intérêt capital. Après les événements de New York City et de Washington, la philosophie des systèmes électriques a changé radicalement [Hirsch, 2004]. La fiabilité des réseaux reste toujours importante, mais la notion de sécurité a pris une autre dimension. Les administrations centrales de tous les pays industrialisés ont créé des institutions dédiées à la sécurité physique et opérationnelle : des départements de sécurité, des instituts de recherche dans le domaine des infrastructures (The International Institute for Critical Infrastructures (CRIS), par exemple), etc. [Hirsch, 2004]. De plus, comme les systèmes électriques et les autres infrastructures interagissent de plus en plus entre eux (Figure 1.1), la vulnérabilité globale augmente. Du fait de leur complexité et de leur imbrication, la défaillance d'une seule infrastructure pourrait avoir des effets de cascade, et par conséquent les systèmes électriques représentent des infrastructures critiques, d'une importance indubitable.

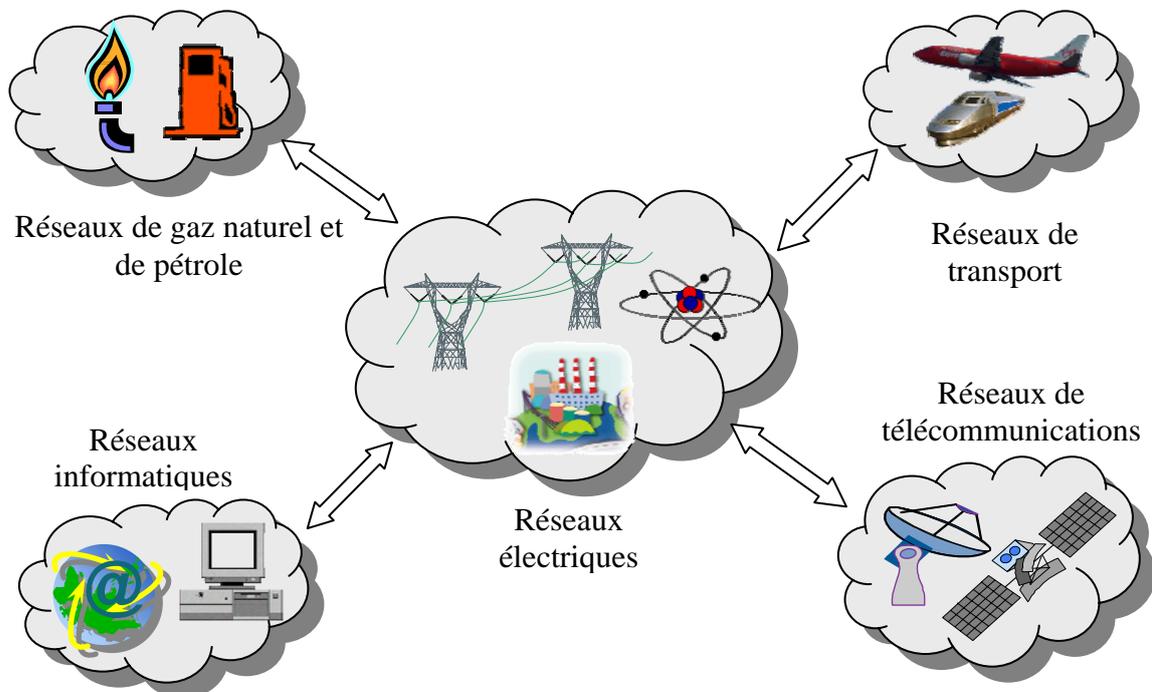


Figure 1.1. – Interaction des infrastructures critiques

La sécurité des systèmes électriques peut être affectée physiquement et/ou opérationnellement. Belligérances, désastres naturels et contradictions opérationnelles représentent des menaces potentielles qui peuvent compromettre la continuité en opération avec des pertes économiques significatives. Les institutions politiques et décisionnelles prennent en compte sérieusement les menaces éventuelles et leur influence sur l'infrastructure électrique. Ayant comme objectif visé la minimisation des dégâts en cas de calamités, elles ont développé des plans de réaction rapide, des plans de défense et des stratégies opérationnelles pour assurer la sécurité des réseaux [White House, 2003].

Il existe maintenant trois types de sécurité : sécurité statique (concerne les contraintes électriques et thermiques), sécurité dynamique (concerne l'évolution temporelle des grandeurs sur une échelle de quelques secondes au plus) et sécurité transitoire (concerne l'évolution immédiate du système après une perturbation). Les paragraphes suivants présentent des outils que nous avons développé pour analyser ces trois types de sécurité.

1.3. Nouvelle philosophie des services – système en terme de sécurité

Comme nous l'avons décrit dans le paragraphe précédent, la sécurité opérationnelle et physique devient un objectif majeur dans le quotidien des systèmes électriques. En ce qui concerne la sécurité opérationnelle, l'organisme qui la gère et la garantit est l'opérateur des réseaux de transport. Afin de les administrer le mieux possible, les opérateurs des réseaux utilisent comme outils les services système, qui représentent des fonctions supplémentaires accomplies par les mêmes équipements qui génèrent l'électricité. Ayant comme objectifs la maintenance de la sécurité (statique, dynamique et transitoire) du réseau et le déroulement adéquat des transactions commerciales, les opérateurs des réseaux sont responsables de l'existence des services système en quantités suffisantes.

Dans le contexte actuel de dérégulation où les acteurs sont indépendants entre eux et donc où l'échange d'informations est restreint et afin d'éviter les situations dans lesquelles les producteurs ou les grossistes ont des comportements commerciaux et opérationnels de même type qu'Enron, les opérateurs de systèmes sont obligés d'exiger et de vérifier à tout instant les performances en terme de services système et de sécurité des réseaux.

1.4. Outil d'analyse cyclique de sécurité

Afin de quantifier l'impact des diverses performances sur la sécurité des réseaux électriques, nous avons développé un programme de calcul hors-ligne qui analyse la sécurité. Il s'agit de trois sous-routines qui vérifient les trois types de sécurité (statique, dynamique et transitoire) afin de garantir un état global sûr du système de puissance analysé. On appelle cette étude « analyse cyclique » car l'analyse de sécurité est faite en boucle infinie pour toutes les configurations du réseau électrique [Harsan, 1996]. L'originalité de notre démarche vient du fait que les calculs (statiques, dynamiques et transitoires) de réseau sont faites par un logiciel de simulation de réseaux reconnu (EUROSTAG) piloté de l'extérieur par un programme qui modifie le régime de fonctionnement et qui fait l'analyse des résultats obtenus. Une analyse cyclique permet de surveiller l'état du réseau et de diagnostiquer sur les marges de sécurité d'une manière continue.

A. Analyse de la sécurité statique

En connaissant les données topologiques du réseau et à partir des transactions sur les marchés d'énergie, on effectue un calcul de répartition de charges et on vérifie les contraintes électriques (les tensions nodales doivent être comprises entre les valeurs minimales et maximales acceptées) et les contraintes thermiques (les courants / puissances transités sur les branches ne doivent pas dépasser les valeurs constructives prévues). Au cas où ces conditions ne sont pas respectées, on dit que la sécurité statique n'est pas garantie dans la configuration « N » ouvrages en fonctionnement. Si les conditions électriques et thermiques sont respectées, on continue en effectuant le même calcul de répartition de charges, dans l'hypothèse que le bon fonctionnement des transactions commerciales doit persister si n'importe quel ouvrage est mis en réserve (réparation, maintenance, etc.). On met donc en oeuvre le scénario « N-1 » en considérant toutes les possibilités existantes. On peut conclure que la sécurité statique est garantie seulement si les contraintes électriques et thermiques sont vérifiées dans tous les cas.

Le synoptique de l'application réalisée est donné sur la figure suivante.

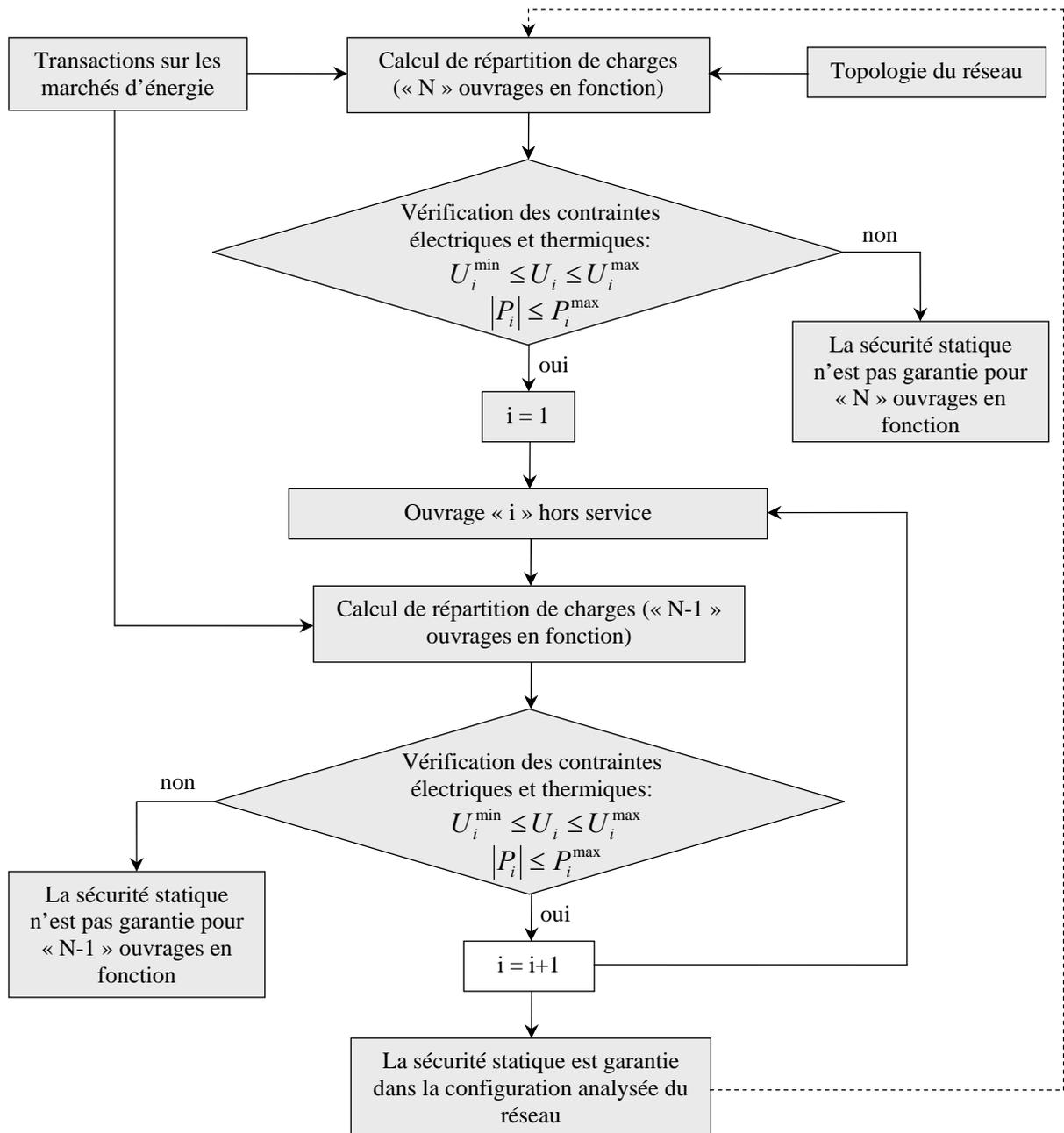


Figure 1.2. – Analyse cyclique de la sécurité statique

B. Analyse de la sécurité dynamique

Le schéma de principe de l'application réalisée est montré sur la figure 1.3 :

En partant d'un état de sécurité statique garantie, on effectue une analyse de sécurité dynamique.

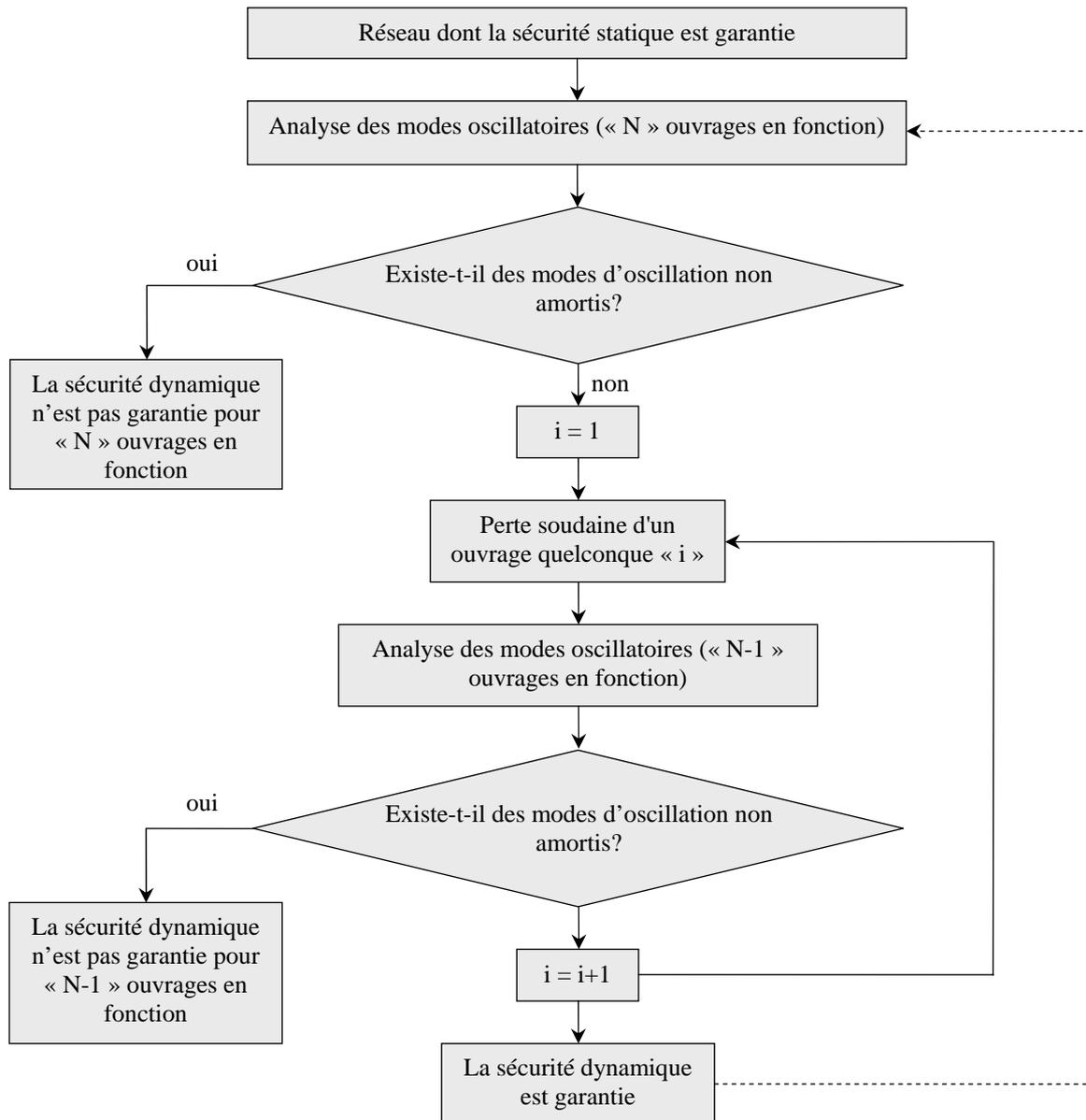


Figure 1.3. – Analyse cyclique de la sécurité dynamique

La sécurité dynamique concerne l'évolution du système de puissance d'un point stable de fonctionnement vers un autre point stable de fonctionnement suite à une perturbation. Cette évolution est décrite et quantifiée par une approche d'analyse d'état. L'état d'un système représente l'information minimale sur le système considéré à l'instant t_0 qui est nécessaire et suffisante pour déterminer son comportement futur sans avoir besoin du comportement avant t_0 . L'état d'un système est décrit par un système d'équations (les équations d'état) où les inconnus sont les variables d'état. Suite à l'analyse modale du réseau dans l'approche « petits signaux » [Kundur, 1994], on obtient les valeurs propres du système. Les valeurs propres réelles correspondent aux modes non oscillatoires. Une valeur propre réelle positive

représente une instabilité apériodique et une valeur propre réelle négative représente un amortissement apériodique. Les valeurs propres complexes sont toujours conjuguées et chaque paire de valeurs propres correspond à un mode oscillatoire. La partie réelle d'une valeur propre donne l'amortissement et la partie imaginaire donne la fréquence d'oscillation du mode. Une partie réelle négative représente une oscillation amortie, par contre une partie réelle positive représente une oscillation d'une amplitude croissante.

Une première analyse des modes oscillatoires nous donne donc une idée sur l'état dynamique du réseau. S'il existe des modes oscillatoires non amortis, on peut conclure déjà que la sécurité dynamique n'est pas garantie. Dans le cas contraire, une vérification des amortissements des modes oscillatoires lors de la perte soudaine d'un ouvrage quelconque (analyse dans tous les cas de la sécurité « N-1 ») nous permet de tirer une conclusion sur la stabilité dynamique du réseau.

C. Analyse de la sécurité transitoire

En partant d'un état de sécurité statique et dynamique garantie, on effectue une analyse de sécurité transitoire. L'analyse transitoire concerne les premiers instants suivant une perturbation importante et donne une idée sur la capacité du réseau à éliminer un défaut sans interrompre le bon déroulement des opérations commerciales. L'idée est de calculer le temps critique d'élimination d'un défaut sévère sur chaque branche (critère de sécurité « N-1 ») et de le comparer avec le temps minimal nécessaire aux disjoncteurs (protection et ouverture du circuit) pour éliminer le défaut. Si un des temps critiques calculés est inférieur au temps d'ouverture d'un disjoncteur réel, on dit que la sécurité transitoire n'est pas garantie.

Le schéma de principe de l'application réalisée est donné sur la figure 1.4.

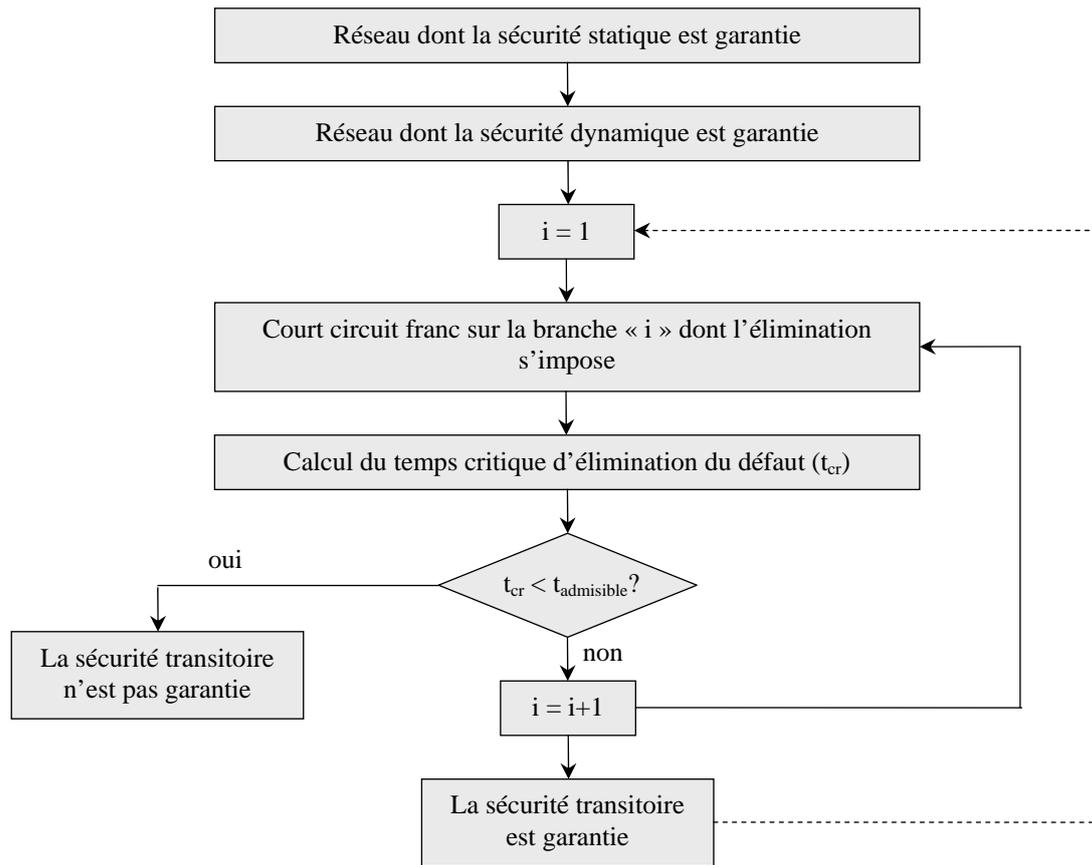


Figure 1.4. – Analyse cyclique de la sécurité transitoire

Pour le calcul du temps d'élimination critique il existe plusieurs méthodes [Maginier, 1998]. Le logiciel Eurostag utilise comme méthode de calcul du temps critique la recherche dichotomique (technique de recherche itérative fondée sur la sélection entre deux alternatives distinctes à chaque pas) [Van Cutsem, 1999].

1.5. Mise en œuvre de l'analyse cyclique de sécurité

Ce paragraphe présentera l'influence de la variation d'un paramètre quelconque (un gain dans une boucle de réglage) sur la sécurité des réseaux en utilisant les applications présentées précédemment. Afin de mettre en exemple ce fait, on utilise comme support le réseau test standard « IEEE 39 nœuds – New England » [Fagan, 1977] dont le schéma est présenté sur la figure suivante (plus de détails sur les paramètres du réseau sont présentés dans l'Annexe 1).

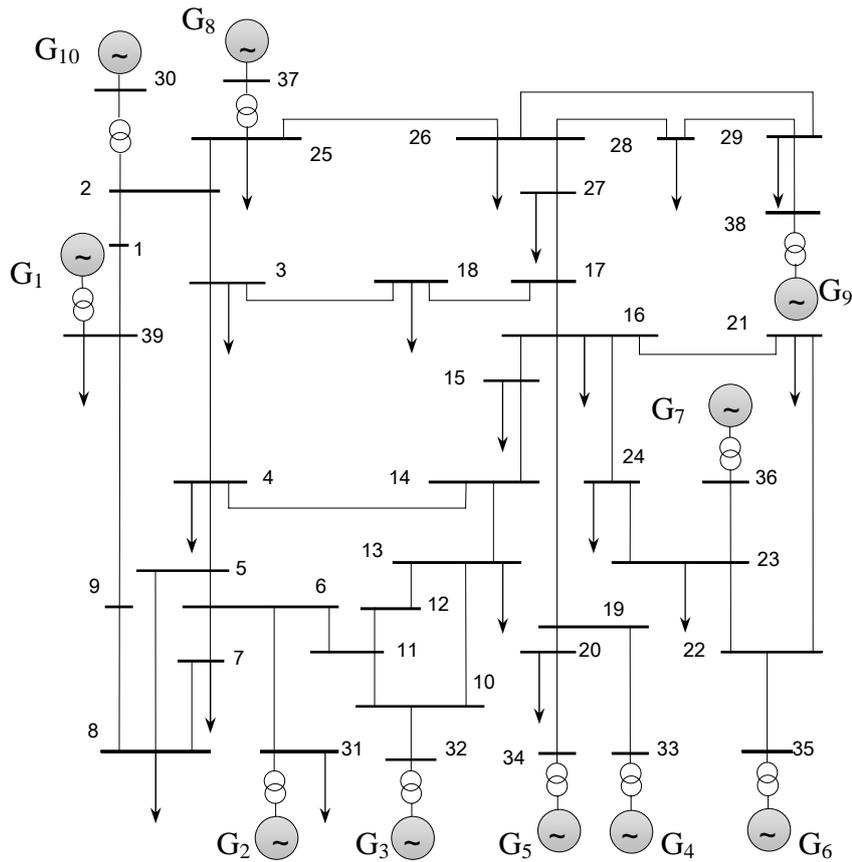


Figure 1.5. – Réseau test « New England »

Le paramètre que l'on va faire varier est le gain (K_{PSS}) de la boucle d'amortissement d'oscillations de puissance de la machine G_7 . Par définition, ce gain influence sur l'ampleur des oscillations de puissance à basse fréquence sur les lignes et on veut analyser l'impact de sa variation sur la sécurité du réseau. La valeur du gain est établie en fonction des besoins opérationnels du réseau et en considérant la plage de variation usuelle : $0 \leq K_{PSS} \leq 7$ [Snyder, 1999]. Une valeur négative introduit un amortissement négatif donc les oscillations sont amplifiées, la valeur zéro représente la neutralité du dispositif de réglage et une valeur trop élevée engendre des oscillations supplémentaires. En utilisant l'application d'analyse cyclique de la sécurité statique présentée au § 1.4.A sur le réseau test « New England » nous avons trouvé les résultats centralisés sur les figures suivantes.

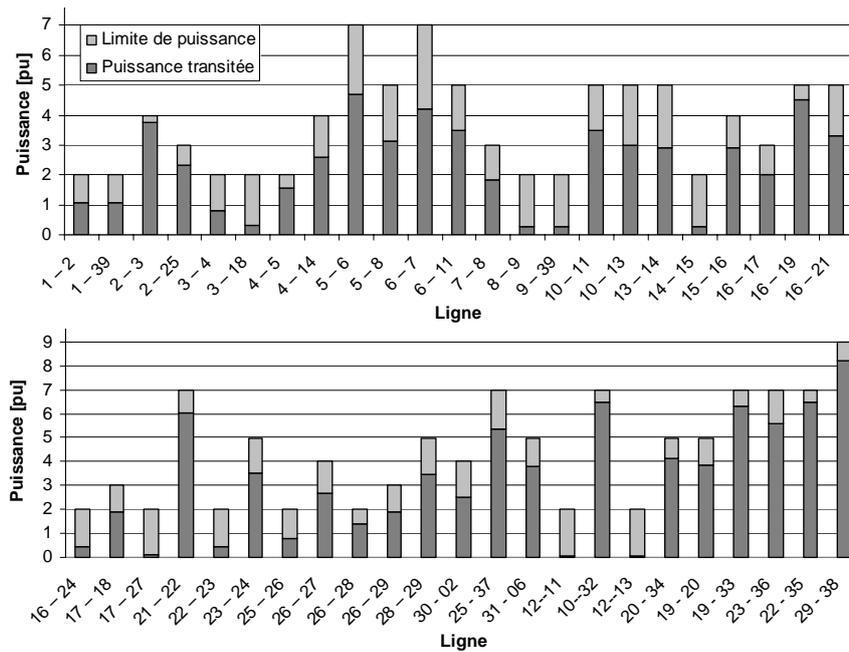


Figure 1.6 – Analyse de la sécurité statique en terme de contraintes thermiques (puissances transitées sur les lignes)

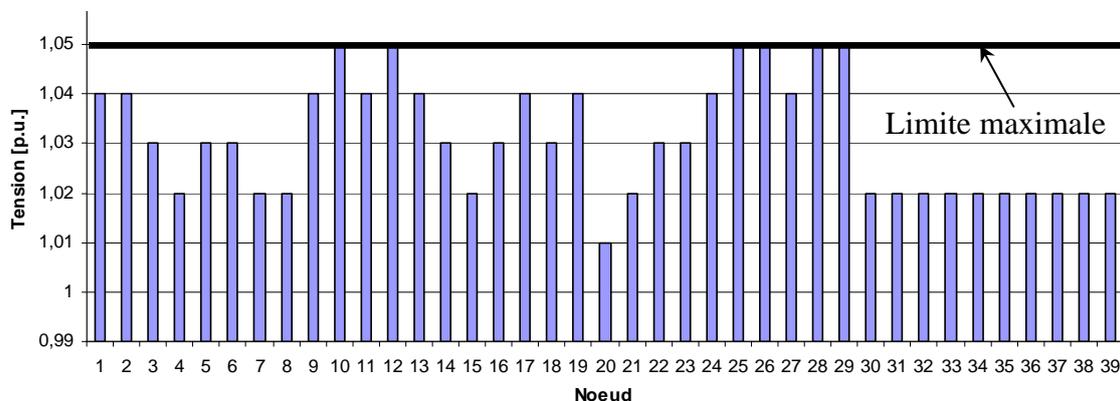


Figure 1.7 – Analyse de la sécurité statique en terme de contraintes électriques (tensions aux noeuds)

Dans tous les cas, les tensions nodales et les puissances transitées sur les lignes restent dans les limites acceptables. De plus, elles restent inchangées pour toute valeur du K_{PSS} , ce qui est logique puisque cette boucle de régulation n'intervient pas en régime permanent. En conclusion, le gain du PSS n'a pas d'influence sur la stabilité statique du réseau.

Afin de quantifier l'impact de la variation du paramètre analysé sur la sécurité dynamique du réseau, nous avons étudié deux modes d'oscillations dits critiques [Mekki, 2002]. Il s'agit d'un mode d'oscillation inter - zonal (les machines G_4 et G_5 appartenant à une même zone de production oscillent contre les machines G_7 et G_6 appartenant à une autre zone de production) et d'un mode d'oscillation local (entre les machines G_8 et G_{10} , appartenant à la même zone de production). Les fréquences des modes d'oscillation critiques sont de 0.37 Hz pour le mode inter-zonal et de 0.14 Hz pour le mode local. En utilisant l'application d'analyse cyclique de la sécurité dynamique présentée au § 1.4.B sur le réseau test « New England » nous avons trouvé les résultats centralisés sur les tableaux et figures suivants.

K_{PSS}	Valeurs propres	Fréquence d'oscillation [Hz]	Taux d'amortissement	Diagnostic
0	-0.00595+j0.84818	0.13	0.007	✓
	-0.07224+j2.34864	0.37	0.0307	✓
0.5	-0.06194+j0.84842	0.14	0.0728	✓
	-0.06817+j2.34864	0.37	0.0290	✓
1	-0.04196+j0.84866	0.14	0.0490	✓
	-0.05809+j2.34865	0.37	0.0247	✓
1.5	-0.03518+j0.8489	0.14	0.0414	✓
	-0.06021+j2.34865	0.37	0.0256	✓
2	-0.03395+j0.84914	0.14	0.0399	✓
	-0.05904+j2.34865	0.37	0.0251	✓
2.5	-0.04812+j0.84937	0.14	0.0566	✓
	-0.06865+j2.34864	0.37	0.0292	✓
3	-0.02201+j0.84961	0.14	0.0259	✓
	-0.05785+j2.34863	0.37	0.0246	✓
3.5	-0.01202+j0.84985	0.14	0.0141	✓
	-0.04971+j2.34861	0.37	0.0212	✓
4	-0.01025+j0.8501	0.14	0.0121	✓
	-0.04635+j2.34859	0.37	0.0197	✓
4.5	-0.01203+j0.85034	0.14	0.0141	✓
	-0.05776+j2.34857	0.37	0.0246	✓
5	-0.06203+j0.85058	0.14	0.0727	✓
	-0.04975+j2.34854	0.37	0.0212	✓
5.5	-0.00803+j0.85083	0.14	0.0094	✓
	-0.04571+j2.3485	0.37	0.0195	✓
6	-0.00605+j0.85107	0.14	0.0071	✓
	-0.04872+j2.34847	0.37	0.0207	✓
6.5	0.00102+j0.85131	0.14	-0.0012	✗
	-0.02726+j2.34843	0.37	0.0116	✓
7	0.00092+j0.85156	0.14	-0.0011	✗
	-0.01919+j2.34837	0.37	0.0082	✓

Tableau 1.1 – Evolution du taux d'amortissement des modes oscillatoires critiques en fonction du gain K_{PSS}

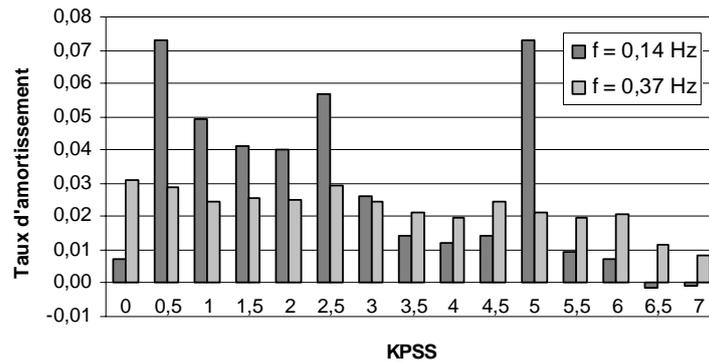


Figure 1.8 – Analyse de la sécurité statique dynamique

On peut constater que les taux d’amortissement des modes oscillatoires évoluent fortement en fonction de la valeur du K_{PSS} . Pour deux valeurs de K_{PSS} (6.5 et 7), le mode local à 0.14 Hz voit même son taux d’amortissement devenir négatif : ce mode est donc devenu instable. On peut donc conclure que la variation du gain affecte fortement la sécurité dynamique, ceci étant quantifié par les applications cycliques que nous avons développées. Comme pour certaines valeurs du gain la sécurité dynamique n’est pas garantie, par conséquent, la sécurité transitoire ne l’est pas non plus.

Afin de pouvoir fournir des résultats en ce qui concerne la sécurité transitoire, on fixe le K_{PSS} à une valeur qui ne pose pas de problèmes de sécurité dynamique. En utilisant l’application d’analyse cyclique de la sécurité transitoire, décrite au § 1.4.C, sur le réseau test « New England », nous avons trouvé les résultats présentés sur la figure 1.9.

On peut remarquer qu’il existe des temps critiques de déclenchement de disjoncteurs qui sont inférieures à la valeur considérée comme limite technique des équipements actuels. Dans le cas du régime de fonctionnement analysé, la sécurité transitoire ne peut pas être donc assurée et garantie.

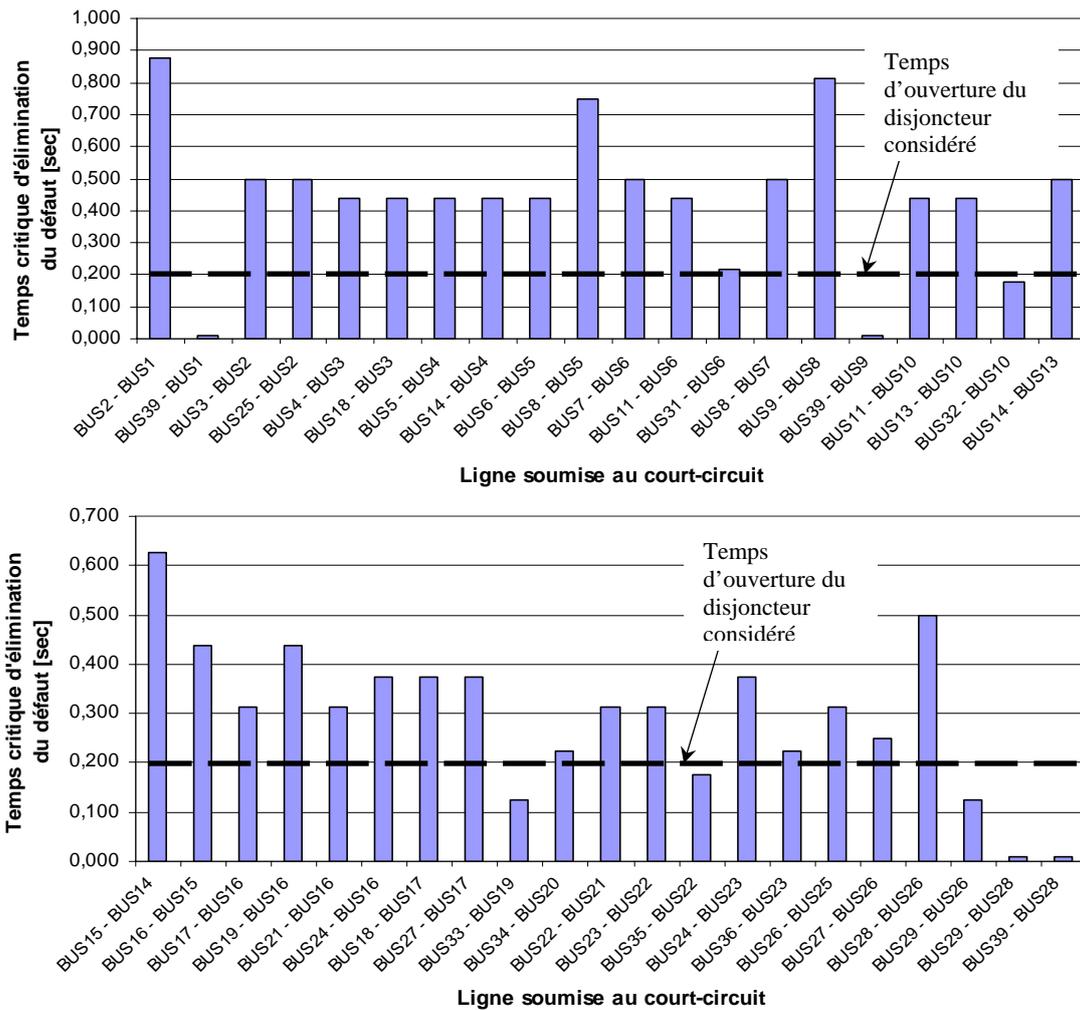


Figure 1.9 – Analyse de la sécurité statique transitoire

Nous avons développé une application permettant d’analyser et de quantifier la sécurité statique, dynamique et transitoire du réseau. Nous avons montré que les paramètres des dispositifs de réglage influencent fortement le comportement dynamique et transitoire du réseau, donc un contrôle de ces paramètres est nécessaire. Le chapitre suivant analysera les paramètres fondamentaux des boucles de réglage afin de déterminer leurs liens avec les performances attendues des producteurs et les moyens existants de contrôle.

Chapitre II

Identification et analyse des performances des producteurs

2.1.	GENERALITES	43
2.2.	CONTROLE DE TENSION – PUISSANCE REACTIVE	46
A.	<i>Le réglage primaire de tension</i>	47
B.	<i>Le réglage secondaire de tension</i>	52
2.3.	CONTROLE DE FREQUENCE – PUISSANCE ACTIVE	53
A.	<i>Le réglage primaire de fréquence</i>	54
B.	<i>Le réglage secondaire de fréquence</i>	59
C.	<i>Le réglage tertiaire de fréquence</i>	62
2.4.	AMELIORATION DE LA STABILITE DU RESEAU	63
2.5.	ETAT ACTUEL DU CONTROLE DES PERFORMANCES DES PRODUCTEURS	65
A.	<i>Les réserves de puissance</i>	65
a.	Technique fondée sur les réponses aux instructions de dispatching.....	66
b.	Technique fondée sur l'analyse des données mesurées.....	66
B.	<i>Le statisme du réglage primaire</i>	67
C.	<i>Le taux d'amortissement du PSS</i>	68
2.6.	CONCLUSION	69

Chapitre II

Identification et analyse des performances des producteurs

ou une radiographie des performances

Nous avons montré précédemment que les paramètres de réglage influencent fortement la sécurité dynamique et transitoire des réseaux électriques. Nous nous proposons de montrer dans ce chapitre que les performances de producteurs en terme de services système sont directement liées aux paramètres de réglage présents dans les boucles de réglage des générateurs. L'objectif de ce chapitre est donc d'identifier les paramètres de réglage correspondant à chaque performance contrôlée et de décrire les méthodes actuelles de contrôle utilisées dans l'exploitation des systèmes électriques pour chaque performance.

2.1. Généralités

L'analyse des conséquences de l'insertion d'une installation de production dans le système électrique s'appuie sur les principes mis en oeuvre pour la planification des réseaux ; elle consiste à examiner et à quantifier l'impact de l'installation sur le système électrique selon différents critères techniques et à déterminer les évolutions du réseau éventuellement nécessaires pour satisfaire des critères dynamiques dits « de performance » [Legifrance, 1999].

Ces critères de performance sont fondés par le fait que chaque raccordement au réseau, chaque modification dans la structure opérationnelle d'une unité de production, provoque un changement, plus ou moins significatif, de l'état dynamique du réseau électrique. L'opérateur du système doit faire toutes les analyses et corrections nécessaires pour que l'impact de tous ces changements topologiques et opérationnels ne soit pas négatif mais au contraire positif, si possible.

Une première approche consiste en une analyse en régime transitoire des grandeurs électriques, dans la zone d'influence de l'installation de production (Figure 2.1).

Ce régime transitoire est géré par les divers dispositifs de réglage qui sont présents dans le réseau : dispositifs attachés aux unités de production (AVR, GOVER, PSS) et dispositifs qui se trouvent, par exemple, dans les postes électriques d'interconnexion (systèmes FACTS). Une bonne coordination entre les paramètres des dispositifs de réglage et de contrôle fait que la réponse temporelle de chaque grandeur électrique ou mécanique reste dans les gabarits stipulés dans les règles d'exploitation du système électrique. Les jeux de gains et constantes de temps des correcteurs doivent conduire à une durée faible du régime transitoire, à des gradients de variation réduits et à des valeurs maximales des dépassements qui ne doivent pas excéder les limites constructives prévues pour les équipements. Egalement, une bonne construction des dispositifs de réglage réduit leur zone d'insensibilité, zone dite « bande morte ». Toutes ces performances ont un impact sur le fonctionnement et sur la sécurité des systèmes électriques. Les opérateurs du système doivent donc veiller à conserver leur bon état.

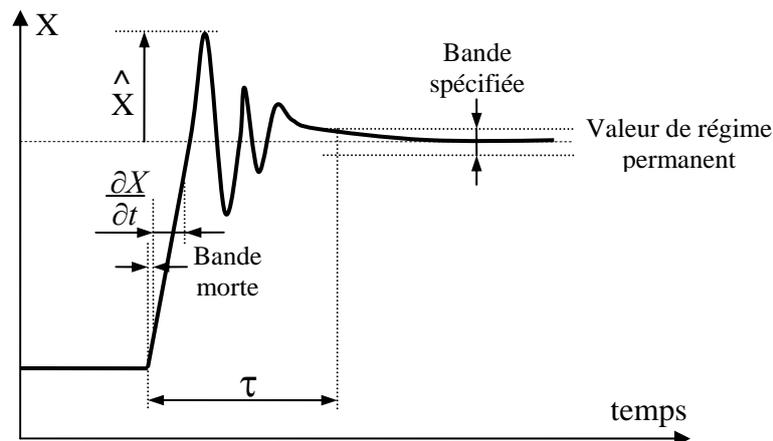


Figure 2.1. – Performances liées au régime transitoire

Les performances d'une installation de production font partie des engagements contractuels du producteur vis-à-vis de l'opérateur du système. Sauf mention contraire, ces engagements doivent être tenus sur toute la durée de vie de l'installation. Dans un environnement dérégulé, les jeux et les enjeux économiques provoquent, pour les producteurs, des tentations de non-respect des engagements contractuels. Dans ce cadre, les gestionnaires de réseaux utilisent divers moyens pour vérifier si les obligations des producteurs en terme de services système sont respectées.

A l'heure actuelle, dans la plupart des pays, l'opérateur du système se réserve le droit de procéder, ou de faire procéder par un organisme indépendant agréé par la commission de régulation, à des études supplémentaires (essais physiques ou simulations) de conformité aux performances requises [Legifrance, 1999] [UCTE, 2003] [Transelectrica, 2004], [Caiso, 2000 - 2]. Le producteur est obligé de déclarer toute altération de paramètres de son installation susceptible de modifier les performances de ses équipements de production. Il doit à cet effet mettre en place une procédure de contrôle et de révision des données de son installation afin de garantir au cours du temps qu'elle est toujours conforme aux prescriptions contractuelles.

Les contrôles de performances sont classés en trois types :

- la vérification initiale de conformité est un premier contrôle des performances qui s'exerce au moment du raccordement de l'installation au réseau, avant la première mise en service. Il concerne les dispositions constructives permettant l'accès au réseau. Il s'agit notamment : des caractéristiques minimales à respecter en terme de tension, fréquence, qualité de fourniture et comportement en situation normale et perturbée (stabilité), des performances des réglages de fréquence - puissance et de tension. Certaines performances ne pouvant être contrôlées par des essais ou mesures (par exemple la stabilité des groupes sur court-circuit) doivent faire l'objet d'une étude par simulations. A la demande de l'opérateur du système, la validité de ces simulations, en particulier celle de leur modélisation, peut néanmoins être vérifiée à l'aide de tests ou de mesures appropriés.

- les contrôles en exploitation à caractère permanent. Ils concernent notamment la tension, les puissances actives et réactives fournies et absorbées par les unités de production.

- les contrôles en exploitation à caractère non permanent, qui peuvent être programmés, périodiques, contextuels (fin de travaux, suite d'incidents, écart par rapport aux conditions contractuelles de raccordement,...), ou aléatoires. Ces contrôles concernent, en particulier, la vérification de la pérennité des caractéristiques constructives, notamment pour les ouvrages de raccordement et leurs systèmes de protection, les services auxiliaires, la stabilité et les performances en matière d'ilotage et la participation à la reconstitution du réseau.

La liste et les modalités pratiques des contrôles à effectuer, qui peuvent évoluer au cours du temps en fonction des besoins des opérateurs du système, sont précisées dans les conventions de raccordement. Le producteur doit fournir préalablement à l'opérateur du système, pour

accord, les conditions de réalisation de tout essai susceptible d'entraîner le non respect des règles concernant la sécurité du système électrique.

Si une non-conformité de l'installation du producteur est constatée, deux cas peuvent se présenter :

- l'opérateur du système, estimant que ces défauts peuvent affecter de manière importante la sécurité du système électrique et/ou la sécurité des personnes et des biens, demande au producteur de déconnecter son installation et de la déclarer indisponible.
- l'opérateur du système, estimant que ces défauts n'affectent pas de manière importante la sécurité du système électrique ou la sécurité des personnes et des biens, demande au producteur une remise en conformité des performances de son installation, suivant la procédure prévue à cet effet dans la convention d'exploitation. Si les défauts de performances persistent au terme de cette procédure de remise en conformité, le producteur doit déclarer les nouvelles performances de son installation et préciser le délai au bout duquel les performances contractuelles initiales seront à nouveau respectées.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les services système qui concernent la sécurité des réseaux et nous allons identifier les liens entre les performances des producteurs et les paramètres de régulation associés. Nous présenterons ensuite ce qui est fait, à l'heure actuelle, par les opérateurs des réseaux afin de contrôler les performances des producteurs indépendants.

2.2. Contrôle de tension – puissance réactive

Le réglage de tension est effectué par le contrôle de la production, de la consommation et du transit de puissance réactive dans le réseau électrique. Les alternateurs représentent le principal moyen de réglage côté production. Le réglage de tension est organisé hiérarchiquement par :

- le réglage primaire (réglage de tension aux nœuds de raccordement des producteurs)
- le réglage secondaire (réglage de tension en diverses zones du réseau en modifiant les puissances réactives de consigne des groupes)
- le réglage tertiaire (optimise le dispatching des puissances réactives suivant des critères économiques)

A. Le réglage primaire de tension

Un des services système en général obligatoire pour toutes les unités de production est l'injection ou le soutirage de puissance réactive pour maintenir les niveaux de tension du réseau dans les limites prévues par les normes. Un producteur qui fournit un support de tension doit être continuellement sous le contrôle de régulateurs automatiques de tension pour toute la durée où le service est demandé. Les régulateurs automatiques de tension doivent maintenir les niveaux de tension établis aux nœuds de raccordement des alternateurs. Un schéma de principe de la régulation de tension est donné sur la figure suivante :

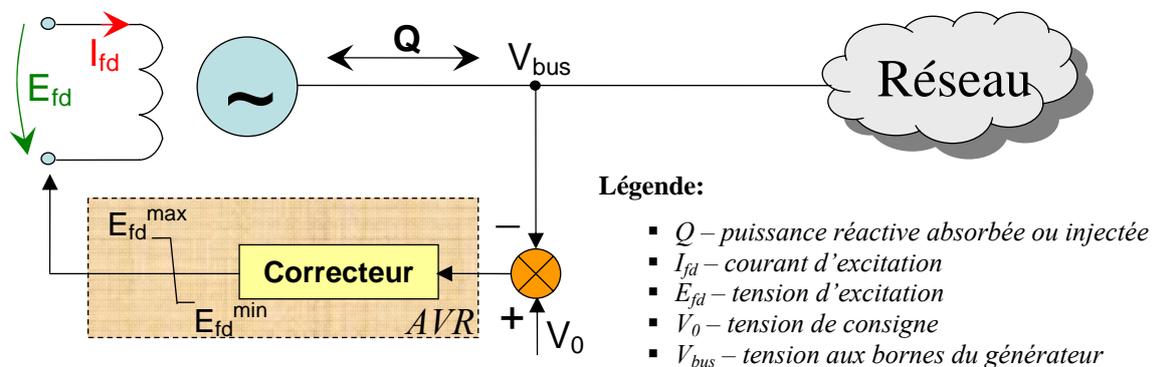


Figure 2.2. – Principe du réglage de tension

La tension prélevée aux bornes du générateur est comparée avec la valeur de consigne, et l'écart est envoyé vers l'AVR. Le correcteur traite et amplifie cet écart afin de contrôler l'excitation. Il doit assurer les performances dynamiques de l'unité de production : temps de montée, durée du transitoire, temps de réaction, bande morte, etc. Pour garantir la stabilité du schéma de contrôle - commande, l'excitation a besoin d'une boucle de stabilisation, qui n'est pas présente sur la figure 2.2 et qui est constituée d'une compensation de type feedback. A la sortie du correcteur, on trouve un bloc limiteur qui tient de fonctionner en régime surexcité de façon à débiter de la puissance réactive et donc, de faire compte des restrictions constructives de la machine et du circuit d'excitation. Si la tension aux bornes de l'alternateur est inférieure à la valeur de consigne, le correcteur commande au générateur de monter la tension aux bornes du générateur. Au contraire, si la tension aux bornes du producteur est supérieure à la valeur de consigne, le correcteur commande au générateur de fonctionner en régime sous excité de façon à absorber de la puissance réactive et donc, de réduire la tension aux bornes

du générateur. Le temps d'action du réglage primaire de tension est de l'ordre de quelques dixièmes à quelques secondes.

Certains gestionnaires de réseaux demandent aux producteurs de fournir localement une quantité suffisante de puissance réactive pour compenser les chutes de tension dans les lignes dues à la circulation de puissance réactive dans le système [Caiso, 2000 - 1].

Le problème le plus important au niveau du contrôle de tension par les producteurs est la gestion de la réserve de puissance réactive. La réserve de puissance réactive n'est pas une grandeur mesurable. Elle n'est pas non plus une grandeur dynamique en tant que telle, mais elle est utilisée d'une façon dynamique. Nous allons, dans ce qui suit, identifier le positionnement de cette réserve dans le système physique générateur – boucle de réglage de tension.

Le régulateur automatique de tension contrôle le courant d'excitation ou la tension d'excitation (les deux sont proportionnels, la résistance de l'enroulement d'excitation donne la proportionnalité). A la sortie de l'AVR, la tension d'excitation de la machine en cause est bornée inférieure et supérieure principalement à cause des limitations constructives.

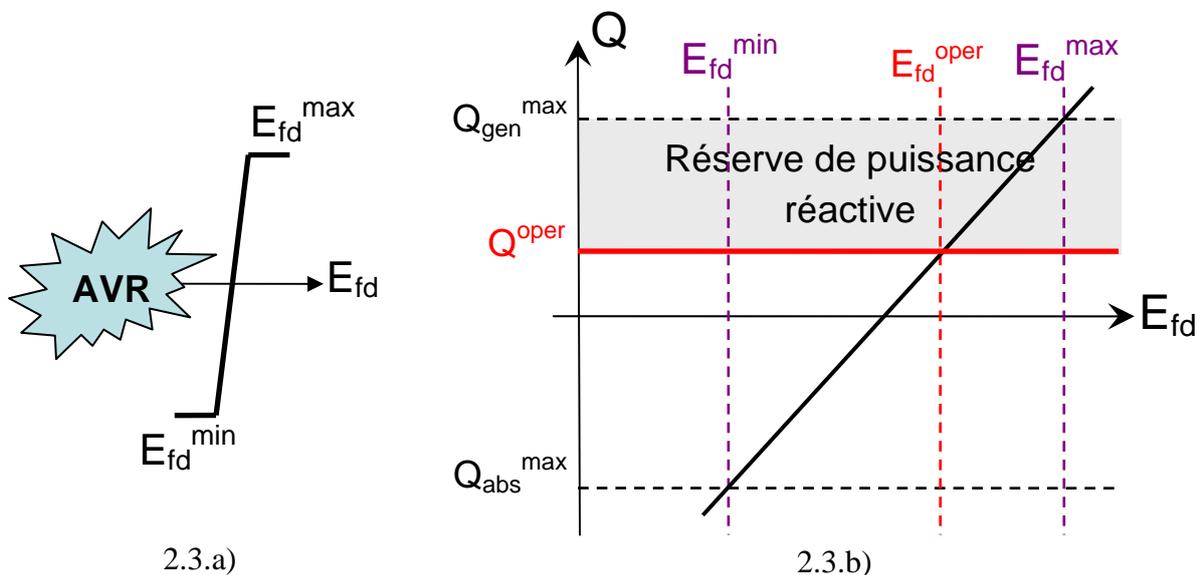


Figure 2.3. – Identification de la réserve de puissance réactive

Pour la plupart des alternateurs, entre la tension d'excitation (E_{fd}) et la puissance réactive (Q), il existe une dépendance linéaire (le générateur fonctionne sur la partie linéaire de la caractéristique $Q = Q(E_{fd})$) [Kuzmin, 1992]. Sur la figure 2.3.b, on trace cette caractéristique entre les points $(E_{fd}^{min}, Q_{abs}^{max})$ et $(E_{fd}^{max}, Q_{gen}^{max})$.

En supposant que le point de fonctionnement à l'instant de l'analyse est $(E_{fd}^{oper}, Q^{oper})$ on peut tirer la conclusion que la réserve de puissance réactive disponible est l'écart entre la puissance réactive maximale acceptable du point de vue constructif qui pourrait être produite et la valeur opérationnelle de la puissance réactive :

$$\text{Réserve de } Q_{gen} = Q_{gen}^{max} - Q^{oper} \quad (2.1)$$

Le producteur pourra participer au service système de contrôle tension – puissance réactive exclusivement avec cette réserve et rien de plus [Sterpu, 2004 - 2]. En sens inverse, on trouve le même raisonnement : la quantité maximale de puissance réactive qui pourra être absorbée est donnée par la différence entre la valeur opérationnelle de puissance réactive à l'instant de l'analyse et la puissance limite donnée par le constructeur :

$$\text{Réserve de } Q_{abs} = Q^{oper} - Q_{abs}^{max} \quad (2.2)$$

Une des questions qui se pose est : un producteur quelconque a-t-il vraiment un intérêt particulier à diminuer de façon intentionnelle la réserve de puissance réactive ? La réponse est affirmative et nous allons montrer ci-dessous quelles pourraient être ses raisons et contraintes.

La caractéristique puissance active-puissance réactive d'un alternateur est donnée sur la figure 2.4. On trouve trois limites constructives :

- Limite thermique de l'inducteur d'excitation
- Limite thermique pour l'armature
- Limite thermique pour le noyau magnétique

Les prescriptions techniques européennes [Arrêté 30/12/1999, 99] [UCTE, 03] [Transelectrica, 04] demandent aux producteurs d'avoir une disponibilité de puissance réactive d'environ 45% de la puissance active maximale de l'installation de production et de pouvoir soutirer jusqu'à 20% de la puissance active maximale. Lorsque la puissance active de

l'installation est dépendante de la température extérieure, la valeur de la puissance maximale de l'installation est prise à la température considérée. Lorsque l'installation comporte plusieurs groupes et qu'ils ne sont pas tous démarrés, les valeurs des réserves de puissance réactive sont prélevées à partir de la puissance maximale des groupes démarrés.

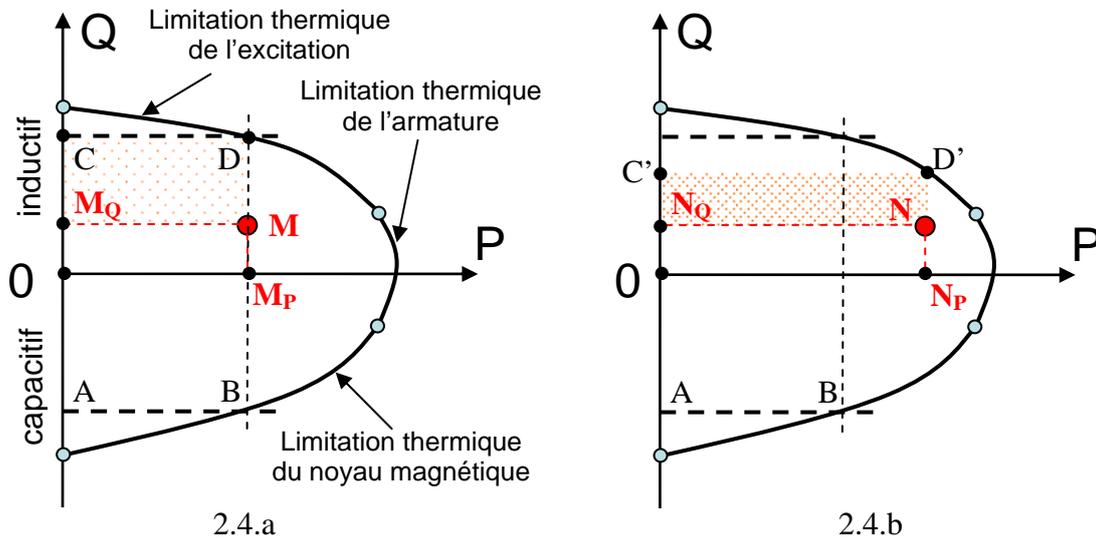


Figure 2.4. – La caractéristique P - Q d'un alternateur

Supposons que les limites pour la puissance réactive de la machine soient AB et CD. En conséquence, le domaine où le producteur pourrait avoir son point de fonctionnement est limité par la surface ABCD (figure 2.4.a). Dans l'hypothèse réaliste où le producteur souhaite vendre le plus possible de puissance active, le point de fonctionnement du générateur vis-à-vis de la courbe puissance active – puissance réactive est situé sur le segment BD (figure 2.4.a). Donc la réserve de puissance réactive effectivement disponible est décrite par le segment $M_Q C$. En considérant ce point de fonctionnement, le producteur n'est pas très satisfait parce qu'il pourrait produire et donc vendre beaucoup plus de puissance active si l'opérateur du système et la convention de raccordement n'avaient pas imposé des contraintes. Dans ce cas, il est tenté de changer son point de fonctionnement de façon à vendre plus de puissance active sur le marché spot. Le nouveau point de fonctionnement est représenté par le point N (figure 2.4.b). La réserve de puissance réactive (proportionnelle au segment $N_Q C'$) diminue alors fortement par rapport à la valeur prévue dans la convention de raccordement.

Dans cette configuration, la sécurité du réseau est mise en danger par le producteur qui néglige sa participation au service système concernant le contrôle U - Q. Par contre, ce producteur gagne du point de vue économique en vendant le plus de production active. Ce raisonnement est valable quel que soit le prix que l'opérateur du réseau paye au producteur pour ce service système : le producteur pourra toujours augmenter ses profits en diminuant sa réserve de puissance réactive.

Or, diverses situations de fonctionnement aux limites peuvent emmener le système de puissance au minimum concernant les ressources de puissance réactive. Une perte temporaire d'une ligne de transport surchargée provoque une augmentation des flux sur les lignes adjacentes. Les courants de lignes augmentent ainsi que les pertes réactives sur ces lignes. Donc la demande de puissance réactive du système augmente et en conséquence, les tensions nodales diminuent. Normalement, cette diminution des tensions a un effet stabilisateur sur les flux de puissances (par diminution de la puissance appelée par les charges). Mais, les régulations de tension des générateurs, voyant la chute des tensions nodales, augmentent les courants d'excitation afin que les machines injectent de la puissance réactive et que les tensions reviennent aux valeurs de consigne. Les nouveaux flux de puissances font que les courants de lignes et des transformateurs augmentent et donc les chutes de tension augmentent aussi. L'intervention des plots des transformateurs à régler en charge augmente l'ampleur des chutes de tensions et accélère la décroissance de la réserve globale de puissance réactive du système. Progressivement, les unités de génération arrivent aux limites constructives de courant (excitation, armature, noyau magnétique) et ne sont plus capables de fournir de la puissance réactive ; leurs régulations de tension ne servent plus à rien. A partir de ce point, la possibilité d'un effondrement de tension devient imminente [Kundur, 1994]. Ceci montre que des réserves adéquates et le respect par des producteurs des quantités des réserves de puissance réactive sont essentiels. Le non-respect des quantités prévues par les opérateurs de réseaux n'est pas toujours fatal, mais en certaines circonstances non favorables : il peut jouer un rôle important dans l'endommagement de la sécurité globale du réseau [Machowski, 1997].

B. Le réglage secondaire de tension

Le réglage secondaire de tension se fait au niveau régional et est rajouté au réglage primaire afin d'améliorer la stabilité de tension. L'opérateur du réseau établit (par des calculs d'optimisation technico-économiques : réglage tertiaire¹) les tensions de consigne aux nœuds pilotes (les nœuds ayant la plus grande puissance de court-circuit dans une région donnée). Le réglage secondaire détermine des nouvelles consignes pour les puissances réactives des unités de production afin de s'assurer que les tensions aux nœuds pilotes sont celles prévues par les calculs d'optimisation [Canizares, 2004].

Un schéma de principe du réglage secondaire de tension est donné sur la figure suivante :

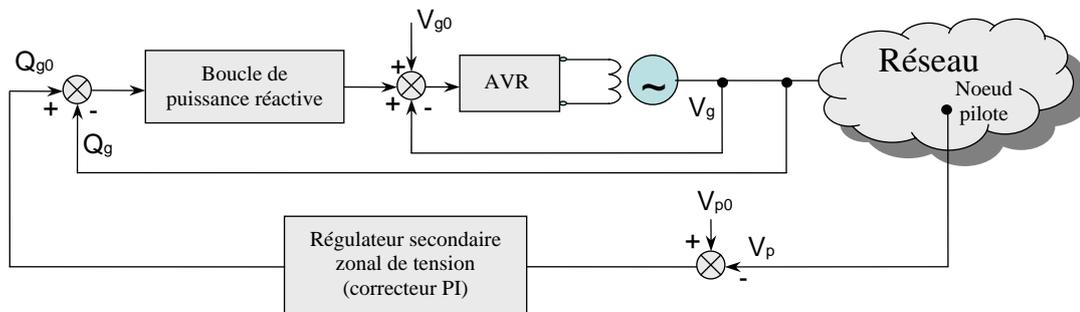


Figure 2.5 – Principe de réglage secondaire de tension

L'écart entre la tension mesurée au nœud pilote (V_p) et la tension de consigne pour le nœud pilote (V_{p0}) est traité et amplifié par le régulateur secondaire zonal de tension, dont la sortie Q_{g0} est comparée avec la puissance réactive au nœud de raccordement de la machine synchrone (Q_g). L'écart de puissance réactive représente la correction de consigne de tension pour le réglage primaire de tension (AVR).

Le réglage secondaire de tension est fourni par les producteurs qualifiés pour ce service système, en mobilisant des réserves de puissance réactives. Les constantes de temps du réglage sont nettement plus longues (de l'ordre de quelques minutes) par rapport au réglage primaire de tension.

¹ Le réglage tertiaire de tension ne pose pas de problèmes au niveau performances de producteurs et donc ne sera pas traité dans le présent rapport

2.3. Contrôle de fréquence – puissance active

Un des objectifs majeurs du contrôle des systèmes électriques est de maintenir, à tout instant, l'équilibre entre la puissance électrique produite par les unités de production et la puissance consommée par les charges, aux pertes près, considérant qu'on ne peut pas stocker de l'énergie électrique en grande quantité. Si l'équilibre n'est pas conservé, cela conduit à d'importantes variations de fréquence qui affectent sérieusement le fonctionnement des systèmes électriques [UCTE, 2003].

Dans le monde entier, la courbe de charge (le comportement global des consommateurs) sur une période d'analyse varie périodiquement en fonction de la spécificité de chaque région ; on dit que le comportement des charges est prévisible et on peut alors avoir des variations de charge sur de grandes échelles. Mais, on peut également avoir des variations aléatoires. En effet, il existe des enclenchements/déclenchements intempestifs de générateurs/charges dont les prévisions ne sont pas évidentes, voire impossibles.

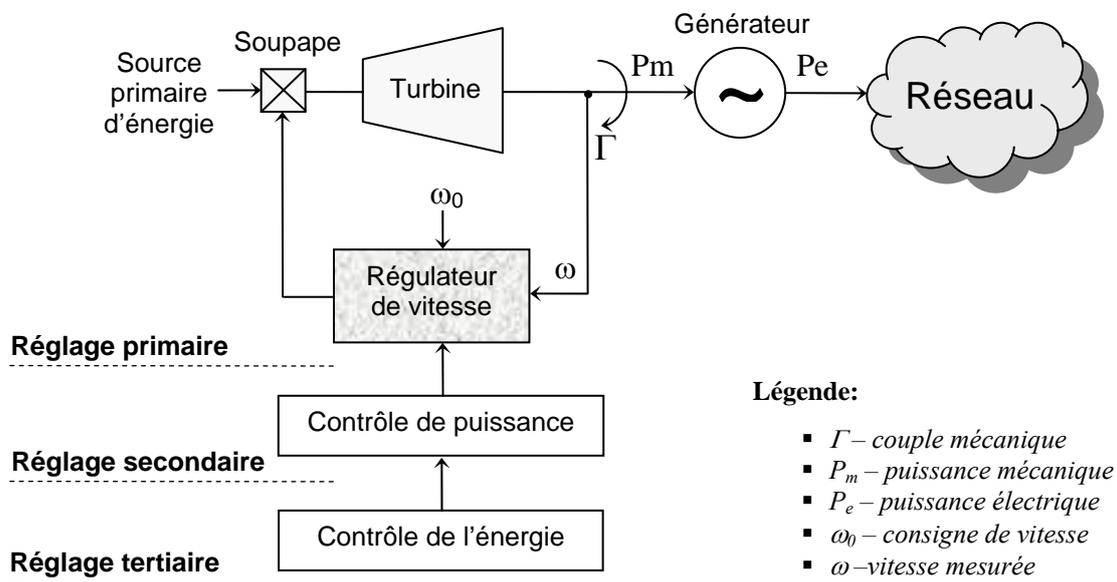


Figure 2.6. – Le réglage hiérarchique de fréquence

En fonctionnement normal, à un instant donné, la fréquence est homogène sur l'ensemble du réseau ; les machines synchrones tournent à la même vitesse. Face aux diverses évolutions des

charges et des producteurs, le réglage de fréquence est organisé hiérarchiquement (voir figure 2.6.) par :

- le réglage primaire (réglage de vitesse réalisé individuellement par chaque générateur ; la fréquence se stabilise mais à une valeur différente de la valeur nominale lors d'une variation de charge, par exemple),
- 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),
- le réglage tertiaire (optimise le dispatching des puissances fournies par les différentes centrales suivant des critères économiques).

A. Le réglage primaire de fréquence

Le réglage primaire de fréquence permet d'adapter très vite (en quelques secondes) la production à la consommation. Comme la fréquence est un paramètre global pour le système électrique entier, un changement dans la demande de puissance active se traduit par une variation de fréquence. D'une manière automatique, les régulateurs de vitesse peuvent compenser le déficit ou l'excédent de puissance active mais en déplaçant la fréquence de sa valeur de consigne.

Le réglage primaire de fréquence est généralement obligatoire pour toutes les unités de production raccordées au réseau de transport. La qualification est donc dans ce cas inutile mais l'opérateur du système établit tout de même des critères de performance pour les producteurs. La participation des générateurs au réglage primaire de fréquence est quantifiée par la notion de statisme et par la réserve primaire de puissance active.

Le statisme représente une relation linéaire entre la variation quasi stationnaire de fréquence née par un changement de charge et la variation relative de puissance active produite due à l'action du régulateur de vitesse. Le statisme, paramètre ajustable au niveau de chaque générateur, est défini par [Bornard, 1993] :

$$S_G = - \frac{\Delta f / f_N}{\Delta P_G / P_N} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (2.3)$$

où :

S_G : statisme d'un générateur

Δf : variation quasi stationnaire de fréquence

f_N : fréquence nominale

ΔP_G : variation de puissance active d'un générateur

P_N : puissance nominale du générateur

Habituellement, le statisme prend des valeurs comprises entre 3 et 16%. Le concept de statisme permet que tous les générateurs concernés participent selon leurs possibilités au réglage primaire de fréquence ; un exemple suggestif sur la participation au réglage primaire de fréquence de deux générateurs est présenté sur la figure 2.7 [Kundur, 1994] :

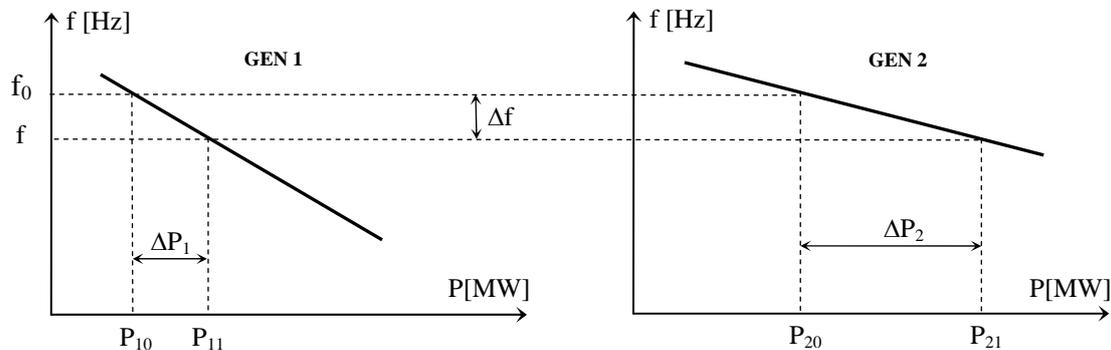


Figure 2.7. - Le réglage primaire de fréquence

A $t = t_0$, le système fonctionne à la fréquence nominale f_0 . Suite à une augmentation de charge, la fréquence du système baisse vers une autre valeur d'équilibre (f). Le deuxième générateur, ayant un statisme plus petit que le premier générateur, participera plus au réglage primaire de fréquence ($\Delta P_2 > \Delta P_1$) en fournissant plus de puissance active pour la même variation de fréquence. Grâce au statisme, plusieurs unités de production peuvent participer de façon différente avec des capacités différentes (en fonction des réserves disponibles, voir ci-dessous) au réglage primaire de fréquence.

Une notion également très liée au réglage primaire de fréquence est la réserve primaire de puissance active. Généralement, la réserve de réglage primaire globale du réseau représente la somme des puissances nominales des deux groupes les plus puissants ; elle se répartit entre

tous les groupes de production en fonction de la quantité de service système contractée. Tous ces générateurs sont obligés à tout instant d'avoir cette réserve disponible avec un temps de réaction de quelques secondes pour pouvoir réagir rapidement à tout changement de charge dans le réseau. La réserve de réglage primaire de puissance est considérée comme vendue au gestionnaire du réseau même si, pendant une certaine période de temps, elle n'est pas du tout utilisée. En considérant ce fonctionnement, certains producteurs peuvent être tentés d'amputer toute ou partie de leur réserve pour la commercialiser sur le marché spot, et ainsi la vendre deux fois. Ils diminuent alors la réserve contractée de puissance active (disponible instantanément) en négligeant les services système et mettent en danger l'intégrité du réseau. Si la réserve primaire est insuffisante, la fréquence ne pourra pas être ramenée dans une plage de fonctionnement correcte et risque de s'écrouler [Clerfeuille, 2000]. L'écroulement de fréquence est d'autant plus rapide que le déséquilibre entre production et consommation est important. La dynamique généralement observée d'un écroulement de fréquence est de l'ordre de la seconde. L'écroulement peut être accéléré par des évolutions imprévues des charges et par le déclenchement en cascade des groupes de production dès que la fréquence est située hors de la plage de fonctionnement autorisée ; le déclenchement d'un groupe de production aggrave le déficit de production et fait chuter encore plus la fréquence. Comme un démarrage d'un groupe est impossible à l'échelle de temps d'un écroulement de fréquence, le délestage automatique de certains consommateurs est la seule solution viable pour rétablir l'équilibre production - consommation [RTE, 2004]. En conclusion, la réserve primaire de puissance active joue un rôle important sur le maintien de la sécurité statique, dynamique et transitoire du réseau.

L'opérateur du système doit donc trouver des moyens pour contrôler si les producteurs disposent des réserves primaires de puissance active contractées et s'ils sont capables de réagir correctement pour participer au réglage de fréquence.

Afin d'identifier comment on pourrait obtenir des informations sur le statisme et sur la réserve primaire de puissance active, une investigation détaillée du régulateur de vitesse (dispositif qui est en charge du réglage primaire de fréquence) est nécessaire. Un schéma de principe d'un tel régulateur est présenté sur la figure 2.8.

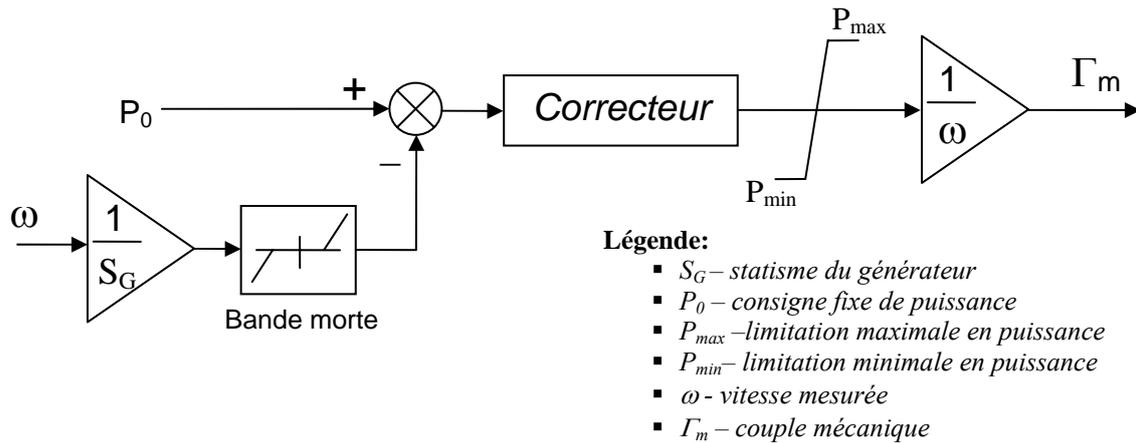


Figure 2.8. – Principe du régulateur automatique de vitesse

L'entrée du correcteur est l'écart entre la consigne fixe de puissance et la puissance calculée à partir de la vitesse de rotation et du statisme. Cet écart (qui peut être altéré par les imperfections constructives du régulateur ou une insensibilité volontaire, normalement proscrite : la bande morte) est traité et amplifié par le correcteur afin de contrôler le dispositif d'admission de l'énergie primaire dans la turbine. Il doit assurer les performances dynamiques de l'unité de production : temps de montée, durée du transitoire, temps de réaction, etc. A la sortie du correcteur, on trouve un bloc limiteur qui tient compte des restrictions constructives de la machine. Le seuil supérieur est proportionnel à la puissance maximale technique de l'unité de production, et le seuil inférieur est proportionnel à la puissance minimale technique que le générateur puisse produire. La grandeur de commande pour la machine est le couple mécanique.

Le statisme est présent explicitement dans le schéma bloc du régulateur de vitesse. Par contre, la réserve primaire de puissance active mobilisable instantanément est déductible à partir des limites techniques en puissance (figure 2.9).

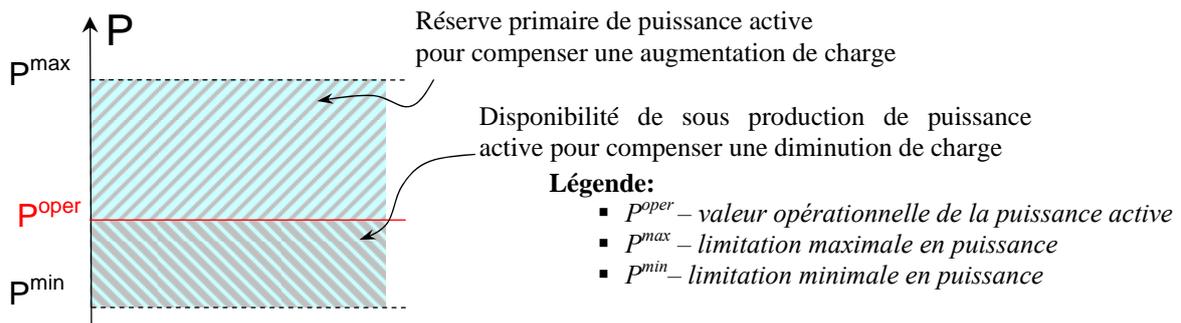


Figure 2.9. – Réserve primaire de puissance active

Dans le cas où une augmentation de charge apparaît dans le réseau, la puissance mobilisable instantanément afin de compenser l’insuffisance de puissance active est :

$$\text{Réserve primaire de } P = P^{max} - P^{oper} \quad (2.4)$$

Par contre, s’il s’agit d’une diminution de charge, le producteur en cause peut diminuer son installation de génération avec un maximum de puissance :

$$\text{Disponibilité de sous production} = P^{oper} - P^{min} \quad (2.5)$$

La modification de statisme se traduit finalement aussi par une participation modifiée (réduite dans le cas d’une augmentation de statisme) au maintien de l’équilibre production – consommation (figure 2.10) :

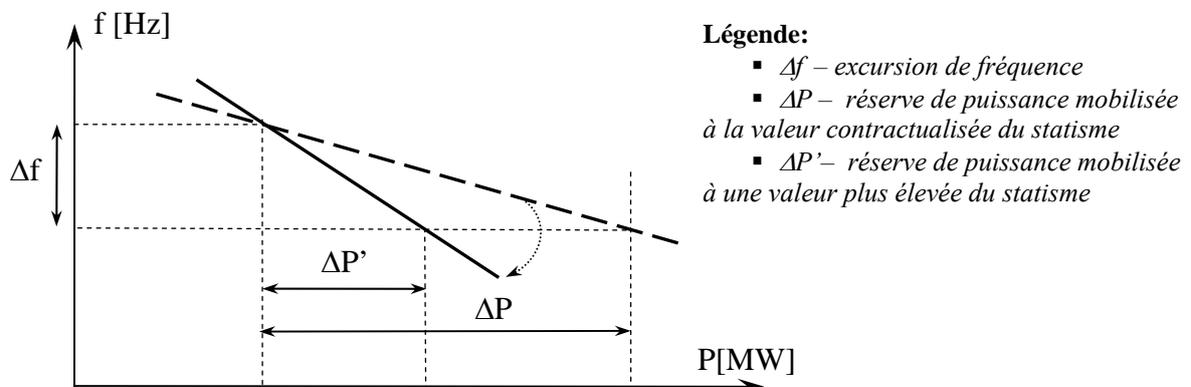


Figure 2.10. – Modification du statisme

Si le producteur augmente le statisme de son générateur (donc la pente de sa caractéristique), évidemment, sa participation au service système concernant le réglage de fréquence diminue. Pour la même excursion de fréquence, la réserve de puissance active mobilisée se réduit ($\Delta P' < \Delta P$). Pratiquement, il s'agit d'une diminution artificielle de la réserve primaire de puissance active, sans modifier le seuil de puissance du régulateur. L'augmentation de la valeur du statisme des générateurs fait que le statisme total du réseau augmente et, donc pour la même réserve primaire réelle de puissance active, on a une excursion de fréquence plus importante qui peut accélérer le phénomène d'écroulement de fréquence.

B. Le réglage secondaire de fréquence

On a montré précédemment que le réglage primaire (réalisé localement) trouve automatiquement un point de fonctionnement stable dans le voisinage de la fréquence de consigne. Ce réglage induit donc une erreur statique de fréquence qui persiste si aucun contrôle additionnel n'est mis en œuvre. Cette erreur statique influence fortement les transactions d'électricité prévues entre différentes régions interconnectées, entre autres, mais il est possible de l'annuler par le réglage secondaire de fréquence.

Un schéma de principe du réglage secondaire de fréquence, pour un système électrique à deux générateurs est donné sur la figure 2.11.

Le réglage secondaire est effectué soit manuellement par l'opérateur, soit automatiquement par la mobilisation de la réserve secondaire de puissance active dans la zone origine de la perturbation. Ce réglage est plus lent que le réglage primaire de fréquence (quelques minutes) pour ne pas introduire d'interactions néfastes entre les deux. Du fait de son action lente, les performances dynamiques (gradient de variation, durée du transitoire, etc.) ne posent pas de problèmes au niveau des performances requises par la convention de raccordement.

Le centre de dispatching (donc l'opérateur du réseau) mesure la fréquence du réseau et les transits de puissance sur les lignes d'interconnexion. En fonction de ces mesures, on change les consignes de puissance pour chaque régulateur de vitesse afin de revenir au bout de

quelques minutes à la valeur nominale de la fréquence et de corriger les transits de puissance prévus sur les lignes d'interconnexion.

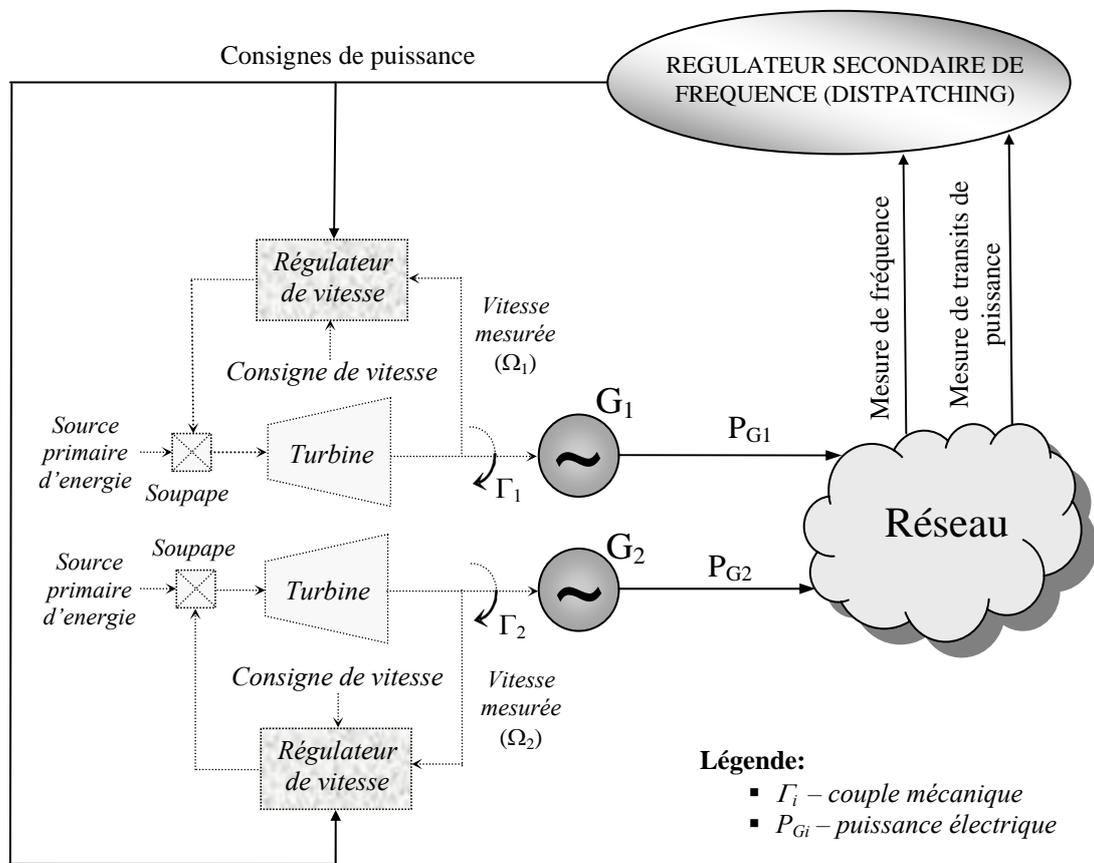


Figure 2.11. – Principe du réglage secondaire de fréquence

On définit l'erreur de contrôle régionale comme étant la différence instantanée entre la puissance réellement transitée et la puissance prévue par des accords bilatéraux, entre deux réseaux interconnectés. Comme cet écart de puissance est fonction de la déviation de fréquence par rapport à la valeur nominale, on peut exprimer l'erreur de contrôle régionale par [Kundur, 1994] :

$$\text{Erreur contrôle régionale} = \Delta P + \beta \cdot \Delta f \quad [MW] \quad (2.6)$$

où :

$\beta = 1/S_G + D$ représente l'énergie réglante secondaire [MW/Hz]

S_G le statisme de vitesse du réseau

D représente le taux d'amortissement de la charge.

Dans les modèles simples, le taux d'amortissement de la charge est nul, et donc l'énergie réglante secondaire est l'inverse du statisme. L'idée est de bien établir le facteur β de manière à annuler l'erreur de contrôle régionale.

Le service système concernant le réglage secondaire de fréquence, également payé par l'opérateur du système, demande aux producteurs qualifiés de garder une réserve de puissance active, mobilisable en quelques minutes. Le nombre de producteurs qui participent au réglage secondaire est plus petit que le nombre de ceux qui participent au réglage primaire. Un même producteur peut participer aux deux réglages dans le même temps. Dans ce cas, il faut qu'il dispose en permanence des réserves de puissance active nécessaires aux deux réglages. Si un des producteurs est incapable de fournir sa réserve secondaire de puissance active, les transactions inter - régions ne se font pas correctement, et donc, la sécurité du réseau électrique est mise en danger. Comme dans le cas du réglage primaire de vitesse, la réserve secondaire de puissance active est déductible à partir de seuils de puissance établis par des raisons constructives. La zone d'insensibilité du régulateur de vitesse, définie par les valeurs limites de fréquence où le régulateur ne réagit pas (la puissance ne se modifie pas) existe aussi dans le cas du réglage secondaire de fréquence. Comme pour le réglage primaire, cette zone est due aux imperfections constructives des régulateurs, mais peut aussi être ajustée volontairement par les producteurs.

Comme dans tous les cas des réserves de puissance, les réserves secondaires sont impossibles à mesurer. Par contre, il existe des moyens pour mesurer le temps de réponse de l'unité de production en réglage secondaire, la vitesse moyenne de prise/baisse de charge d'une unité de production en réglage secondaire, etc. Afin de contrôler les performances des producteurs en terme de réglage secondaire de fréquence, nous avons conçu et implanté un modèle de ce réglage dans le logiciel EUROSTAG. Ce modèle renvoie la fréquence à sa valeur de consigne, rétablit le transit de puissance sur les interconnexions et reconstitue les réserves primaires. Les réserves de puissance active de chaque unité de production participante sont détaillées explicitement. Ce modèle, et une partie des résultats obtenus sur un réseau test, sont présentés dans l'Annexe 2.

Si la réserve secondaire est insuffisante, la fréquence globale du système prend, après que l'action du réglage secondaire soit terminée, une valeur différente de la fréquence nominale. Et donc, toutes les horloges et dispositifs de contrôle qui ont la fréquence du réseau comme

référence seront décalibrés. De plus, la puissance transitée sur les lignes d'interconnexion ne sera plus conforme à la valeur prévue par les échanges contractuels (internationaux ou inter gestionnaires). Un manque de réserve secondaire de puissance active peut empêcher la restauration de la réserve primaire de puissance active et donc le système de puissance devient vulnérable. La réserve secondaire de puissance active est donc très importante du point de vue de la sécurité statique et dynamique du réseau.

C. Le réglage tertiaire de fréquence

Les consommateurs doivent être alimentés continûment au moindre coût de production et donc en chargeant le plus possible les groupes les moins coûteux à chaque instant. Comme la consommation varie tout le temps et que l'équilibre de puissance doit être maintenu à tout instant, les productions des groupes sont modifiées en permanence par les réglages primaires et secondaires sans tenir compte des coûts de production de chaque groupe. Il apparaît alors un écart par rapport à l'optimum économique du coût de production global sur le réseau. En régime concurrentiel de la production, l'opérateur du système intervient périodiquement pour établir de nouveaux régimes de fonctionnements optimaux [Momoh, 1997] et donc de nouvelles consignes à donner aux groupes de production. En régime concurrentiel de la production, chaque producteur fait son optimisation [UCTE, 2003]. Cette action de re-dispatching, effectuée manuellement, est le réglage tertiaire de fréquence. Le temps de réponse est de l'ordre de plusieurs dizaines de minutes.

L'outil utilisé est la réserve tertiaire de puissance active, qui doit être mobilisable rapidement et utilisable pour une période établie en fonction des prévisions de consommation. La réserve tertiaire de puissance est la différence entre la somme des puissances nominales de tous les groupes et la somme des puissances débitées après l'action des réglages primaire et secondaire. Le réglage tertiaire de fréquence établit une répartition économique et reconstitue les réserves secondaires des générateurs concernés. La taille de la réserve tertiaire est établie en considérant le risque d'apparition d'une indisponibilité d'un groupe ou des variations aléatoires de charge.

En conclusion, le réglage tertiaire représente une gestion de la puissance disponible dans des conditions de sûreté et d'exploitation économique du réseau.

2.4. Amélioration de la stabilité du réseau

La stabilité des systèmes électriques représente la propriété de fonctionner dans un état stable et de retrouver un autre état d'équilibre après une perturbation fugitive ou permanente [Kundur, 1994]. Autrement dit, les machines synchrones présentes dans le réseau trouvent un autre point de fonctionnement, sans perdre le synchronisme.

Il existe trois grandes catégories de stabilité : la stabilité de fréquence [Machowski, 1997], la stabilité de tension [Van Cutsem, 1997] et la stabilité des angles rotoriques des générateurs [Kundur, 1994].

La stabilité de fréquence est généralement compromise lors de grandes perturbations. L'instabilité de fréquence apparaît à cause des non corrélations entre production et consommation ou bien à cause d'un réglage de fréquence non performant. Pour les grands réseaux électriques, lorsqu'il y a instabilité de fréquence, on sépare le réseau en plusieurs sous - réseaux (îlotage volontaire selon un plan de défense [Clerfeuille, 2000]) et on stabilise chaque sous – réseau avant de les reconnecter entre eux [Bornard, 1993]. Le contrôle de performance en terme de stabilité de fréquence est donc lié directement aux performances des producteurs fonctionnant en régime îloté et participant à la reconstruction du réseau.

L'instabilité de tension apparaît comme une diminution progressive de tension consécutive à une augmentation de consommation qui dépasse la capacité de production et de transport du système. Le système électrique est alors incapable d'assurer l'équilibre de puissance. En matière de stabilité de tension, le contrôle des performances concerne le réglage de tension et de puissance réactive, c'est à dire les régulateurs de tension installés sur les générateurs qui participent au service système de réglage de tension.

La stabilité d'angle rotorique est liée à la capacité de chaque générateur du système à maintenir ou à reprendre le synchronisme entre ses couples électromagnétique et mécanique. L'instabilité se manifeste par des augmentations d'amplitude des oscillations angulaires pour certains générateurs, ce qui conduit à la perte de synchronisme avec le système. Le comportement reste le même pour des groupes de générateurs situés dans une même zone, même si le synchronisme persiste à l'intérieur d'un groupe. Pour éviter l'apparition des

phénomènes oscillatoires électromécaniques, on installe dans le réseau des équipements spécialisés pour amortir les oscillations de puissance à basse fréquence (0.1 – 2.5 Hz) qui apparaissent entre des régions de production et entre divers générateurs. Ces équipements sont des boucles de retour (correcteurs) qui sont insérées dans les régulateurs de tension des machines. Ils ont pour but de fournir un couple opposé aux modes oscillatoires qui se manifestent sur les arbres des machines. Les grandeurs des machines les plus sensibles aux oscillations sont souvent incorporées dans cette boucle comme signaux d'entrée : angle interne, vitesse, puissance électrique, puissance mécanique, fréquence, etc. [Snyder, 1998]. Un de ces équipements est le stabilisateur d'oscillations de puissance ou PSS. Le schéma de principe du branchement du PSS est présenté sur la figure 2.12.

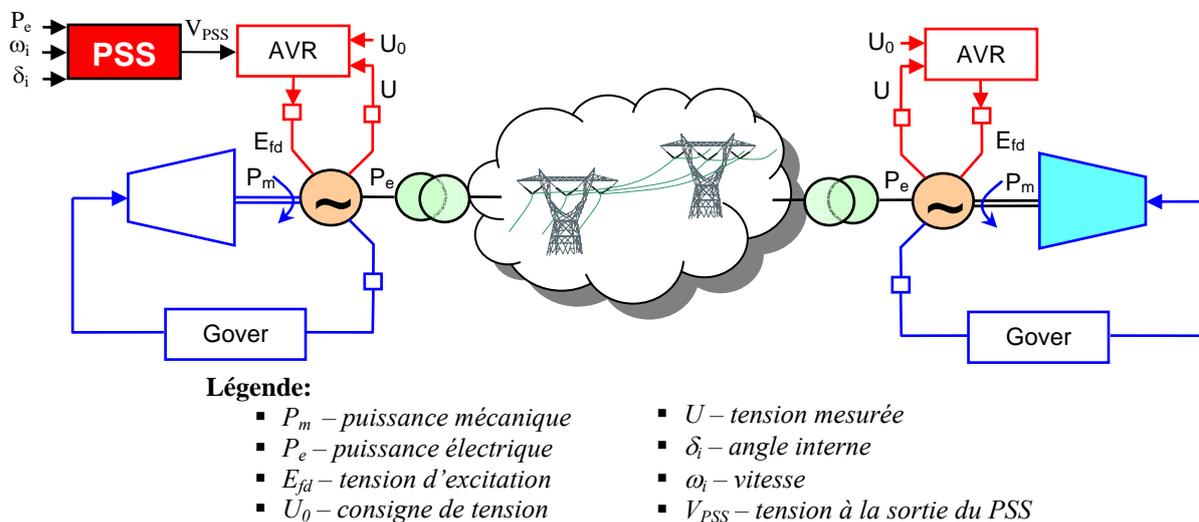


Figure 2.12 – Branchement du PSS

On dit que les générateurs où sont installés les PSS fournissent le service système d'amélioration de la stabilité des angles des réseaux électriques.

Les signaux d'entrée d'un PSS peuvent être composés de signaux locaux (qui proviennent de la machine où il est installé), et de signaux lointains, qui proviennent d'autres machines du système.

Le paramètre fondamental introduit par la nouvelle boucle de réglage est le taux d'amortissement du PSS. Lors de certains régimes de fonctionnement, la valeur de ce paramètre peut être modifiée par le producteur sans l'avis de l'opérateur du système [Sterpu,

2004]. Même si localement la modification peut agir positivement, la stabilité globale du réseau peut être endommagée [Mekki, 2002]. La modification de la valeur de l'amortissement du PSS est très nocive en ce qui concerne la sécurité dynamique du réseau. La diminution de la valeur prévue conduit à l'apparition de modes oscillatoires peu amortis et l'augmentation de cette valeur peut apporter de nouveaux modes d'oscillation entre les dispositifs de réglage (comme le montre l'exemple du §1.5).

2.5. Etat actuel du contrôle des performances des producteurs

A. Les réserves de puissance

Les producteurs qui fournissent un support de tension sont évalués en fonction de leurs capacités d'injection/soutirage de puissance réactive, et de l'efficacité de leurs équipements automatiques de réglage de tension.

Les producteurs qui participent à l'équilibre production – consommation et à l'ajustement des transits de puissance active sur les interconnexions sont évalués en fonction de leurs capacités d'injection/soutirage de puissance active, et de l'efficacité de leurs équipements automatiques de réglage de fréquence.

A l'heure actuelle, l'opérateur du système peut contrôler les performances des producteurs en matière de réglage tension – puissance réactive et réglage fréquence – puissance active en vérifiant les réponses aux instructions de dispatching et en analysant les données mesurées associées aux générateurs concernés. Toutes les performances décrites par les constantes de temps du correcteur et les seuils ne sont quantifiables que par des essais physiques. En revanche, il n'existe pas de moyens de mesure ni de moyens de contrôle systématique des réserves de puissance [Byrne, 2004]. En effet, du fait de leur caractère potentiel, les réserves de puissance (active et réactive) ne sont pas mesurables directement. Parfois, on pourra établir expérimentalement des lois de variation des réserves de puissance, par exemple la proportionnalité entre la profondeur de l'eau du barrage d'accumulation et la réserve de puissance active, mais il s'agit de méthodes grossières, peu précises et qui ne peuvent s'appliquer qu'à certains types de productions. Par contre, les opérateurs des réseaux du monde entier ont développé des techniques, plus ou moins efficaces, qui vérifient l'état des

réerves de puissance. Les deux catégories de techniques consacrées au contrôle des performances des réserves de puissance sont présentées ci-dessous.

a. Technique fondée sur les réponses aux instructions de dispatching [Fishman, 2003]

Afin de détecter les éventuelles non-conformités opérationnelles, les opérateurs des réseaux peuvent demander aux producteurs visés d'augmenter la production de puissance active de la quantité correspondant aux réserves (réserves primaire et secondaire de puissance active et réserve de puissance réactive). S'ils ne sont pas capables de fournir les puissances demandées, cela veut dire qu'ils ne disposent pas des réserves contractualisées.

Cette technique de contrôle est efficace dans le cas où l'opérateur de réseau cible quelques producteurs, mais elle n'est pas automatique et elle n'est applicable localement.

b. Technique fondée sur l'analyse des données mesurées [Fishman, 2003]

Au niveau de la connexion de chaque producteur au réseau, il existe des appareils de mesure et d'acquisition de données de type perturbographe. Les évolutions temporelles des grandeurs acquises (puissance active et réactive, tension, fréquence, etc.) sont enregistrées continuellement dans une base de données. Egalement, les transactions sur les marchés d'électricité sont enregistrées (figure 2.13).

A posteriori (après un incident qui affecte d'une manière négative la sécurité du système électrique), on peut analyser les données enregistrées et établir la liste des producteurs qui n'ont pas respecté les réglementations techniques en vigueur et les services système contractualisés.

La technique de contrôle des performances fondée sur l'analyse des données mesurées est efficace dans le sens où elle est automatique et elle pourra être appliquée simultanément pour toutes les centrales électriques. L'opérateur du réseau peut réagir immédiatement sur les unités de production. Les mesures sont prises soit d'une manière corrective s'il s'agit de modifications involontaires et si l'intégrité du système n'est pas encore affectée, ou directement punitive s'il s'agit d'un comportement prédateur.

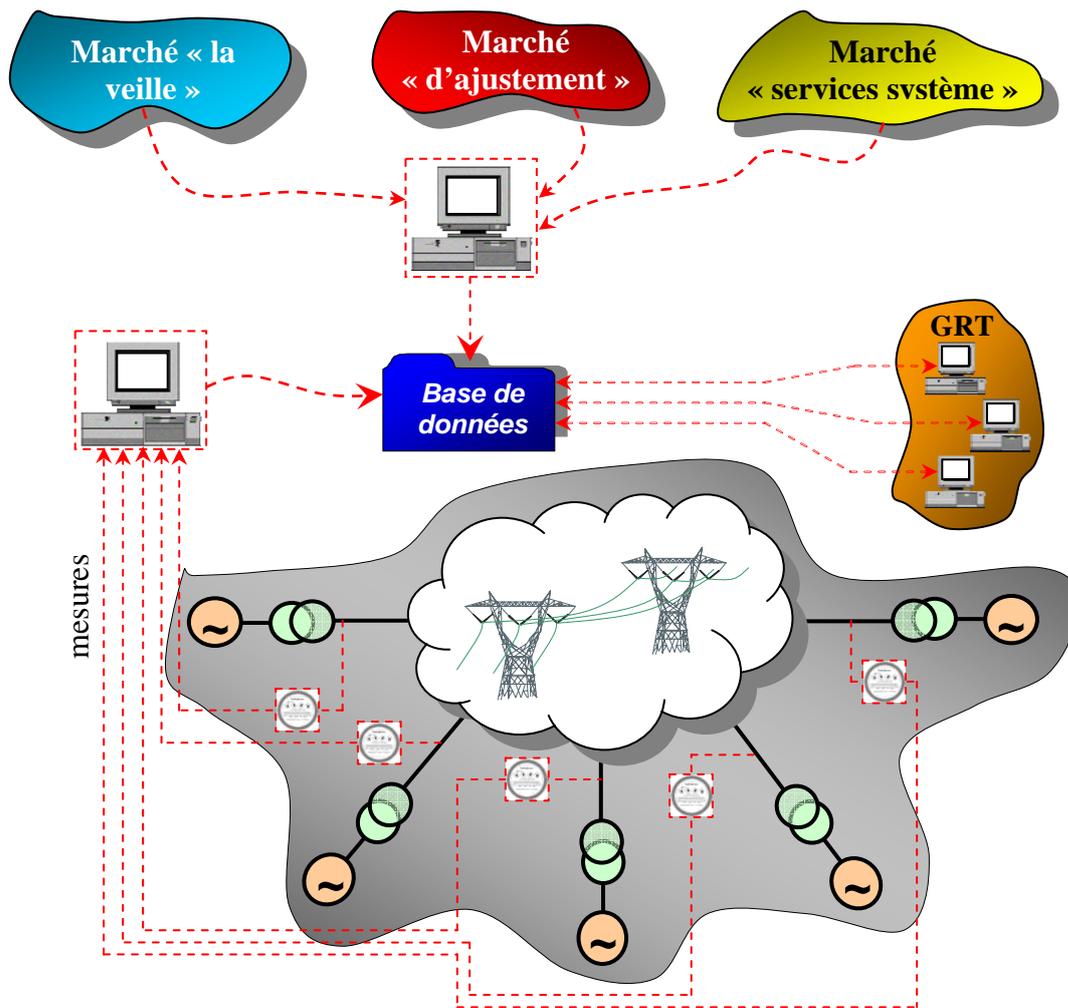


Figure 2.13. – Contrôle des performances par l'analyse en ligne des données du réseau

L'inconvénient principal de cette technique est qu'elle représente exclusivement une analyse à posteriori qui, dans l'idée d'éviter l'endommagement de la sécurité et de l'intégralité du réseau, peut venir parfois trop tard. De plus, comme les acteurs du réseau électrique sont indépendants et en compétition, les bases de données ne sont pas toujours complètes.

B. Le statisme du réglage primaire

L'ajustement du statisme se fait à partir de la position du dispositif de réglage de la source primaire d'énergie (organe d'admission), et donc le statisme défini par (2.3) peut être mesuré, en ayant à la base la mesure de puissance. En considérant que la position du dispositif de réglage de la source primaire d'énergie par rapport à la puissance active fournie par le générateur n'est pas une relation linéaire, ni biunivoque, le statisme mesuré du groupe

générateur analysé diffère en fonction du point de fonctionnement du générateur où l'on fait la mesure. Egalement, les conditions spécifiques d'énergie primaire (pression et température des vapeurs pour les centrales thermiques et chute de l'eau pour les centrales hydrauliques) pendant la mesure, influencent fortement la valeur du statisme mesuré. La figure suivante montre un exemple réel de statisme mesuré dans une centrale nucléaire :

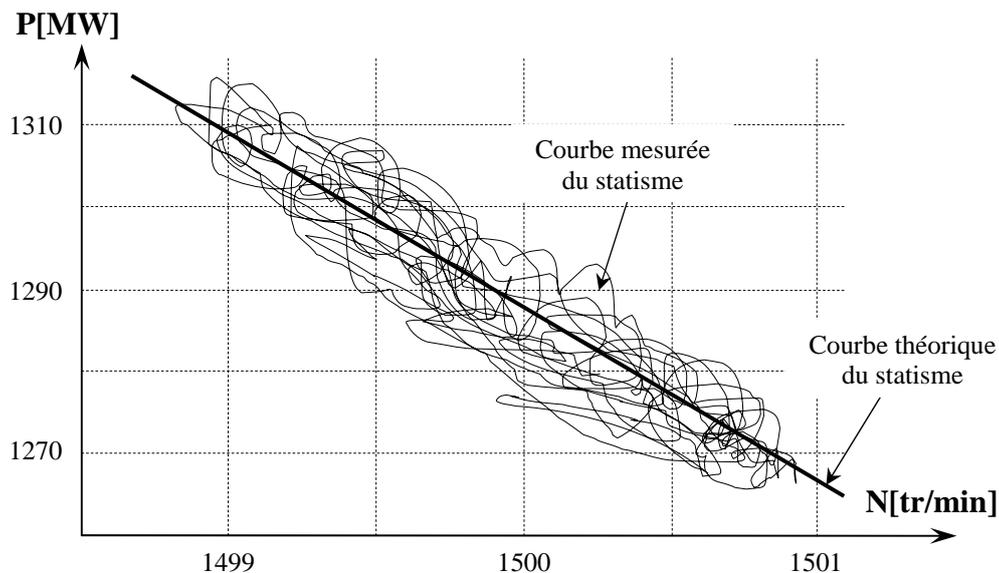


Figure 2.14. – Exemple de statisme de vitesse mesuré

Donc, la mesure du statisme doit être faite sur site et dépend de plusieurs facteurs et le résultat obtenu peut avoir une précision non satisfaisante.

C. Le taux d'amortissement du PSS

Aujourd'hui, dans l'exploitation des réseaux électriques, il n'existe pas de moyens de contrôle de l'amortissement des PSS. Du fait de l'importance de maintenir la sûreté du réseau, le contrôle des performances des producteurs qui participent aux services système de stabilité devrait être effectué en « temps – réel » (à l'échelle de quelques dizaines de minutes).

2.6. Conclusion

Les techniques de contrôle de performances existantes ne sont pas adaptées pour vérifier toutes les performances des unités de production en matière de sécurité et services système. Au niveau des réserves de puissance, il existe des moyens de contrôle, plus ou moins efficaces dans certaines situations particulières. La nécessité d'une nouvelle technique de contrôle des performances, qui pourrait contrôler aussi les autres performances des unités de production et qui pourrait estomper, voire éliminer les inconvénients des techniques déjà existantes est évidente. Nous avons décrit les services système assurés par les producteurs et nous avons détaillé les performances en terme de sécurité des réseaux. Nous avons identifié chaque performance derrière un paramètre de régulation. Donc, afin de contrôler les performances des unités de production il faut vérifier et surveiller les paramètres des correcteurs rattachés aux générateurs. Le but de ce travail de thèse est donc de proposer et de développer une nouvelle technique de contrôle des performances, qui permettra d'éviter les inconvénients des méthodes et techniques existantes. Les outils mathématiques indispensables à la compréhension de la méthode seront brièvement exposés dans le chapitre suivant.

Chapitre III

Contrôle de performances fondé sur l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations

3.1.	ESTIMATION DE PARAMETRES A PARTIR DE MESURES DE PERTURBATIONS	75
3.2.	APPROCHE « INTEGRATION NUMERIQUE »	83
A.	<i>Application</i>	83
B.	<i>Mesure</i>	83
C.	<i>Modèle</i>	83
D.	<i>Minimisation</i>	86
E.	<i>Exemple numérique</i>	87
F.	<i>Conclusion</i>	88
3.3.	APPROCHE « LINEARISATIONS SUCCESSIVES »	88
3.4.	APPROCHE « ANALYSE DES RESULTATS »	90
3.5.	ROBUSTESSE DE LA METHODE DE CONTROLE DES PERFORMANCES PROPOSEE	92
A.	<i>Introduction</i>	92
B.	<i>Robustesse à la précision de mesure</i>	93
a.	Acquisition de données	93
b.	Capteurs de mesure	94
c.	Transmission et mesure de données	94
d.	Traitement de mesure	95
e.	Conclusion	98
C.	<i>Robustesse au modèle du réseau</i>	98
D.	<i>Résultats numériques</i>	100
E.	<i>Conclusion</i>	102
3.6.	CONTROLE DE PERFORMANCES POUR DIVERS SCENARIOS DYNAMIQUES	102
A.	<i>Contrôle de la réserve primaire de puissance active</i>	103
B.	<i>Contrôle de l'amortissement introduit par le PSS</i>	105
B.	<i>Contrôle des performances liées à la dynamique du producteur</i>	110
3.7.	ALGORITHME DE CONTROLE CONTINU DES PERFORMANCES D'UN PRODUCTEUR	111

Chapitre III

Contrôle de performances fondé sur l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations

ou la mise en œuvre de la technique développée

D'après les normes en vigueur [RTE, 2004] les performances des moyens de production sont définies suivant deux axes : en régime normal et en régime exceptionnel. Les performances du régime normal sont liées à l'adaptation de la production à la consommation en puissance active et réactive, à la stabilité des groupes face aux aléas de faible amplitude. Les performances en régime exceptionnel (qui ne seront pas analysées ici) visent la tenue des groupes en présence de perturbations, l'aptitude à l'îlotage, le fonctionnement en réseau séparé et le comportement lors d'une reconstitution de réseau.

Nous avons montré au Chapitre II que les performances des producteurs liées à la sécurité des systèmes électriques de puissance sont associées à des paramètres des régulations rattachées aux générateurs. L'objectif de notre travail est donc d'analyser et de surveiller les performances de régime normal. Comme on l'a déjà dit, nous allons traiter les quatre performances suivantes :

- Réserves de puissance active. Elles sont représentées par des limitations (maximales et minimales) en puissance active des régulateurs de vitesse.
- Réserves de puissance réactive. Elles sont représentées par des limitations (maximales et minimales) en puissance réactive des régulateurs de tension.
- Statisme du réglage primaire de fréquence. Il représente un paramètre de type « gain » dans le régulateur de vitesse qui donne des informations sur la réserve primaire de puissance active et sur la capacité du producteur contrôlé à mobiliser sa réserve afin de préserver l'équilibre production - consommation.
- Amortissement des modes oscillatoires. Il représente un paramètre de type « gain » dans la boucle de stabilisation des oscillations de puissance (voir l'Annexe 1).

On se propose, en utilisant les notions introduites dans le chapitre précédent, de développer une méthodologie de contrôle des performances en régime normal qui pourra estimer, avec

une précision acceptable, n'importe quel paramètre listé précédemment. Cette application sera testée sur des réseaux électriques standard de diverses tailles dont les données sont présentées dans l'Annexe 1 :

- Réseau test « 4 machines » [Kundur, 1994]. Il s'agit d'un réseau simple, comportant deux zones de production éloignées, séparées par des lignes d'interconnexion très chargées.
- Réseau test « IEEE 39 nœuds – New England » [Fagan, 1977]. Par rapport à la puissance consommée, ce réseau, qui comporte 10 unités de génération de grandes capacités de production, a la taille du réseau électrique du Portugal.
- Réseau test « WSCC 29 machines » [Snyder, 1999]. Il s'agit d'un réseau de la même taille que le réseau de transport français.

Sur les cas pratiques représentés par ces réseaux test, nous souhaitons faire une analyse de conformité avec le contrat de raccordement des performances des producteurs indépendants, dans l'hypothèse que tous ces producteurs devraient respecter la législation sur le raccordement au réseau [Arrêté, 1999].

En considérant ces faits, afin de concevoir l'application de contrôle des performances et dans le but de valider la méthode, nous allons considérer le scénario suivant :

- La convention de raccordement prévoit pour un certain producteur (P) une certaine valeur pour un certain paramètre (X) qui décrit une certaine performance (P_X).
- Pour des raisons d'intérêts économiques ou techniques privés (augmenter la quantité de puissance active vendue sur le marché d'ajustement, etc.) ou bien même sans la moindre intention, le producteur modifie d'une manière significative le paramètre X , et donc ses performances (P_X) vont changer. Dans ce scénario, la sécurité du réseau entier en terme de la performance P_X risque d'être affectée négativement.
- Le GRT, organisme qui gère la sécurité opérationnelle du système, souhaite effectuer des vérifications supplémentaires, sans prévenir à priori les producteurs sur ses démarches. Le but est donc de vérifier si le paramètre requis par la convention de raccordement (X_0), correspondant à la performance décrite (P_{X0}) est respecté.

L'application de contrôle des performances fondée sur la technique d'estimation de paramètres a la particularité qu'elle pourrait être applicable de façon préventive, sans attendre

un événement imprévu qui pourrait demander des études à posteriori. Les paragraphes suivants présenteront le principe théorique de base de la méthode proposée et l'évolution de cette application (les différentes versions réalisées au cours de la thèse), une analyse sur la sensibilité de la méthode aux facteurs externes (imprécisions de mesure et imprécisions des paramètres des réseaux), les problèmes rencontrés et les solutions envisagées. A la fin de chaque paragraphe, un exemple numérique pour les trois réseaux test analysés sera présenté. Pendant une variation de charge, on mesure l'évolution de la tension aux bornes du producteur contrôlé et on veut estimer la valeur d'un de ses paramètres associés aux performances (le statisme de vitesse S_G , par exemple). Dans une première approche, nous allons présenter un seul exemple numérique de contrôle de performances, au fur à mesure qu'on décrit la démarche et les applications développées. Par la suite, nous appliquerons la méthode pour les cas de plusieurs scénarios et performances contrôlées. Ayant comme objectif de fournir une plage de variation de paramètres estimés (approche statistique) nous avons lancé un nombre représentatif de simulations.

3.1. Estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations

La méthode de contrôle de performances proposée est fondée sur le principe théorique de l'identification de systèmes dynamiques. L'identification représente l'opération de détermination des caractéristiques dynamiques d'un système dont la connaissance est nécessaire pour sa mise en œuvre. Afin de pouvoir caractériser dynamiquement le système, l'identification se fait toujours en présence d'un signal d'excitation extérieur possédant des caractéristiques connues. Le résultat de l'identification est un modèle qui devra manifester les caractéristiques du système réel, le plus fidèlement possible à priori, pour les études et simulations que l'on souhaite réaliser. L'identification contient quatre étapes distinctes :

- Génération des signaux de test et acquisition des entrées / sorties selon la stratégie d'expérimentation,
- Choix du modèle ou estimation de sa complexité,
- Estimation des paramètres du modèle,
- Validation du modèle identifié.

Le principe général d'identification est donné sur la figure 3.1 [Landau, 2001] :

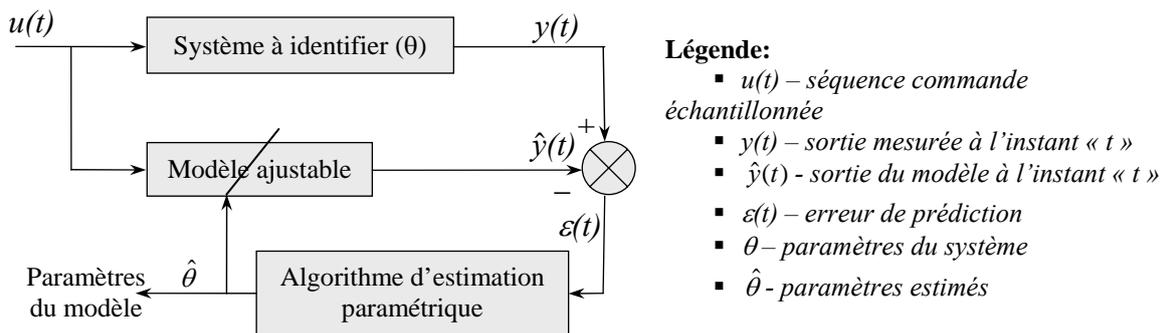


Figure 3.1. – Principe d'identification des modèles

Les méthodes spécifiques utilisées dans chaque étape dépendent du type de modèle recherché (paramétrique ou non paramétrique, continu ou échantillonné, etc.), ainsi que des conditions d'expérimentation (existence, type et poids du bruit de mesure). La validation décide de l'acceptation du modèle obtenu. Evidemment, il n'existe pas d'algorithmes paramétriques et d'expérimentations uniques permettant d'obtenir toujours les meilleurs modèles. En conséquence, les modèles obtenus ne sont pas toujours validés. Si c'est le cas, le modèle, l'algorithme d'estimation et les conditions d'expérimentation doivent être revus. Il faut donc voir le processus d'identification des modèles comme une procédure itérative, où le modèle du système analysé est adapté continûment afin de minimiser l'erreur de prédiction $\varepsilon(t)$ [Landau, 2001].

La mise en œuvre d'un processus d'identification conduit à un système non linéaire, parce que les variables $\hat{y}(t)$ et $\varepsilon(t)$ dépendent du vecteur de paramètres estimés $\hat{\theta}$ qui est lui même dépendant de $\varepsilon(t)$ et d'autres variables du système.

Si le vecteur de paramètres θ est inconnu et en considérant des sorties prédites pour chaque valeur du vecteur $\hat{\theta}$, on définit le vecteur d'observations $\phi(t)$ par :

$$\hat{y}(t, \hat{\theta}) = \hat{\theta}^T \cdot \phi(t-1) \quad (3.1)$$

L'erreur de prédiction est :

$$\varepsilon(t, \hat{\theta}) = y(t) - y(t, \hat{\theta}) \quad (3.2)$$

Dans ce cas le critère d'erreur est, par exemple :

$$J_N(\hat{\theta}) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{t=1}^N \varepsilon^2(t, \hat{\theta}) \quad (3.3)$$

où N est le nombre d'échantillons donnés par la mesure et $t \in [1; N]$.

Dans ces conditions, les valeurs identifiées du vecteur θ sont les valeurs du vecteur $\hat{\theta}(t)$ qui minimisent l'erreur de prédiction $\varepsilon(t, \hat{\theta})$ ou un critère d'erreur fondé sur l'erreur de prédiction [Kazakos, 1990]. La bijectivité des solutions est théoriquement possible, mais pour les modèles complexes, ce cas est rare.

Il existe plusieurs algorithmes d'identification [Haykin, 1991], [Kazakos, 1990], [Ljung, 1983] [Pilai, 2000]. Du fait qu'il est le plus répandu et le plus connu, nous avons choisi pour notre application l'algorithme d'identification des moindres carrés [Landau, 2001].

En considérant le critère d'erreur (3.3) et en utilisant les équations (3.1) et (3.2) on peut écrire :

$$J_N(\hat{\theta}) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{t=1}^N [y(t) - \hat{\theta}^T \cdot \phi(t-1)]^2 \quad (3.4)$$

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 :

$$\frac{dJ_N(\hat{\theta})}{d\hat{\theta}} = 0 \quad (3.5)$$

Donc :

$$\frac{dJ_N(\theta)}{d\hat{\theta}} = \frac{2}{N} \cdot \left[\sum_{t=1}^N y(t) - \hat{\theta}^T \cdot \phi(t-1) \right] \cdot \phi(t-1) = 0 \quad (3.6)$$

En tenant compte que :

$$\hat{\theta}^T \cdot \phi(t-1) \cdot \phi(t-1) = \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) \cdot \hat{\theta} \quad (3.7)$$

on obtient :

$$\left[\sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) \right] \cdot \hat{\theta} = \sum_{t=1}^N y(t) \cdot \phi(t-1) \quad (3.8)$$

En multipliant les deux termes de l'équation (3.8) avec le facteur $\left[\sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) \right]^{-1}$ on

obtient le vecteur de paramètres estimés comme :

$$\hat{\theta}(N) = \left[\sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) \right]^{-1} \cdot \sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot y(t) \quad (3.9)$$

La valeur trouvée représente un minimum seulement si la deuxième dérivé du critère d'erreur par rapport au vecteur des paramètres estimés est positive :

$$\frac{d^2 J_N(\theta)}{d\hat{\theta}^2} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) > 0 \quad (3.10)$$

L'algorithme des moindres carrés peut s'écrire aussi sous forme vectorielle de la façon suivante. Si on considère toutes les données disponibles : la sortie du modèle - $Y(N)$ et le vecteur d'observations - $\Phi(N-1)$:

$$Y(N) = \begin{bmatrix} y(N) \\ \dots \\ y(1) \end{bmatrix} \quad \Phi(N-1) = \begin{bmatrix} \phi^T(N-1) \\ \dots \\ \phi^T(0) \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

on peut écrire l'erreur vectorielle :

$$\varepsilon(N) = Y(N) - \Phi(N-1) \cdot \hat{\theta} \quad (3.12)$$

Le critère des moindres carrés devient :

$$J_N = \frac{1}{N} \cdot \varepsilon^T(N) \cdot \varepsilon(N) = \frac{1}{N} \cdot [Y(N) - \Phi(N-1) \cdot \hat{\theta}]^T \cdot [Y(N) - \Phi(N-1) \cdot \hat{\theta}] \quad (3.13)$$

En calculant la première dérivée comme précédemment, on trouve la condition d'optimalité (3.14) et ainsi que les paramètres estimés (3.15) :

$$\Phi^T(N-1) \cdot (Y(N) - \Phi(N-1) \cdot \hat{\theta}) = 0 \quad (3.14)$$

$$\hat{\theta} = [\Phi^T(N-1) \cdot \Phi(N-1)]^{-1} \cdot \Phi^T(N-1) \cdot Y(N) \quad (3.15)$$

Si de plus $\omega(t)$ représente le bruit de mesure, la sortie prédite (3.1) devient :

$$\hat{y}(t, \hat{\theta}) = \hat{\theta}^T \cdot \phi(t-1) + \omega(t) \quad (3.16)$$

Et donc le vecteur de paramètres estimé est :

$$\hat{\theta} = \left[\sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) \right]^{-1} \cdot \sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot y(t) \quad (3.17)$$

$$= \left[\sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) \right]^{-1} \cdot \sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot [\hat{\theta}^T \cdot \phi(t-1) + \omega(t)] \quad (3.18)$$

$$= \theta + \left[\sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \phi^T(t-1) \right]^{-1} \cdot \sum_{t=1}^N \phi(t-1) \cdot \omega(t) \quad (3.19)$$

L'algorithme des moindres carrés produit généralement des estimations approchées et donc la nécessité de modifier leur forme initiale est apparue. Une solution plus précise est l'utilisation d'un algorithme récursif fondé sur les moindres carrés.

A partir de l'algorithme non récursif décrit par l'équation (3.19), on considère l'estimation du vecteur de paramètres à l'instant « t » et l'estimation du vecteur de paramètres à l'instant « $t+1$ » :

$$\hat{\theta}(t) = \left[\sum_{i=1}^t \phi(i-1) \cdot \phi^T(i-1) \right]^{-1} \cdot \sum_{i=1}^t \phi(i-1) \cdot y(i) = F(t) \cdot \sum_{i=1}^t \phi(i-1) \cdot y(i) \quad (3.20)$$

$$\text{où : } F(t) = \left[\sum_{i=1}^t \phi(i-1) \cdot \phi^T(i-1) \right]^{-1}$$

$$\hat{\theta}(t+1) = \left[\sum_{i=1}^{t+1} \phi(i-1) \cdot \phi^T(i-1) \right]^{-1} \cdot \sum_{i=1}^{t+1} \phi(i-1) \cdot y(i) = F(t+1) \cdot \sum_{i=1}^{t+1} \phi(i-1) \cdot y(i) \quad (3.21)$$

$$\text{où : } F(t+1) = \left[\sum_{i=1}^{t+1} \phi(i-1) \cdot \phi^T(i-1) \right]^{-1}$$

En développant les deux précédentes équations, on trouve que :

$$\hat{\theta}(t+1) = \hat{\theta}(t) + F(t+1) \cdot \phi(t) \cdot [y(t+1) - \hat{\theta}^T(t) \cdot \phi(t)] \quad (3.22)$$

d'où :

$$\hat{\theta}(t+1) = \hat{\theta}(t) + F(t+1) \cdot \phi(t) \cdot \varepsilon(t+1) \quad (3.23)$$

L'algorithme d'estimation (adaptation paramétrique) donné par l'équation précédente a la forme récursive suivante [Landau, 2001] :

$$\begin{bmatrix} \text{Nouvelle} \\ \text{estimation} \\ \text{de paramètres} \\ \text{(vecteur)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Estimation} \\ \text{précédente} \\ \text{de paramètres} \\ \text{(vecteur)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Gain} \\ \text{d'adaptation} \\ \text{(matrice)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \text{Vecteur} \\ \text{des observations} \\ \text{fonction de mesures} \\ \text{(vecteur)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \text{Fonction} \\ \text{de l'erreur} \\ \text{de prédiction} \\ \text{(scalaire)} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Dans les cas des algorithmes récursifs, les paramètres estimés sont optimisés progressivement. Les avantages de ces algorithmes sont :

- estimation en ligne possible pendant que le système évolue (pour les algorithmes non – récursifs il faut attendre l'ensemble des mesures avant d'obtenir une estimation du modèle),
- on peut suivre les évolutions des systèmes lentement variables dans le temps,
- on peut les utiliser pour des identifications en « temps – réel » ou « hors ligne », en fonction des besoins pratiques.

Les réseaux électriques (ensemble des équipements de puissance et des moyens de réglage et de contrôle) sont généralement décrits par des modèles statiques et dynamiques universellement acceptés, donc le modèle global du réseau est pratiquement connu. Par

contre, le modèle comprend des paramètres qui sont neutres en régime établi mais qui agissent en régime dynamique sur le comportement du système électrique, donc sur la sécurité du réseau entier. Afin de limiter les conséquences néfastes dus aux événements imprévus, les valeurs de ces paramètres sont établies par la convention de raccordement en concordance avec le comportement (performances) attendu des équipements qui opèrent en régimes dynamiques et transitoires électromécaniques (les machines électriques et les dispositifs FACTS, par exemple). Comme certaines performances des producteurs sont décrites par les paramètres de régulation, les gestionnaires des réseaux pourraient connaître (donc contrôler) les performances à tout instant en déterminant les valeurs des paramètres concernés.

Dans ces circonstances (modèle fixe avec une structure connue mais avec quelques paramètres parfois incertains), l'algorithme d'identification des systèmes dynamiques décrit par la figure 3.1 est simplifié considérablement. Il devient un algorithme d'estimation de paramètres [Zarco, 2000], [Sterpu, 2003 - 1] à partir de mesures de perturbations. L'estimation de paramètres est l'opération d'assigner une valeur (continue ou discrète) pour un paramètre inconnu en se fondant sur des observations concernant les actions du paramètre sur le comportement du système [Sterpu 2003 - 2]. Comme méthode d'estimation de paramètres, considérant ses avantages et sa simplicité, nous avons préféré utiliser la méthode des moindres carrés. Le principe de l'estimation des paramètres de réseaux électriques à partir de mesures de perturbations est montré sur la figure 3.2.

Durant certaines perturbations, on mesure les évolutions temporelles de certaines variables électriques dans le réseau : tensions, puissances actives, fréquence, etc. En régime établi, les régulations n'agissent pas donc on ne peut pas se faire une idée sur les valeurs de leurs paramètres quels qu'ils soient. Par contre, les dispositifs de réglage agissent en régime dynamique et donc les mesures doivent être faites pendant les perturbations afin d'avoir la réaction dynamique de tous les équipements visés.

A l'aide de logiciels spécialisés, on modélise en détail le réseau électrique à analyser et on simule la même perturbation que l'on a eue dans le système réel. A partir de la simulation, on extrait l'évolution temporelle de la même grandeur que l'on a mesuré. Le pas d'échantillonnage des deux courbes (courbe mesurée et courbe simulée/modélisée) doit être le même. Les paramètres initiaux du modèle ont des valeurs idéales, que l'on attend dans le cas d'un fonctionnement normal du système électrique.

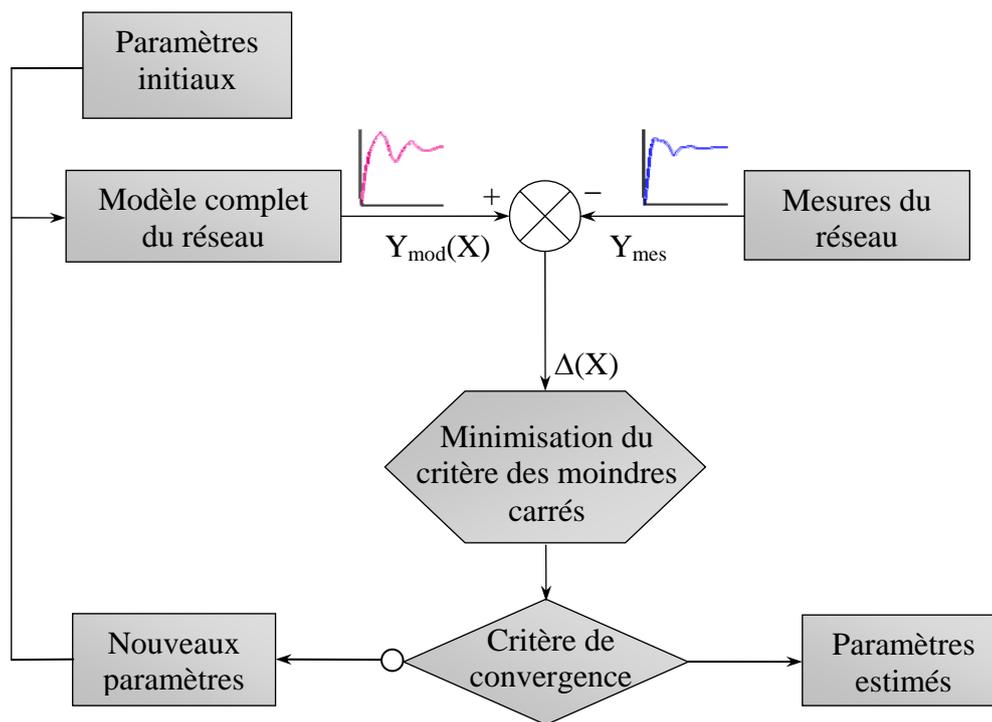


Figure 3.2 – Principe d’estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations

L’écart entre l’évolution temporelle de la variable mesurée dans le réseau et la sortie du modèle du réseau correspondant à la mesure (le critère d’erreur) est minimisé par une méthode stochastique ou déterministe. Si le critère de convergence est satisfait, alors les paramètres initiaux représentent la solution du problème et donc le réseau fonctionne normalement. En revanche, si le critère de convergence n’est pas satisfait, on peut conclure que le fonctionnement du réseau n’est pas tout à fait conforme avec les prévisions. Le processus d’estimation continue donc jusqu’au moment où les deux courbes seront superposées à epsilon près. Dans ce dernier cas, la solution du problème est trouvée d’une manière itérative/réursive.

Les paragraphes suivants présenteront l’évolution de l’application développée et un exemple de résultats numériques pour une seule performance. On va étudier d’abord le cas idéal : les mesures parfaites et le modèle parfait.

3.2. Approche « intégration numérique »

A. Application

Afin de résoudre ce problème, nous avons développé une première version de l'application de contrôle des performances, dont le synoptique est présenté sur la figure 3.3.

Considérant qu'il ne nous est pas possible d'utiliser un réseau réel pour valider notre méthode (nous avons travaillé sur des réseaux test standardisés), la mesure est faite artificiellement, en utilisant le logiciel EUROSTAG [EUROSTAG, 2003].

B. Mesure

Pendant une perturbation (variation de consigne, variation de charge, court-circuit, etc.), en utilisant une chaîne d'acquisition performante, le GRT a relevé l'évolution temporelle d'une grandeur électrique (tension, puissance, fréquence, etc.) dans le réseau. Dans cette configuration, le producteur ne peut ni empêcher le déroulement des mesures, ni altérer le résultat. Comme les valeurs des paramètres qui décrivent les performances sont des valeurs fixes (dans les systèmes de puissance actuels, il n'y a pas de régulateurs adaptatifs) et sont observables pendant toute la durée du régime transitoire, on n'a pas besoin d'analyser toute la courbe acquise, mais seulement une fenêtre de quelques secondes (figure 3.4).

C. Modèle

A partir des données topologiques du réseau (résistances, réactances et susceptances des lignes et transformateurs) et des consommations et générations de puissances prévues, grâce au logiciel EUROSTAG, on calcule la répartition de puissance sur les branches et les tensions aux nœuds (module et argument). Ces résultats, associés aux données dynamiques du réseau (paramètres des générateurs, régulations, protections, dispositifs FACTS, etc.) constituent les entrées du module de simulation dynamique. Le paramètre correspondant à la performance contrôlée du producteur entrera dans les calculs comme valeur initiale avec la valeur prévue (X_0) dans la convention de raccordement. En simulant la même perturbation que l'on a eu

dans le réseau réel au moment des mesures (Y_{mes}), on attend un comportement semblable (très proche) des deux systèmes (réseau réel et réseau modélisé).

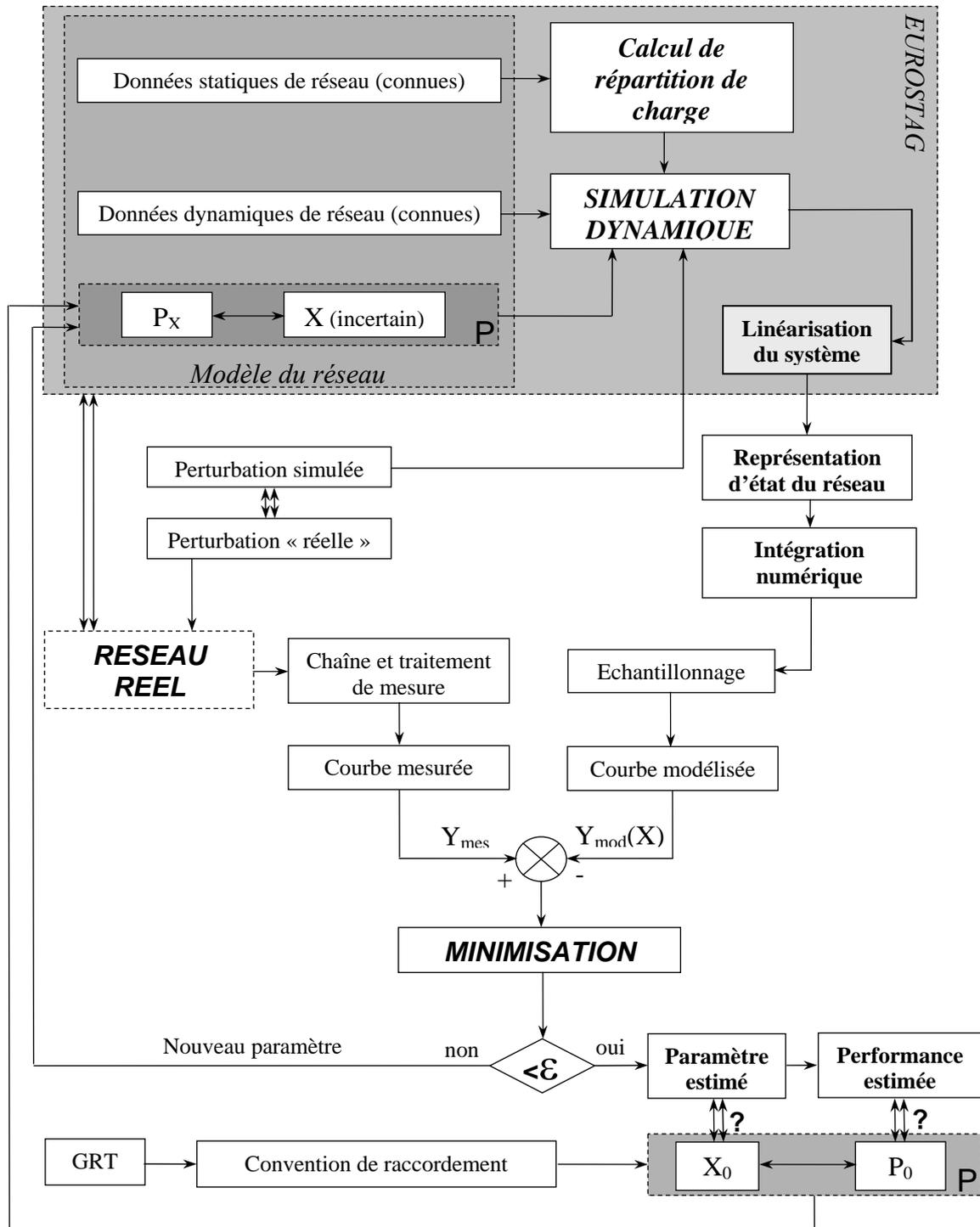


Figure 3.3. – Contrôle des performances. Approche « intégration numérique »

Le système non linéaire d'équations qui décrit le comportement dynamique du réseau est linéarisé autour d'un point de fonctionnement et on obtient la représentation d'état du réseau analysé. Si l'opération de linéarisation est faite en régime permanent, le paramètre à estimer devient une grandeur non observable et on ne peut pas tirer de conclusions sur le producteur. Par contre, si la linéarisation est faite en régime dynamique, l'hypothèse que les termes supérieurs au premier ordre sont négligés peut devenir grossière et les matrices obtenues après la linéarisation ne sont plus correctes. Afin de trouver un compromis entre l'observabilité du paramètre et les grosses erreurs dues à la représentation d'état en régime dynamique, nous avons choisi de faire la linéarisation en régime quasi – permanent.

A partir de la représentation d'état obtenue par linéarisation, on extrait la valeur au moment de la linéarisation de la même grandeur que l'on a mesuré. Cette valeur représente la valeur initiale de l'intégration numérique [Lambert, 1991] qui nous permet d'obtenir le reste de la courbe. Nous avons utilisé Runge-Kutta (figure 3.4) comme méthode d'intégration numérique (méthode très classique et efficace) :

$$y_{n+1} = y_n + \frac{1}{6} \cdot k_1 + \frac{1}{3} \cdot k_2 + \frac{1}{3} \cdot k_3 + \frac{1}{6} \cdot k_4 \quad (3.25)$$

où:

$$k_1 = \Delta \cdot f(x_n, y_n)$$

$$k_2 = \Delta \cdot f\left(x_n + \frac{1}{2} \cdot \Delta, y_n + \frac{1}{2} \cdot k_1\right)$$

$$k_3 = \Delta \cdot f\left(x_n + \frac{1}{2} \cdot \Delta, y_n + \frac{1}{2} \cdot k_2\right)$$

$$k_4 = \Delta \cdot f(x_n + \Delta, y_n + k_3)$$

y_n – ordonnée du point à l'itération « i »

x_n – abscisse du point à l'itération « i »

y_{n+1} – ordonnée du point à l'itération « $i+1$ »

x_{n+1} – abscisse du point à l'itération « $i+1$ »

Δ – pas de calcul

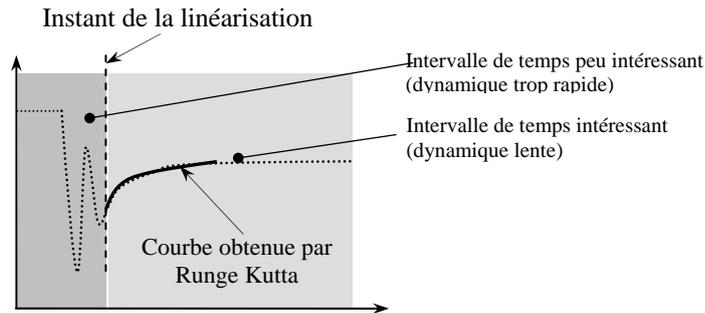


Figure 3.4 – Principe de l'intégration numérique

La courbe modélisée est obtenue à partir d'un modèle du réseau qui contient une valeur incertaine ou inconnue pour le paramètre qui décrit la performance à contrôler. On peut donc dire que la sortie du modèle représente une fonction du paramètre incertain (inconnu) qu'on désire estimer.

$$Y_{mod}(t) = Y_{mod}(X, t) \quad (3.26)$$

Ayant la courbe (évolution de la même grandeur électrique qu'on a mesuré) modélisée correspondante à celle mesurée, on l'échantillonne de manière à avoir la même base de temps et le même pas d'échantillonnage. Dans ce cas, les deux courbes (modélisée et mesurée) deviennent deux vecteurs de points, un vecteur de mesures connu Y_{mes} et un vecteur qui est fonction du paramètre à estimer $Y_{mod}(X)$.

D. Minimisation

L'idée est de minimiser le critère d'erreur entre la mesure et la sortie du modèle ayant des contraintes de domaine pour le paramètre à estimer du producteur vérifié. Le modèle mathématique du problème d'optimisation est le suivant :

$$[MIN] \Delta(X) = \|Y_{mes} - Y_{mod}(X)\| \quad (3.27)$$

$$X^{\min} \leq X \leq X^{\max}$$

Ce modèle mathématique peut être résolu par n'importe quelle méthode d'optimisation déterministe ou stochastique (Annexe 3). Parfois, du fait du nombre assez important des variables d'état (environ 12 variables d'état pour chaque machine raccordée au réseau) les

méthodes déterministes d'optimisation conduisent vers des instabilités numériques. Par contre les méthodes stochastiques convergent toujours vers la solution sans problème d'instabilité [Houck, 1995].

Si la valeur de la fonction objectif est inférieure au critère de convergence du processus alors la valeur du paramètre incertain au début du calcul est correcte. Sinon, le paramètre qui décrit la performance du producteur contrôlée n'est pas conforme à la valeur contractualisée et des investigations supplémentaires sont nécessaires. On change donc la valeur du paramètre et tout le processus recommence jusqu'au moment où le critère de convergence est satisfait. On trouve ainsi la valeur opérationnelle du X .

E. Exemple numérique

Cet exemple concerne le contrôle du statisme de vitesse d'un générateur. Il permettra d'illustrer la progression dans l'amélioration de la méthode. Des résultats concernant les autres performances en utilisant l'approche la plus précise de la méthode seront présentés ensuite. Au bout de plusieurs lancements (quelques dizaines) de l'application, dont la durée de calcul a dépassé chaque fois une heure, nous avons trouvé les résultats illustrés dans le tableau suivant :

Cas d'étude	Valeur contractée du S_G	Valeur opérationnelle du S_G	Plage des valeurs estimées du S_G	Plage d'erreurs d'estimation [%]
<i>Réseau « 4 machines »</i>				
1	0.04	0.04	0.038 – 0.042	± 5
2	0.04	0.065	0.061 – 0.068	
3	0.04	0.05	0.048 – 0.053	
<i>Réseaux « IEEE 39 nœuds New England » & « WSCC 29 machines »</i>				
1	0.04	0.04	divergence du calcul	
2	0.04	0.065		
3	0.04	0.05		

Tableau 3.1. – Résultats du contrôle des performances dans l'approche « intégration numérique »

F. Conclusion

L'analyse de la version de l'application proposée détaillée antérieurement met en lumière les conclusions suivantes :

- La linéarisation faite autour d'un point de fonctionnement en régime quasi dynamique a introduit des petites incertitudes sur la courbe sortie du modèle, donc sur la précision de l'estimation. Ces petites incertitudes sont gênantes si on considère la qualité des entrées dans le processus (mesures parfaites et modèle parfait).
- Pour les réseaux électriques de petite taille, les résultats sont corrects. Pour les réseaux ayant un nombre important de variables d'état, la probabilité que l'algorithme d'intégration numérique soit divergent augmente et donc, il n'y a pas de résultats. A ce niveau, un conditionnement des matrices entrant dans le calcul d'intégration est possible [Richardot, 2002], [Lascaux, 1987], mais cette opération est très coûteuse en temps de calcul.
- Même pour les réseaux électriques de petite taille, le temps de calcul est important car la résolution par la méthode de Runge – Kutta d'un système d'une cinquantaine d'équations est laborieuse.
- En conditions idéales d'analyse (mesure très précise, très bonne connaissance des paramètres du réseau) les résultats sont déjà influencés par les approximations introduites par la linéarisation faite en régime dynamique.

Les inconvénients de l'application fondée sur l'approche « intégration numérique » nous ont conduit à poursuivre des études supplémentaires, présentées dans les paragraphes suivants, afin d'améliorer la méthode.

3.3. Approche « linéarisations successives »

Afin de réduire les inconvénients de la version précédente de l'application de contrôle des performances fondée sur l'estimation de paramètres, nous avons modifié le synoptique comme suit (Figure 3.5).

La seule différence par rapport à la première approche est la façon d'extraire la courbe modélisée. A chaque pas de temps, on fait une nouvelle simulation dynamique et une nouvelle linéarisation et on extrait point par point la courbe entière, ce qui permet de gagner en précision pour les points de la courbe modélisée, par rapport à la courbe obtenue dans

l'approche précédente (le modèle est adapté à chaque pas de temps alors qu'il était calculé une seule fois précédemment).

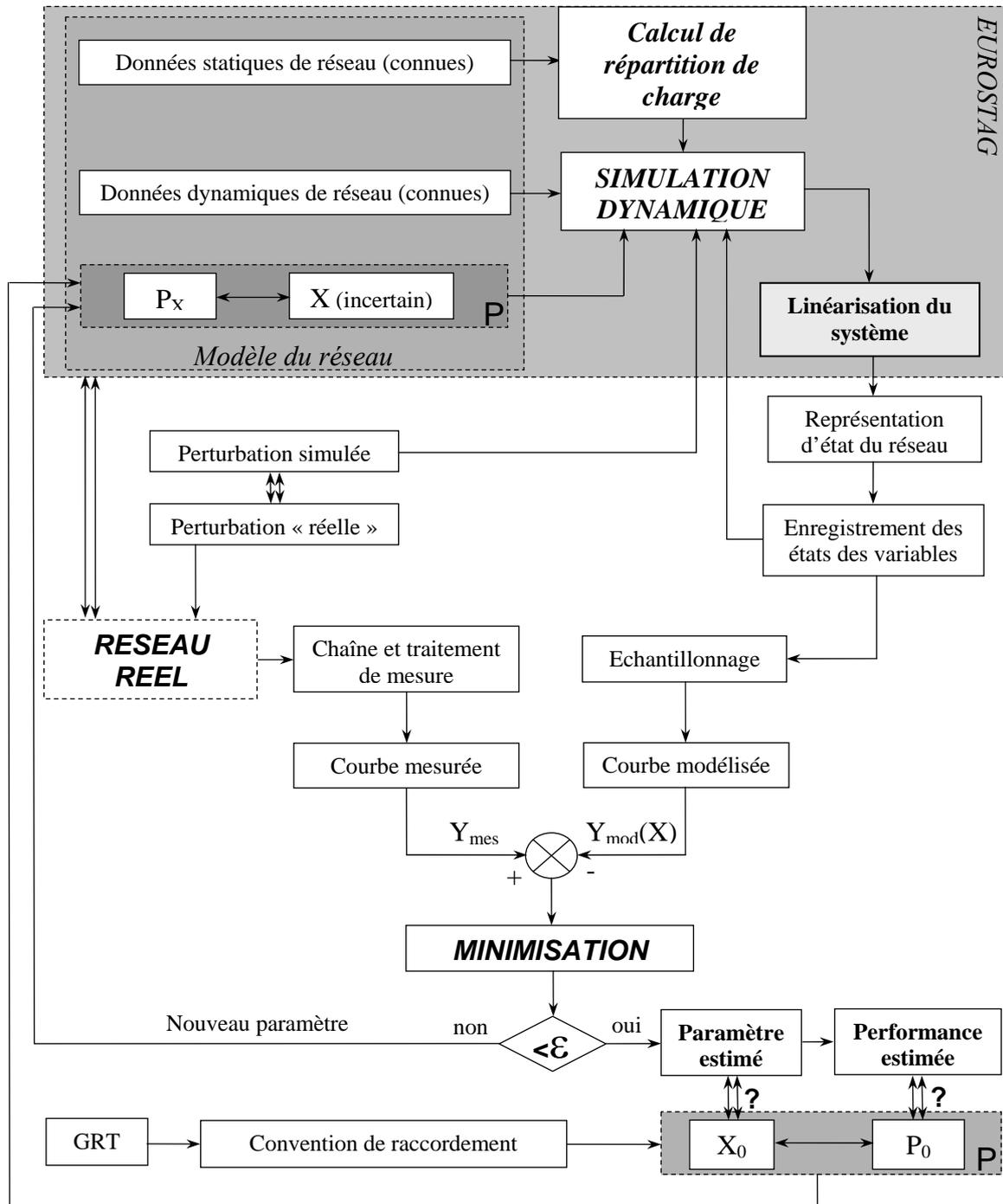


Figure 3.5. – Contrôle des performances. Approche « linéarisations successives »

La synthèse des résultats obtenus au bout des simulations est présentée sur le tableau suivant :

Cas d'étude	Valeur contractée du S_G	Valeur opérationnelle du S_G	Plage des valeurs estimées du S_G	Plage d'erreurs d'estimation [%]
<i>Réseau « 4 machines » & Réseaux « IEEE 39 nœuds New England » & « WSCC 29 machines »</i>				
1	0.04	0.04	0.0374 – 0.0426	± 7
2	0.04	0.065	0.0608 – 0.0692	
3	0.04	0.05	0.0465 – 0.0535	

Tableau 3.2. – Résultats du contrôle des performances dans l'approche « linéarisations successives »

On arrive à éliminer les inconvénients occasionnés par l'intégration numérique (temps de calcul élevé, divergence du processus dans le cas d'un réseau de grande taille) mais le problème concernant les imprécisions des résultats provoquées par les linéarisations autour des points de fonctionnement en régime dynamique ou quasi dynamique reste toujours à résoudre. Le fait qu'il faille refaire à chaque pas de temps une simulation dynamique et une linéarisation pour chaque point de la courbe modélisée ne représente pas une gêne excessive, parce que le temps supplémentaire nécessaire pour les simulations et linéarisations est insignifiant par rapport à la résolution de Runge-Kutta du cas précédent.

3.4. Approche « analyse des résultats »

Grâce aux nouvelles fonctionnalités mises à disposition par la dernière version du logiciel EUROSTAG, nous avons réussi à éliminer l'erreur provoquée par la linéarisation. Le nouveau synoptique de l'application développée est donné sur la figure 3.6 :

Le développement du module « Analyse des résultats » d'EUROSTAG nous permet de lire et enregistrer en mode batch les valeurs numériques des variables dynamiques (dont la sortie désirée du modèle) à chaque pas de temps. Ensuite, le vecteur obtenu est échantillonné avec le même pas de temps que le vecteur de mesures et le déroulement du calcul est le même que précédemment. Le processus est toujours itératif, relativement rapide et robuste à la taille du réseau.

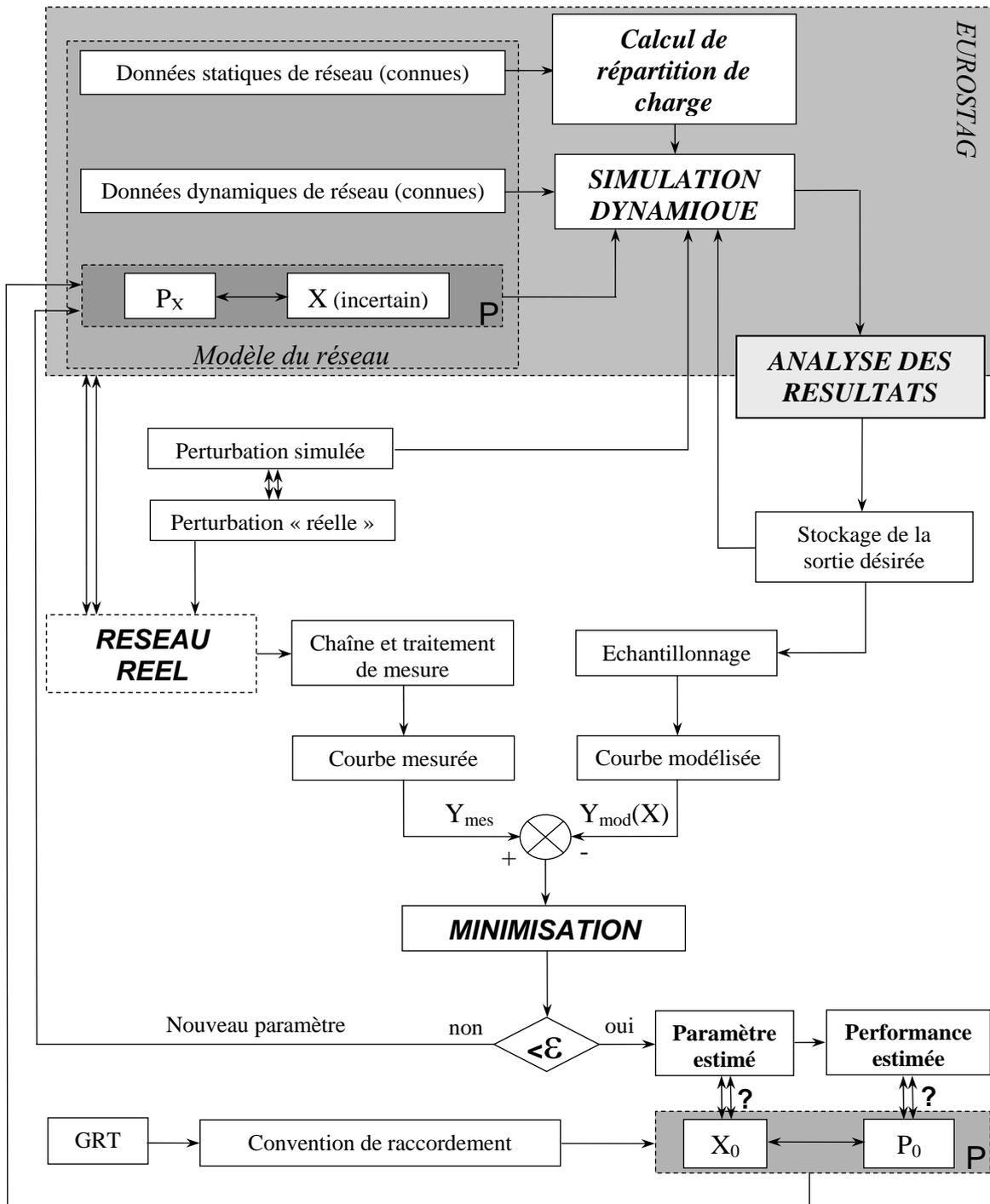


Figure 3.6. – Contrôle des performances. Approche « analyse de résultats »

L'élimination des linéarisations fait que l'erreur d'estimation due aux calculs devient quasi nulle, pour quasiment le même temps de calcul :

Cas d'étude	Valeur contractée du S_G	Valeur opérationnelle du S_G	Plage des valeurs estimées du S_G	Plage d'erreurs d'estimation [%]
<i>Réseau « 4 machines » & Réseaux « IEEE 39 nœuds New England » & « WSCC 29 machines »</i>				
1	0.04	0.04	0.03970 - 0.04110	± 0.5
2	0.04	0.065	0.06458 - 0.06534	
3	0.04	0.05	0.04935 - 0.05227	

Tableau 3.3. – Résultats du contrôle des performances dans l'approche « analyse de résultats »

Les résultats du processus d'estimation de paramètres sont finalement corrects, avec une très bonne précision. Normalement, comme la mesure et les simulations sont réalisées en utilisant le même simulateur numérique en conditions idéales, les erreurs d'estimation devraient être nulles. Mais, ayant déjà une bonne précision, pour gagner du temps de calcul, nous avons imposé un critère d'arrêt du processus un peu plus permissif.

Les inconvénients liés aux erreurs de linéarisation sont donc éliminés (pas de linéarisation, plus besoin d'être en régime quasi-statique), les résultats du contrôle des performances fondé sur l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations sont très précis dans le cas idéal : mesure sans bruit et très bonne connaissance des paramètres du réseau. La question qui se pose ensuite est : la méthode proposée est-elle robuste face aux imprécisions de mesure et aux incertitudes des paramètres du modèle de réseau, ce qui est le cas pour un réseau réel ?

Les paragraphes suivants trouveront une réponse à cette question.

3.5. Robustesse de la méthode de contrôle des performances proposée

A. Introduction

L'application de contrôle des performances présentée au chapitre précédent est réalisée en considérant les hypothèses suivantes qui idéalisent la tâche par rapport aux influences extérieures sur les données d'entrées :

- Hypothèse sur la mesure :
 - Les mesures et les simulations ont été réalisées en utilisant le même logiciel,

- Les mesures ont été considérées parfaites, sans bruit ou incertitudes.
- Hypothèses sur le modèle :
 - Les incertitudes sur les paramètres des modèles des équipements (branches, générateurs, charges) du réseau ont été négligées. En pratique, le GRT ne connaît les paramètres des équipements qu'à 5 à 10% près.

Ce chapitre analysera et prendra en compte tous ces points afin de rendre l'étude la plus réaliste possible. Le but est de montrer que la méthode est robuste et de quantifier la sensibilité de la méthode aux imprécisions de mesure et des paramètres du modèle de réseau.

B. Robustesse à la précision de mesure

a. Acquisition de données

Un système physique peut fournir des informations sur son état par l'intermédiaire des acquisitions de données. L'acquisition des données inclut toutes les opérations concernant les mesures, le transport et le stockage de ces données [Kurumbalapitiya, 2000]. En ce qui concerne les réseaux électriques à haute tension (cas d'un réseau de transport) un schéma de principe du système d'acquisition de données est montré sur la figure suivante :

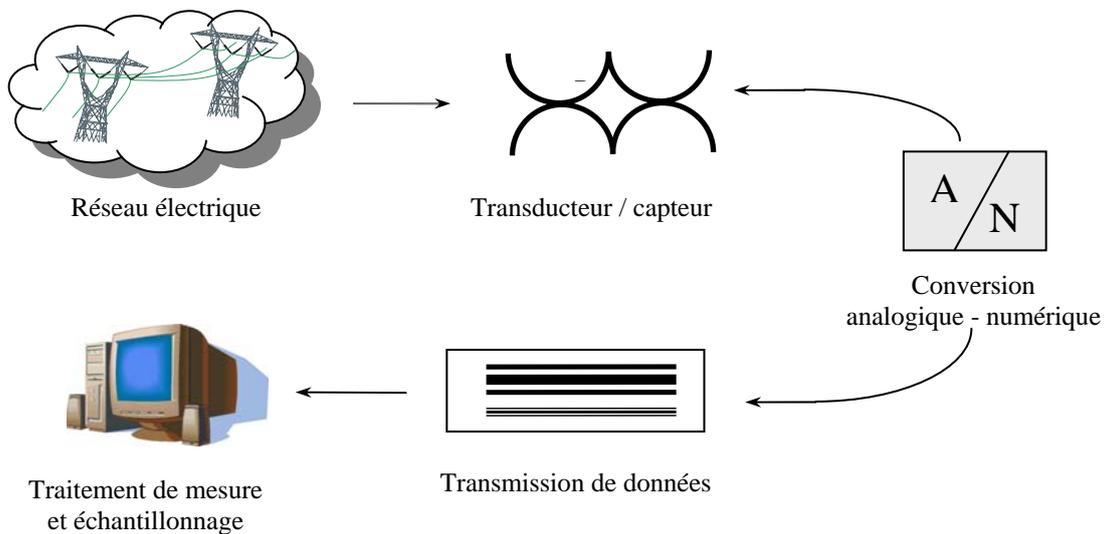


Figure 3.7. – Principe d'acquisition de données

b. Capteurs de mesure

Les capteurs sont les premiers éléments rencontrés dans une chaîne de mesure [Placko, 2000]. Ils transforment les grandeurs physiques d'un processus en signaux électriques. Cette transformation doit se faire le plus fidèlement possible, sans dépasser les taux acceptés de bruit et sans introduire d'incertitudes (écarts entre les valeurs vraies et celles mesurées) significatives de mesure. On distingue différents types d'erreurs :

- systématiques (mauvaise connaissance ou mauvaise utilisation du capteur). Dans notre étude de robustesse à la mesure, nous allons considérer ces erreurs nulles.
- aléatoires. La cause principale de ces incertitudes est la présence d'influences néfastes : perturbations électromagnétiques, fluctuations de température, phénomènes d'hystérésis, etc.). Ces incertitudes ne peuvent pas être négligées mais par contre, elles peuvent être réduites (stabilisation de température, blindage électromagnétique, traitement de mesure, etc.).

Lorsqu'il s'agit d'une chaîne de mesure d'une grandeur dans un réseau de transport (système électrique dont les courants et les tensions sont élevés), les capteurs sont représentés par des transformateurs de mesure (transducteurs) de courant et tension. A l'heure actuelle, ces types de transformateurs arrivent à avoir une classe de précision inférieure à 0.15% [Next Phase], [Ritz], [ABB], [Trench], [GEC Durham], [General Electric], [Kuhlman].

c. Conversion analogique – numérique

La conversion analogique - numérique est nécessaire afin d'éliminer les éventuelles erreurs de transmission à distance du signal mesuré. Généralement, les capteurs de mesure de haute gamme contiennent aussi le module de conversion.

d. Transmission de données

En concordance avec les besoins actuels, les opérateurs de réseaux ont comme préoccupation d'établir de nouvelles communications, ou de remplacer les anciennes, avec les unités de production d'électricité raccordées. Ces nouvelles techniques et technologies de transmission de données sont désirées pour une meilleure coordination entre les installations de production, le marché et les institutions de surveillance et dispatching. RIG et DPG font partie de cette catégorie d'équipements / technologies [Caiso, 2000 - 3], [Caiso, 2001].

RIG est un système qui collecte et transmet des données entre les unités de génération et les sites de contrôle et de conduite. Il est généralement installé sur les générateurs qui participent

au réglage secondaire de fréquence et est capable d'opérer en temps – réel et de mutualiser les données acquises au niveau producteur, réseau de transport et réseaux de distribution avec les sites superviseurs. Pour les unités de génération qui ne participent pas au réglage secondaire de fréquence, le système de surveillance et de contrôle s'appelle DPG ; son fonctionnement est le même que dans le cas du RIG. La transmission de données est réalisée généralement par des réseaux privés de télécommunication (ECN, par exemple). Les dispositifs de communication incluent le système RIG / DPG et le système EMS / SCADA, un superordinateur utilisé par les gestionnaires de réseaux pour surveiller et contrôler en ligne les performances de divers éléments du système électrique. Le EMS / SCADA reçoit des données de plusieurs systèmes RIG / DPG, traite et transforme ces données en commandes pour les composants du système de puissance et / ou les archive dans des bases de données.

Les signaux provenant d'autres régions que celles où l'acquisition de données est faite sont transmis par des réseaux de communications terrestres (fibre optique, micro-ondes, etc.) ou par satellite. Indépendamment du type de communication, l'échange d'information entre le point de mesure et le point de contrôle est fait en ayant une incertitude due au décalage de la base de temps. Afin d'éviter ces problèmes, le GRT peut utiliser les mesures synchronisées fournies par les PMU [Snyder, 1998]. Ces dispositifs, fondés sur les signaux synchronisés des satellites GPS, sont conçus pour fournir des grandeurs comme : le courant et sa phase, la tension et sa phase et la fréquence au point d'insertion du PMU, toutes ces grandeurs étant synchronisées à une milliseconde près [Mekki, 2002]. Les mesures synchronisées créent donc une image globale du réseau, utile pour le contrôle des performances des équipements raccordés.

e. Traitement de mesure

A cause des chaînes de mesures, dans l'échantillon mesuré d'une grandeur physique, on retrouve du bruit de mesure et des imprécisions. Pour améliorer la qualité de l'échantillon mesuré, des traitements de mesures sont prévus. Afin d'effectuer ces traitements, on utilise généralement des algorithmes récursifs et linéaires qui résolvent ces types de problèmes pour des systèmes linéaires avec du bruit non stationnaire. Un exemple de ce type d'algorithme récursif et linéaire est le filtre de Kalman [Kalman, 1960]. Il s'agit d'un estimateur optimal qui fournit l'état d'un système dynamique ayant à disposition des mesures altérées par des imprécisions.

Le filtre de Kalman peut être appliqué à des signaux numériques, avec une représentation d'état du processus. Le vecteur d'état du processus est l'information que l'on cherche à extraire du bruit additionnel. Le filtre de Kalman est un observateur donnant la prédiction ou l'estimation du vecteur d'état. Dans un environnement stochastique, lorsque les variances des bruits sont inconnues, c'est le meilleur observateur. De plus, si les bruits blancs sont gaussiens, il est optimal, c'est-à-dire que, de tous les observateurs, c'est celui dont la variance de l'erreur d'observation est la plus faible. Le filtre de Kalman permet de pondérer l'information a priori $\hat{x}(k)$ avec les mesures réalisées en fonctionnement $y(k)$. Nous nous situerons dans le contexte d'un estimateur, c'est à dire, nous estimerons $\hat{x}(k)$ à partir des mesures disponibles à l'instant k ($y(k)$) et des commandes précédentes $u(k-1-n)$. Soit un processus stationnaire représenté dans l'espace d'état par les équations suivantes :

$$\underline{x}(k) = A \cdot \underline{x}(k-1) + B \cdot \underline{u}(k-1-n) + \underline{w}(k-1) \quad (3.28)$$

$$\underline{y}(k) = C \cdot \underline{x}(k) + \underline{v}(k) \quad (3.29)$$

La première équation est l'équation d'évolution du vecteur d'état. La seconde équation est l'équation d'observation. La matrice d'observation (C) est une matrice identité, ce qui signifie que les mesures (y) sont égales à la somme de l'état (x) et des bruits de mesure (v). Le bruit de modélisation (w) et le bruit de mesure (v) sont supposés indépendants, blancs et de moyenne nulle. On obtient la matrice K de l'observateur dont la structure est :

$$\hat{x}(k/k) = \hat{x}(k/k-1) + K(k) \left(\underline{y}(k) - C \cdot \hat{x}(k/k-1) \right) \quad (3.30)$$

avec $\hat{x}(k/k-1)$ estimation de l'état du système à l'instant (k) à partir des mesures disponibles à l'instant ($k-1$) :

$$\hat{x}(k/k-1) = A \cdot \hat{x}(k-1/k-1) + B \cdot \underline{u}(k-1-n) + \underline{w}(k-1) \quad (3.31)$$

La détermination du filtre de Kalman se fait en minimisant un critère quadratique sur l'espérance mathématique du carré de l'erreur entre l'état et son estimation. Si ces bruits de mesures sont gaussiens et si l'on connaît leurs variances, le filtre de Kalman est le meilleur

estimateur de l'état x . A la différence d'un filtre classique qui ne conserve qu'une bande de fréquence, le filtre de Kalman agit sur l'ensemble des fréquences.

La figure suivante présente un exemple de mesure filtrée. Généralement, le traitement de mesure diminue / élimine les bruits de mesure et transmission.

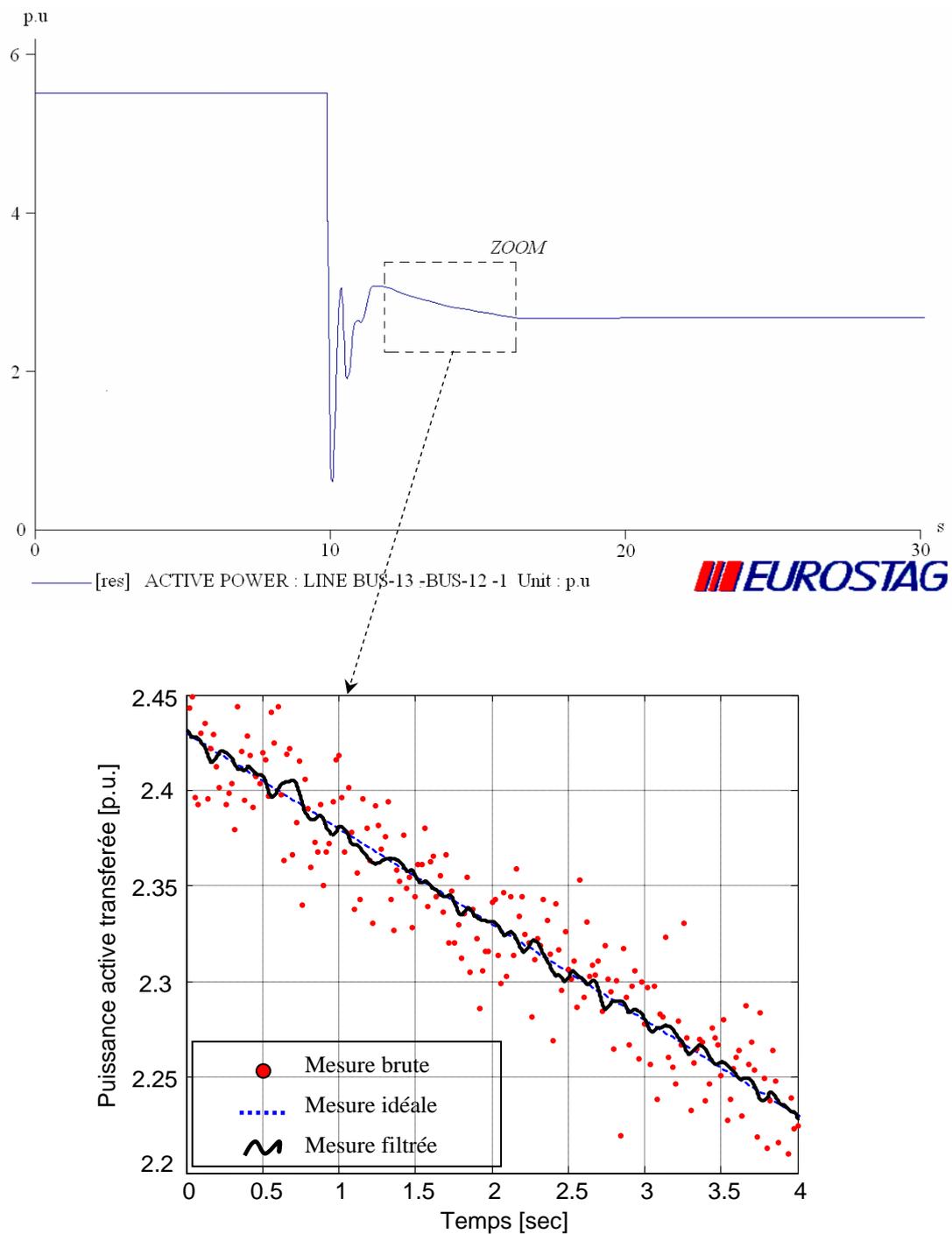


Figure 3.8. – Traitement de mesure

e. Conclusion

Les chaînes d'acquisition de données représentent des systèmes d'équipements disposés d'une manière série. En conséquence, l'incertitude totale est donnée par l'équipement le moins précis. Dans le cas des mesures faites dans les réseaux de transport, les équipements les moins précis sont les transformateurs de mesure. La valeur de l'incertitude est donc inférieure à 0.15% (valeur typique pour les transformateurs de mesure de haute gamme). Nous avons créé le signal initial à l'aide d'EUROSTAG à partir du réseau test qu'on a utilisé. Puis nous avons rajouté du bruit aléatoire d'une amplitude également aléatoire dans la plage de précision des équipements de mesure commercialisés sur le marché. En utilisant les techniques de traitement de mesure, nous avons traité ce signal bruité de manière à obtenir le signal qu'on appelle « sortie du réseau réel ».

C. Robustesse au modèle du réseau

Les valeurs des impédances des lignes, des transformateurs et des machines tournantes introduites dans les modèles des réseaux électriques contiennent diverses imprécisions résultant de facteurs tels que [Westinghouse, 1964], [Eremia, 2000], [Salter, 1948] :

- approximations mathématiques utilisées dans les calculs, par exemple la troncature de développements en série de Taylor.
- hypothèses simplificatrices dans les modèles, par exemple terre plane, lignes complètement transposées, pas d'effets mutuels entre équipements voisins, modèles simplifiés des charges, etc.
- effets climatiques, modifiant la température des conducteurs, provoquant des flèches variables, ceci modifiant les résistances et inductances. Les valeurs nominales des impédances sont données pour une certaine température ambiante. Dans l'exploitation des réseaux, la gamme de températures de fonctionnement est assez variée et les valeurs des impédances seront légèrement différentes. Egalement, l'effet corona (pertes par polarisation) modifie quelque peu les paramètres des réseaux.
- effet de peau (pelliculaire). Le flux de puissance par les conducteurs ne se propage pas dans les conducteurs comme le courant continu. Au lieu d'utiliser la totalité de la section du conducteur, il se cantonne dans les couches proches de la surface. La densité de courant

décroît de façon exponentielle au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la surface et en conséquence la distribution de courant est non uniforme.

- effet de proximité. Le flux magnétique alternatif dans un conducteur provoqué par un courant dans un conducteur voisin, donne une augmentation de la résistance électrique du conducteur.

Les gestionnaires des réseaux admettent que des erreurs de l'ordre de 5 à 10% des valeurs nominales des paramètres sont possibles. Quelques pour-cent d'erreurs peuvent être tout à fait tolérables en planification, où toutes les données sont inexactes et dès lors, de petites erreurs de données sur le réseau n'auront que peu de poids. De plus le système aura toujours une marge suffisante de sécurité et de fiabilité, de sorte que les effets d'incertitude sur les paramètres seront pris en compte. Par contre, dans le domaine de l'estimation en temps réel (on-line), la situation sera différente et des erreurs de paramètres peuvent entraîner des écarts plus grands dans l'estimation que ceux dus aux erreurs des télémesures.

Dans les réseaux de transport, les charges représentent des entités très grandes : agrégation de toutes les charges dans une ville, consommateurs industriels très importants, etc. Elles se modélisent généralement par des soutirages de puissances active et réactive dépendants de la tension et de la fréquence :

$$\begin{aligned} P &= P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^\gamma \\ Q &= Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^\delta \end{aligned} \tag{3.32}$$

où :

P – valeur réelle de la puissance active soutirée par la charge

P_0 – valeur de la puissance active en conditions nominales de tension et fréquence

Q – valeur réelle de la puissance réactive soutirée par la charge

Q_0 – valeur de la puissance réactive en conditions nominales de tension et fréquence

f – valeur réelle de la fréquence

f_0 – valeur nominale de la fréquence

U – valeur réelle de la tension

U_0 – valeur nominale de la tension

α - exposant qui traduit la sensibilité de P à U ; $\alpha \in [0 ; 2]$

β - exposant qui traduit la sensibilité de Q à U ; $\beta \in [-1 ; 1]$

γ - exposant qui traduit la sensibilité de P à f ; $\gamma \in [0 ; 2]$

δ - exposant qui traduit la sensibilité de Q à f ; $\delta \in [-1 ; 1]$

Les problèmes de modélisation de charges [Hemmerlin-Kohler, 1993] interviennent lorsqu'il faut établir (d'une manière arbitraire, en se fondant sur l'expérience d'exploitation et sur les mesures sur site) les valeurs des coefficients α , β , γ , δ . A l'heure actuelle, ces valeurs sont connues avec une imprécision de 5 à 10%.

Pour nos applications, les imprécisions des modèles du réseau ont été modélisées par des multiplicateurs aléatoires situés dans la plage [-10% ; 10%]. Nous avons utilisé ces multiplicateurs pour pénaliser les paramètres des modèles statiques et dynamiques des équipements.

D. Résultats numériques

En considérant les classes de précision des équipements existants aujourd'hui sur le marché et les techniques de traitement des erreurs de mesures utilisées sur une grande échelle, la dernière version de l'application de contrôle des performances donne les résultats suivants :

Cas d'étude	Valeur contractée du S_G	Valeur opérationnelle du S_G	Plage des valeurs estimées du S_G	Plage d'erreurs d'estimation [%]
<i>Réseau « 4 machines » & Réseaux « IEEE 39 nœuds New England » & « WSCC 29 machines »</i>				
1	0.04	0.04	0.0378 - 0.0423	± 6
2	0.04	0.065	0.0629 - 0.0688	
3	0.04	0.05	0.0486 - 0.0525	

Tableau 3.4. – Résultats du contrôle des performances en considérant les erreurs de mesures

On voit que pour n'importe quelle valeur opérationnelle du paramètre qu'on souhaite connaître, l'estimation est faite à 6% près.

En considérant seulement les erreurs de modélisation données par l'imprécision des paramètres de réseau, la dernière version de l'application de contrôle des performances donne les résultats suivants :

Cas d'étude	Valeur contractée du S_G	Valeur opérationnelle du S_G	Plage des valeurs estimées du S_G	Plage d'erreurs d'estimation [%]
<i>Réseau « 4 machines » & Réseaux « IEEE 39 nœuds New England » & « WSCC 29 machines »</i>				
1	0.04	0.04	0.0397 – 0.0414	± 2
2	0.04	0.065	0.0640 – 0.0658	
3	0.04	0.05	0.0487 – 0.0512	

Tableau 3.5. – Résultats du contrôle des performances en considérant les erreurs de modélisation de réseaux

En considérant une très bonne qualité des mesures, une modélisation réaliste des équipements du réseau nous conduit vers des imprécisions d'estimation pour le paramètre ciblé d'environ 2%.

En considérant simultanément les erreurs de modélisation données par l'imprécision des paramètres de réseau, les classes de précision des équipements existants et les performances des traitements des erreurs de mesures, la dernière version de l'application de contrôle des performances (l'approche « analyse de résultats ») donne les résultats suivants :

Cas d'étude	Valeur contractée du S_G	Valeur opérationnelle du S_G	Plage des valeurs estimées du S_G	Plage d'erreurs d'estimation [%]
<i>Réseau « 4 machines » & Réseaux « IEEE 39 nœuds New England » & « WSCC 29 machines »</i>				
1	0.04	0.04	0.036 – 0.044	± 10
2	0.04	0.065	0.058 – 0.072	
3	0.04	0.05	0.045 – 0.054	

Tableau 3.6. – Résultats du contrôle des performances en considérant le cas « réaliste »

En superposant simultanément les incertitudes de modélisation et les imprécisions de mesure, le résultat de l'estimation est fourni à environ 10% près.

E. Conclusion

En prenant en compte les incertitudes de mesure existantes aujourd'hui dans les réseaux électriques de transport et les imprécisions des paramètres de modèles des équipements électriques, nous avons mis à jour la dernière version de l'application de contrôle des performances présentée au §3.4. Les résultats présentés montrent que l'estimation d'un paramètre de régulation est plus sensible à la précision de mesure et moins sensible à la précision de paramètres du modèle du réseau. Les conséquences restent positives, car on aura toujours des incertitudes sur les paramètres alors que les équipements de mesure s'améliorent.

Pour n'importe quelle taille de réseau, le paramètre qui décrit une certaine performance d'un certain producteur indépendant est estimé avec une incertitude de maximum $\pm 10\%$, ce qui est tout à fait raisonnable en considérant que les entrées du processus de l'estimation sont déjà altérées d'une manière réaliste.

Les paragraphes suivants présenteront les résultats obtenus dans le cas du contrôle des autres performances (réserves de puissance, amortissement du PSS, performances liées à la dynamique des producteurs, etc.) et pour divers scénarios dynamiques. Une application de contrôle continu (algorithme de poursuite) d'un producteur en terme d'une performance sera également présentée.

3.6. Contrôle de performances pour divers scénarios dynamiques

Pour vérifier plus en détails la validité de notre méthode, nous allons la tester sur plusieurs réseaux test de diverses tailles, en considérant que la performance contrôlée et le scénario sont différents chaque fois. D'abord, nous allons contrôler la réserve primaire de puissance active d'un producteur raccordé au réseau test « 4-machines », puis nous allons contrôler l'amortissement du PSS installé dans les boucles de réglage d'un producteur qui doit participer au service système d'amélioration de la stabilité du réseau. Cette dernière analyse sera faite sur le réseau « WSCC 29 machines ». Egalement, l'application développée va tester une performance liée à la dynamique d'un producteur. Enfin, un exemple d'algorithme de poursuite, destiné au contrôle continu d'un producteur sera présenté.

A. Contrôle de la réserve primaire de puissance active

La mise en exemple de la méthode de contrôle de performances appliquée pour la réserve primaire de puissance active est faite sur le réseau test « 4 machines », présenté dans l'Annexe 1. Il s'agit d'un réseau comportant 4 machines synchrones équipées par des régulateurs automatiques de tension et de vitesse. On souhaite contrôler la participation du générateur G_{12} au service système de réglage de la fréquence, donc on se propose d'estimer sa réserve primaire de puissance active.

Concernant le producteur, nous allons considérer le scénario suivant :

- Le contrat de raccordement au réseau du producteur G_{12} stipule qu'il doit garder en permanence une réserve primaire de puissance active égale à 5% de sa puissance nominale.
- Pour des raisons qui lui sont propres, le producteur fonctionne avec une réserve primaire de puissance active égale à 2% de sa puissance nominale.
- Supposons qu'à la suite d'une variation de charge de 300 MW au nœud 13, la machine doit mobiliser (selon son statisme) plus de 2% de sa puissance nominale.
- On mesure l'évolution de la fréquence au nœud de raccordement du producteur au réseau.

D'abord, on considère le cas idéal : les mesures sont parfaites et le modèle est parfait. On applique la méthode que nous avons développée et on obtient les résultats présentés dans le tableau suivant :

Mesure faite au noeud 120 (nœud de raccordement)				
Approche	Réserve de puissance contractée [% P_n]	Réserve de puissance opérationnelle [% P_n]	Plage de valeurs estimées pour la réserve de puissance [% P_n]	Erreurs d'estimation [%]
« intégration numérique »	5	2	1.880 – 2.122.	~ 6
« linéarisations successives »			1.831 – 2.140	~ 8
« analyse de résultats »			1.986 – 2.011	~ 0.5

Tableau 3.7. – Résultats du contrôle de la réserve primaire de puissance active

Les approches « intégration numérique » et « linéarisations successives » nous ont conduit vers des résultats ayant une imprécision du même ordre de grandeur que dans le cas du statisme de vitesse (environ 7%). Cette imprécision est due au fait qu'on a linéarisé le système non linéaire d'équations autour d'un point de fonctionnement en régime quasi-dynamique (et non autour d'un point de fonctionnement en régime stationnaire) en développant les équations en série de Taylor et en négligeant les termes d'ordre supérieur à 1. En conséquence, l'imprécision introduite par les linéarisations est gênante, en considérant la qualité des entrées dans le processus d'estimation (mesures et modèle parfaits). Par contre, l'approche « analyse de résultats » nous a fourni des résultats très précis.

Pour l'étude de la sensibilité de la méthode aux facteurs externes, dont les résultats sont présentés ci-dessous, nous allons considérer comme référence le dernier cas, fondé sur l'approche « analyse de résultats ». L'analyse de la sensibilité de la méthode aux facteurs externes a été faite pour toutes les combinaisons possibles :

- mesures réalistes et modèle parfait
- mesures parfaites et modèle réaliste
- mesures et modèle réaliste

Les résultats obtenus dans chaque cas sont montrés dans les tableaux suivants :

Réserve de puissance contractée [% P _n]	Réserve de puissance opérationnelle [% P _n]	Plage de valeurs estimées pour la réserve de puissance [% P _n]	Erreurs d'estimation [%]
5	2	1.870 – 2.141	~ 7

Tableau 3.8. – Résultats du contrôle de la réserve primaire de puissance active en considérant le cas où les mesures sont réalistes et le modèle parfait

Réserve de puissance contractée [% P _n]	Réserve de puissance opérationnelle [% P _n]	Plage de valeurs estimées pour la réserve de puissance [% P _n]	Erreurs d'estimation [%]
5	2	1.951 – 2.044	~ 3

Tableau 3.9. – Résultats du contrôle de la réserve primaire de puissance active pour le cas où les mesures sont parfaites et le modèle est réaliste

Réserve de puissance contractée [% P _n]	Réserve de puissance opérationnelle [% P _n]	Plage de valeurs estimées pour la réserve de puissance [% P _n]	Erreurs d'estimation [%]
5	2	1.788 – 2.210	~ 11

Tableau 3.10. – Résultats du contrôle de la réserve primaire de puissance active pour le cas où les mesures et le modèle sont réalistes

Les valeurs de paramètres correspondantes aux réserves de puissance active sont estimées avec la même précision que précédemment, pour le cas du statisme de vitesse. Toutes les performances décrites par des paramètres de réglage sont donc contrôlées avec les incertitudes marquées sur les tableaux 3.7 – 3.10.

Le dernier cas (dont les résultats sont présentés au tableau 3.10) est le cas le plus réaliste étudié. Les précisions de mesure sont celles trouvées dans les documentations techniques des équipements de haute gamme existants actuellement sur le marché et les paramètres du modèle de réseau ont été altérés conformément au § 3.5.B. On peut observer également que les résultats sont plus sensibles à la précision de mesure qu'à la précision des paramètres des modèles des équipements.

Si le scénario précédent est modifié dans le sens que suite à la perturbation considérée, la machine doit mobiliser (selon son statisme) moins que 2% de sa puissance nominale, l'application n'est pas capable de détecter la non-conformité contractuelle ou d'estimer la valeur opérationnelle de la réserve de puissance. Cette conclusion est valable pour toutes les performances associées aux blocs limiteurs dans le schéma fonctionnel du réglage (conforme au Chapitre 2) : réserve primaire et secondaire de puissance active, réserve primaire et secondaire de puissance réactive, etc.

B. Contrôle de l'amortissement introduit par le PSS

L'estimation de l'amortissement du PSS est faite sur le réseau WSCC 29 machines (la puissance transitée dans le régime de fonctionnement choisi est d'environ 80 GW, qui représente quasiment le même ordre de grandeur que le système de puissance français), présenté dans l'Annexe 1. Le régime de fonctionnement choisi fait que le réseau est stressé,

fait qui peut diminuer fortement les marges de sécurité dynamique. Il s'agit d'un réseau comportant 29 machines synchrones de grosse taille, équipées de régulateurs automatiques de tension et de vitesse. De plus, sur la machine CMAI 33 l'opérateur du réseau installe un dispositif PSS ayant comme rôle d'amortir le mode critique d'oscillation ; il s'agit d'un mode d'oscillation entre le groupe de machines formé par CANA 28, NORT 74 et JOHN 72 et le groupe de machines composé par MONT 63 et CMAI 33 [Mekki, 2002]. Les deux groupes de machines sont présentés sur la figure suivante :

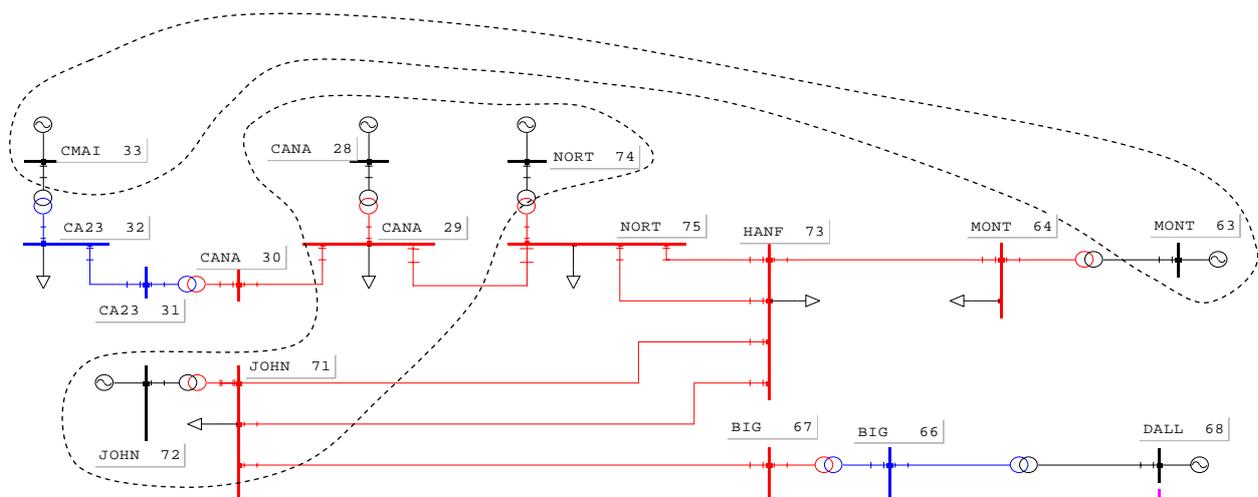


Figure 3.9 – Détail du réseau test « WSCC 29-machines »

On souhaite contrôler la participation du générateur CMAI 33 au service système concernant l'amélioration de la stabilité du réseau, donc on se propose d'estimer la valeur de l'amortissement introduit par son PSS. Le point de mesure le plus convenable est le nœud de raccordement du producteur au réseau (nœud CMAI 33), du côté réseau, au secondaire du transformateur. On mesure, par exemple, l'évolution de la tension pendant une variation brusque de la charge au nœud CA23 32.

Considérons le scénario suivant :

- Le contrat de raccordement au réseau du producteur CMAI 33 stipule que l'amortissement de son PSS doit être égal à 4. Compte tenu que le réseau est stressé considérablement, cette valeur est établie de manière optimale et une modification de cette valeur peut provoquer des conséquences néfastes sur le réseau.

- Pour des raisons qui lui sont propres, le producteur fonctionne avec l'amortissement du PSS égal à 1.

Afin de tester l'application créée à partir de la méthode de contrôle de performances proposée, nous allons suivre la même démarche que précédemment, au §3.6.A. Pour le cas idéal (mesures parfaites et modèle parfait), nous avons trouvé les résultats suivants :

Approche	Valeur contractée de l'amortissement du PSS	Valeur opérationnelle de l'amortissement du PSS	Plage de valeurs estimées pour l'amortissement du PSS	Erreurs d'estimation [%]
« intégration numérique »	4	1	Divergence du calcul	
« linéarisations successives »			0.922 – 1.091	~ 8
« analyse de résultats »			0.990 – 1.023	~ 1

Tableau 3.11. – Résultats du contrôle de l'amortissement du PSS en considérant le cas « idéal »

Les linéarisations fournissent des matrices de très grandes dimensions (proportionnelles à la taille du réseau). Pour les réseaux de taille importante, le processus d'intégration numérique diverge et donc cette solution n'est pas robuste à la taille du réseau analysé. Par conséquent, il faut trouver d'autres solutions. Sur les résultats obtenus en appliquant les approches « linéarisations successives » et « analyse de résultats » les conclusions sont les mêmes que précédemment, au § 5.1.

Pour l'étude de la sensibilité de la méthode aux facteurs externes, nous allons analyser aussi toutes les combinaisons possibles : mesures réalistes et modèle parfait, mesures parfaites et modèle réaliste, mesures et modèle réaliste.

Les tableaux suivants présentent les résultats obtenus dans chacun de ces trois cas :

Valeur contractée de l'amortissement du PSS	Valeur opérationnelle de l'amortissement du PSS	Plage de valeurs estimées pour l'amortissement du PSS	Erreurs d'estimation [%]
4	1	0.928 – 1.074	~ 7

Tableau 3.12. – Résultats du contrôle de l'amortissement du PSS en considérant le cas où les mesures sont réalistes et le modèle est parfait

Valeur contractée de l'amortissement du PSS	Valeur opérationnelle de l'amortissement du PSS	Plage de valeurs estimées pour l'amortissement du PSS	Erreurs d'estimation [%]
4	1	0.969 – 1.031	~ 3

Tableau 3.13. – Résultats du contrôle de l'amortissement du PSS en considérant le cas où les mesures sont parfaites et le modèle est réaliste

Valeur contractée de l'amortissement du PSS	Valeur opérationnelle de l'amortissement du PSS	Plage de valeurs estimées pour l'amortissement du PSS	Erreurs d'estimation [%]
4	1	0.899 – 1.098	~ 10

Tableau 3.14. – Résultats du contrôle de l'amortissement du PSS en considérant le cas où les mesures et le modèle sont réalistes

Les performances de producteurs associées (conforme au chapitre 2) aux paramètres de type gain sont contrôlables avec les précisions mentionnées antérieurement dans tous les cas et régimes de fonctionnement. Donc les conclusions tirées pour l'estimation de l'amortissement du PSS sont valables pour l'estimation de tous les paramètres de même type.

En conclusion, en considérant l'approche la plus précise, la taille de réseaux n'affecte pas la qualité des résultats. Si dans le cas idéal la fidélité des résultats estimés est très bonne (de 0.5 à 1%), l'imprécision d'estimation en considérant la situation la plus réaliste est d'environ 10%, une valeur convenable si l'on tient compte du fait que les données d'entrée du processus sont déjà altérées en concordance avec les possibilités techniques actuelles. Par contre, selon le scénario considéré et le fait que le réseau fonctionne près de la limite de sécurité, la modification du gain affecte d'une manière significative la sécurité dynamique du réseau [Mekki, 2002], [Sterpu, 2003 - 1] comme nous allons l'illustrer sur la figure suivante dans l'approche « petits signaux » :

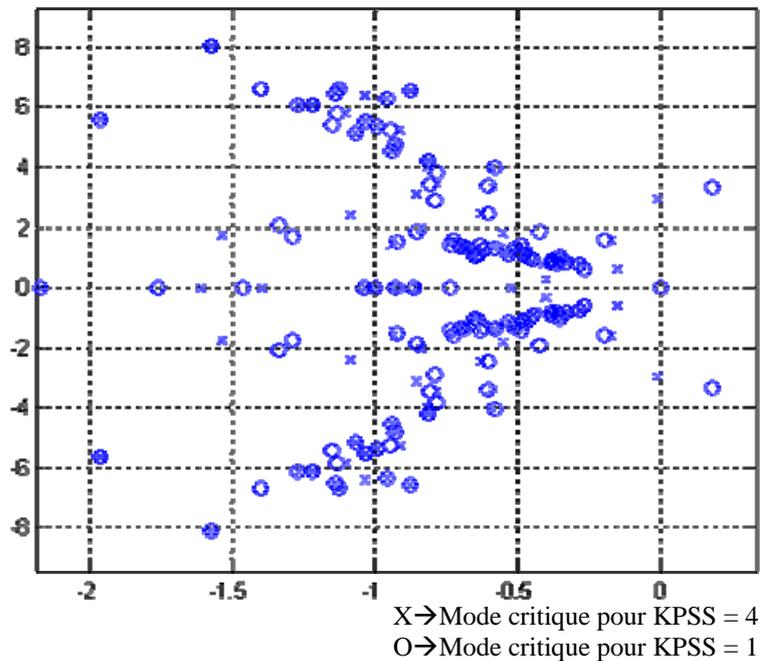


Figure 3.10 – Impact de l’amortissement du PSS sur la sécurité dynamique (approche « petits signaux ») dans le cas du réseau WSCC

On peut remarquer que la modification de l’amortissement du PSS (de 4 à 1) déplace les valeurs propres vers la partie droite du plan complexe (vers l’instabilité). Le mode critique d’oscillation, ayant une fréquence d’environ 0.50 Hz devient non amorti (sa partie réelle devient positive).

Dans l’approche « grands signaux » le simulateur Eurostag nous fournit la puissance transitée sur la ligne entre les nœuds CANA 29 et NORT 75 du réseau « WSCC 29 machines ». La comparaison de ces deux courbes est montrée sur la figure suivante :

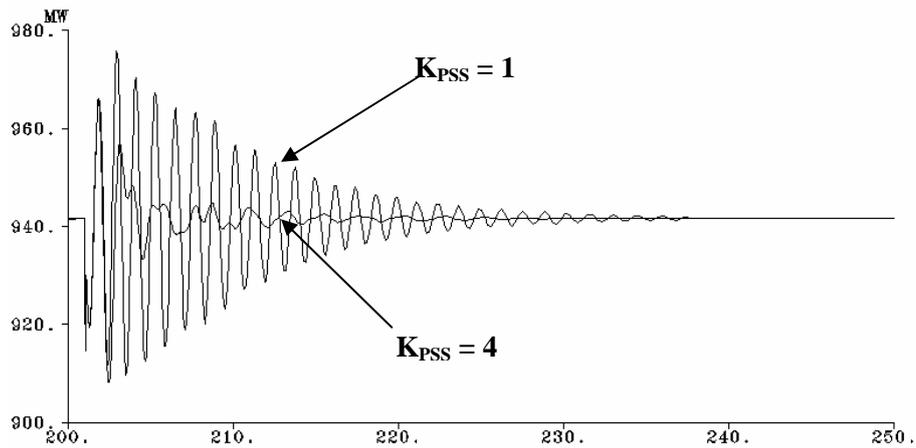


Figure 3.11 – Impact de l’amortissement du PSS sur la sécurité dynamique (approche « grands signaux »)

On peut constater que la modification du gain du PSS de 4 à 1 provoque des oscillations de puissance à basse fréquence.

Le contrôle de performances représente une solution pour la détection de ce vrai problème qui devrait être corrigé dans les plus bref délais après la détection.

C. Contrôle des performances liées à la dynamique du producteur

Les performances liées à la dynamique des producteurs sont très importantes du point de vue de la qualité des services système. Une des règles établies par UCTE stipule que toute la réserve primaire doit être libérée en 30 secondes. Dans l’approximation que la libération de puissance est linéaire (cas des simulations numériques), la pente de variation [MW/sec] est très intéressante à étudier. Elle est décrite par la constante de temps RATIOP sur le schéma de réglage primaire présenté dans l’Annexe 1.

Nous voulons savoir si le producteur G_{12} du réseau « 4 machines » (présenté également dans l’Annexe 1) fonctionne d’une manière conforme en ce qui concerne la libération de puissance active en réglage primaire de fréquence. Les résultats du programme réalisé, testée sur la performance mentionnée associée à la constante de temps (RATIOP) sont montrés dans le tableau suivant. On considère seulement le cas idéal de référence et le cas le plus réaliste.

Cas des mesures parfaites et du modèle parfait			
Valeur imposée pour la libération de puissance [MW/s]	Valeur opérationnelle de la libération de puissance [MW/s]	Plage de valeurs estimées pour la libération de puissance [MW/s]	Erreurs d'estimation [%]
10	10	9.845 – 10.086	~1.5
10	5	4.958 – 5.042	~1
Cas des mesures réalistes et du modèle réaliste			
Valeur imposée pour la libération de puissance [MW/s]	Valeur opérationnelle de la libération de puissance [MW/s]	Plage de valeurs estimées pour la libération de puissance [MW/s]	Erreurs d'estimation [%]
10	10	9.012 – 11.008	~10
10	5	4.454 – 5.562	~11

Tableau 3.15. – Résultats du contrôle de l'amortissement du PSS

Supposons qu'il s'agit d'une centrale hydraulique de grosse taille et que la valeur établie pour la libération de puissance active en réglage primaire est de 10 MW/sec. Nous présentons deux situations : une première situation où la centrale fonctionne avec la valeur établie, et une autre où la centrale fonctionne à une valeur plus petite pour la libération de puissance. Dans les deux situations analysées l'application fondée sur l'estimation de paramètres fournit les résultats avec une imprécision d'environ 1% dans le cas idéal et de 10% dans le cas le plus réaliste étudié.

Il est bien connu le fait que divers types de centrales ont une dynamique plus forte dans les premiers instants que vers la fin de la libération. Cette allure convexe dépend de la chaudière, des vannes, de la turbine, etc. En considérant le comportement réel de centrales, nous pouvons conclure que les résultats ayant des imprécisions d'environ 10% sont largement convenables.

3.7. Algorithme de contrôle continu des performances d'un producteur

Une autre application de la méthode de contrôle de performances est représentée par un programme de poursuite continue des valeurs d'un paramètre d'un régulateur associé à une performance d'un générateur. Ce programme a été développé en se fondant sur l'application détaillée au §3.4. L'organigramme d'un tel algorithme de poursuite est présenté sur la figure suivante :

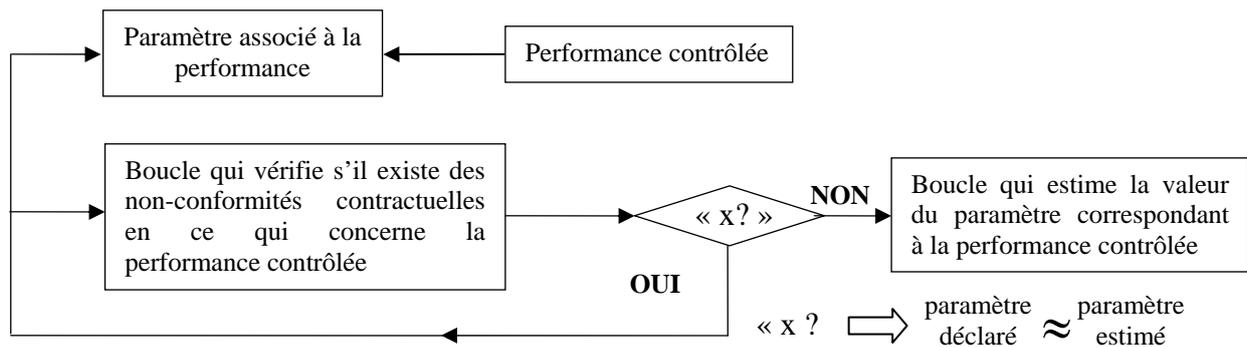


Figure 3.12 - Algorithme de surveillance continue d'un producteur

Selon les expériences des opérateurs de réseaux de transport, les non-conformités contractuelles en ce qui concerne la participation de producteurs aux services système sont assez rares. Donc, l'hypothèse selon laquelle on contrôle une seule performance à la fois d'un producteur ciblé est encore valable. Normalement, tous les paramètres des producteurs sont connus suite au premier contrôle de performances effectué avant la première mise en service de l'installation. Par des contrôles de performances supplémentaires inopinés, le gestionnaire du réseau de transport peut vérifier une performance particulière, donc un paramètre associé qui est alors le seul supposé inconnu. L'opérateur de réseau peut répéter le contrôle pour d'autres performances, en estimant donc d'autres paramètres. Dans le cas, très peu probable, où le producteur modifie plusieurs paramètres, le résultat obtenu pour la performance visée ne correspondra pas à la valeur prévue. On peut détecter donc que la performance ciblée n'est pas conforme au contrat de raccordement, mais on ne peut pas estimer sa valeur réelle. Le gestionnaire de réseau doit demander au producteur d'éclaircir la situation et ainsi engager une procédure de contrôle de performances hors ligne, afin de vérifier la pérennité des caractéristiques initiales.

On se propose donc de contrôler d'une manière continue la réserve de puissance active du producteur G_{12} du réseau « 4 machines ». Il s'agit pratiquement du même cas de contrôle qu'au § 3.6.A appliqué sur un horizon de temps plus large. On considère le scénario suivant :

- Le contrat de raccordement au réseau du producteur G_{12} stipule qu'il doit garder en permanence une réserve primaire de puissance active égale à 5% de sa puissance nominale.
- Supposons qu'à la suite de perturbations répétitives considérées (variation de charges connues), la machine doit mobiliser (selon son statisme) plus de 5% de sa puissance nominale.

- Le contrôle de performance vérifie périodiquement, avec une période ΔT égale à quelques minutes, la participation du producteur contrôlé au réglage primaire de fréquence.
- Jusqu'au moment $t = 500 \cdot \Delta T$ le producteur, mobilise chaque fois, d'une manière conforme, la réserve de puissance demandée.
- Pour des raisons qui lui sont propres, au moment $t = 501 \cdot \Delta T$, le producteur commence à fonctionner avec une réserve primaire de puissance active égale à 1% de sa puissance nominale.

En simulant ce scénario, on a obtenu les résultats suivants :

Valeur contractuelle de la réserve primaire de puissance active [% P_n]	5% P_n							
Valeur opérationnelle de la réserve primaire de puissance active [% P_n]	5% P_n					1% P_n		
Valeur estimée de la réserve primaire de puissance active [% P_n]	4.82	4.79	5.12	...	4.81	1.03	1.01	0.97
Erreur d'estimation [%]	~ 6							
Instant d'estimation	ΔT	$2 \cdot \Delta T$	$3 \cdot \Delta T$...	$500 \cdot \Delta T$	$501 \cdot \Delta T$	$502 \cdot \Delta T$	$503 \cdot \Delta T$

Tableau 3.16. – Résultats du contrôle continu de la réserve de puissance d'un producteur

L'application présente deux phases : une phase de contrôle et de détection et une deuxième phase d'estimation. On vérifie à des intervalles de temps de quelques minutes (afin que la réserve primaire aie le temps de se reconstituer par l'action du réglage secondaire) la réserve de puissance du producteur G_{12} (le paramètre correspondant). Comme dans la première phase, la participation au réglage primaire est conforme aux normes, une itération de l'algorithme présenté sur la figure 3.6 est suffisante. Au moment où le paramètre estimé n'est pas égal au paramètre attendu, la réserve de puissance active ne respecte plus les conditions stipulées dans le contrat de raccordement (au-delà de l'instant $500 \cdot \Delta T$ dans notre exemple). Pour la deuxième phase, une seule itération n'est plus suffisante et l'algorithme doit être appliqué entièrement.

L'algorithme de poursuite présenté peut s'appliquer de la même manière à toutes les performances.

3.8. Conclusion

Nous avons établie une méthodologie qui est capable d'estimer, à partir de mesures de perturbations, un paramètre quelconque des boucles de réglage des générateurs raccordés aux réseau de transport. Pour que le processus d'estimation fournisse de résultats satisfaisants, une haute précision de mesure est nécessaire. Par contre, les incertitudes de modélisation du réseau analysé affectent moins le résultat estimé. Dans le cas le plus réaliste étudié, la méthodologie que nous proposons trouve le paramètre incertain où inconnu à environ 10% près. Si les paramètres ciblés correspondent aux performances de producteurs, l'estimation de paramètres devient un véritable contrôle de performances.

Conclusion générale

Conclusion générale

ou ce qui est à retenir

La dérégulation des systèmes électriques impose des contraintes techniques (en matière de sécurité et fiabilité) et économiques (concurrence et marchés de produits et services) aux producteurs. Le fait que le côté économique puisse engendrer des répercussions graves au niveau technique ouvre une nouvelle direction de recherche pour les réseaux actuels : le contrôle de performances des unités de génération en matière de services système. Même si quasiment tous les opérateurs de réseaux du monde ont des préoccupations concernant le contrôle de performances, le volume des résultats et de publications spécialisées disponible est très faible. Il existe des techniques de contrôle de performances déjà développées, chacune avec ses points faibles et ses points forts. Par contre, certaines performances ne sont pas du tout contrôlables à l'heure actuelle (le cas du K_{PSS}). Le but de cette thèse était alors de proposer une méthode de contrôle générique, applicable à tous les réseaux et à toute performance de producteurs.

Nous avons vu que chaque performance des unités de production en terme de services système est associée (directement ou non) à des paramètres de régulateurs attachés aux générateurs. Nous avons donc proposé une technique inédite de contrôle de performances, fondée sur l'estimation de paramètres à partir de mesure de perturbations. La technique développée et sa robustesse à la précision de mesure et à l'exactitude des paramètres du modèle ont été testées sur des modèles de réseaux standard et les résultats obtenus sont satisfaisants.

Cette technique s'inscrit dans l'hypothèse des réseaux actuels et permet de vérifier n'importe quelle performance, en utilisant exclusivement des mesures faites hors des sites de production, ce qui est un avantage pour les GRT. En contrepartie, la technique que nous proposons nécessite que la convention de raccordement des producteurs ne stipule pas seulement les performances mais aussi les paramètres correspondants et que les producteurs fournissent aux opérateurs de réseaux les détails techniques et structurels de leurs boucles de contrôle - commande.

Egalement, une application qui effectue l'analyse cyclique de la sécurité des réseaux a été développée. Cette application nous permet de tester d'une manière automatique divers scénarios dynamiques et de quantifier la sécurité du réseau en fonction de chaque performance des producteurs vérifiés.

Perspectives

Perspectives

ou la suite du présent travail

Au niveau robustesse de la méthode de contrôle de performances à partir de mesures de perturbations, nous n'avons pas réussi à analyser les situations quand de grandes parties du réseau ne sont pas connues précisément (cas d'un réseau interconnecté avec d'autres très peu connus). Donc, une étude combinée contrôle de performances - équivalents statiques et dynamiques de réseaux pourrait ouvrir de nouvelles voies de recherche.

Comme les instruments de mesure de haute gamme sont encore coûteux, une étude de placement optimale des équipements de mesure dans un réseau est envisagée.

Une étude concernant les performances des générateurs en régime exceptionnel (aptitude en îlotage, fonctionnement en réseau séparé et comportement lors d'une reconstitution de réseau) serait probablement très intéressante à poursuivre.

Une étude de sensibilité aux autres facteurs qui ne peuvent être pris en compte par le logiciel de simulation utilisé (modélisation à paramètres distribués, type de perturbation, amplitude de la perturbation, distance entre le point de mesure et la perturbation) serait extrêmement intéressante.

Dans le contexte actuel de forte insertion de la production dispersée dans les réseaux de distribution et d'apparition du concept de « centrale virtuelle », la participation aux services systèmes sera certainement demandée et donc certaines performances à la sortie des petites centrales seront exigées. En conséquence, des études de contrôle de performances auront leur place aussi dans les réseaux de distribution. Une adaptation de la méthode aux réseaux de distribution sera probablement envisagée.

Afin de valider les méthodes proposées par la littérature de spécialité (en incluant ce mémoire de thèse de doctorat), la mise en œuvre expérimentale d'une application de contrôle de

performances sur le réseau réel prévu pour la future plateforme PREDIS (Production et les Réseaux d'Energie Distribuée) de l'INPG est souhaitable.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

ou des bouquins, des frappes, des papiers

- [ABB] ABB, <http://www.abb-oem.com/itfamily/instxfbook.pdf>.
- [Arrêté, 1999] Arrêté du 30 décembre 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public de transport (réseau à 400 kV exclu) des installations de production d'énergie électrique de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW, Legifrance, 1999.
 - [Bornard, 1993] Bornard P., Pavard M., *Réseaux d'interconnexion et de transport – réglages et fonctionnement*, Techniques de l'ingénieur, 1993.
 - [Caiso, 2000 - 1] California Independent System Operator Corporation, *Ancillary Services. Requirements Protocol*, octobre 2000.
 - [Caiso, 2000 - 2] California Independent System Operator Corporation, *Market Monitoring and Information Protocol*, octobre 2000.
 - [Caiso, 2000 - 3] California Independent System Operator Corporation, *ISO Metering Protocol*, octobre 2000.
 - [Caiso, 2001] California Independent System Operator Corporation, *ISO Generation Monitoring and Control Requirements for AGC/Regulation Units*, février 2001.
 - [Caiso, 2002] California Independent System Operator Corporation, Department of Market Analysis, *Analysis of Trading and Scheduling Strategies Described in Enron Memos*, octobre 2002.
 - [Canizares, 2004] Canizares A.C., Pozzi C.C.M., Corsi S., *Comparing Secondary Voltage Regulation and Shunt Compensation for Improving Voltage Stability and Transfer Capability in the Italian Power System*, Electric Power Systems Research, 2004
 - [CE, 1997] La Commission Européenne, *Énergie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires*, <http://europa.eu.int/comm/energy/en/com599.htm>, 1997.
 - [CIGRE, 1997] Task Force 38.03.12, *Power System Security Assessment : a Position Paper*, Electra No. 175, décembre 1997.
 - [Clerfeuille, 2000] Clerfeuille JP., Vitet S., Lebrevelec C., *Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs*, Techniques de l'ingénieur, 2000.

-
- **[Eremia, 2000]** Eremia M., Trecat J., Germond A., *Réseaux électriques. Aspects actuels*, Ed. Tehnica, Bucarest, 2000.
 - **[EUROSTAG, 2003]** EUROSTAG 4.2, *Guide d'utilisation*, EdF - Tractebel, 2003.
 - **[Fagan, 1977]** Fagan JE., *Synchronous Machine Modeling Mechanization and System Performance Study*, Thèse de doctorat, The University of Texas at Arlington, mai 1977.
 - **[Fishman, 2003]** Fishman G., California System Operator, Communication personnelle, 2003
 - **[Fontela, 2002]** Fontela M., Andrieu C., Bacha S., HadjSaid N. and Besanger Y., *Distributed Generation as a Mean to Increase System Robustness*, Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project.
 - **[Galiana, 1992]** Galiana FD., McGillis D., Marin. M., *Expert Systems in Transmission Planning*, Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 5, mai 1992.
 - **[GEC Durham]** GEC Durham, <http://www.cb-associates.com/GECDurham/ppframe.htm>.
 - **[General Electric]** General Electric, http://www.geindustrial.com/cwc/products?pnlid=5&famid=42&catid=99&id=tr-iov&lang=en_US
 - **[Harsan, 1996]** Harsan H., *Analyse Cyclique de Sécurité : Approche temps réel et intégration dans la gestion prévisionnelle*, Thèse de Doctorat, INPG LEG, 1996
 - **[Haykin, 1991]** Haykin S., *Adaptive Filter Theory*, Englewood Cliffs, H. J. : Prentice-Hall, 1991.
 - **[Hemmerlin-Kohler, 1993]** Hemmerlin-Kohler Sophie, *Estimation et agrégation des puissances actives et réactives absorbées par les charges consommatrices d'un réseau en régime perturbé*, Thèse de doctorat, LEG, 1993.
 - **[Hirsch, 2004]** Hirsch P., Sobajic D., *Security and Reliability of the United States Electricity Infrastructure*, CRIS Conference, Grenoble 2004.
 - **[Hirst, 1998]** Hirst E., Kirby B., *Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets*, Oak Ridge National Laboratory, Etats-Unis, janvier 1998.
 - **[Houck, 1995]** Houck C.R., Joines J.A., Kay M.G., *A Genetic Algorithm for Function Optimization: A Matlab Implementation*, NCSU-IE TR 95-09, 1995.
 - **[IEEE, 1978]** IEEE Working Group Report, *Reliability Indices for Use in Bulk Power System Supply Adequacy Evaluation*, IEEE Transactions in Power Applications and Systems, Vol. 97, No. 4, July –Aug, 1978, pp.1097-1103.

-
- **[Kalman, 1960]** Kalman RE., *A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems*, Transactions of the ASME : Journal of Basic Engineering, vol. 82, Series D, pp. 35 – 45, 1960.
 - **[Kazakos, 1990]** Kazakos D., Papantoni – Kazakos P., *Detection et estimation*, New York : Computer Science Press, 1990.
 - **[Kuhlman]** Kuhlman, <https://www.kuhlman.com/navigation.asp?pathIDs=10,21,1643&selectedID=1643>
 - **[Kundur, 1994]** Kundur P., *Power Systems Stability and Control*, New York, McGraw Hill Inc., 1994.
 - **[Kurumbalapitiya, 2000]** Kurumbalapitiya D., Hoole SRH., *Data Acquisition*, The Electrical Engineering Handbook, Ed. Richard C. Dorf, Boca Raton: CRC Press LLC, 2000
 - **[Kuzmin, 1992]** Kuzmin VV., *The Appliance Field of Turbo-generators with Multiphase Rotor Windings*, CIGRE, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 34th session, Paris, septembre 1992.
 - **[Lambert, 1991]** Lambert, JD., Lambert, D, Chapitre 5 en *Numerical Methods for Ordinary Differential Systems: The Initial Value Problem*, Wiley, New York, 1991.
 - **[Landau, 2001]** Landau ID., Besançon – Voda A., *Identification des systèmes*, Hermes, Paris, 2001.
 - **[Lascaux, 1987]** Lascaux P., Theodor R., *Analyse numérique matricielle appliquée à l'art de l'ingénieur*, Paris: Masson, 1987.
 - **[Legifrance, 1999]** Legifrance, *Arrêté du 30 décembre 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public de transport (réseau de 400 kV exclu) des installations de production d'énergie électrique de puissance installée de puissance inférieure ou égale à 120 MW*.
 - **[Ljung, 1983]** Ljung L., Soderstrom T., *Theory and Practice of Recursive Identification*, Cambridge, Mass. : The MIT Press, 1983.
 - **[Machowski, 1997]** Machowski J., Bialek JW., Bumby JR., *Power System Dynamics and Stability*, John Willey & Sons, 1997.
 - **[Mekki, 2002]** Mekki K., *Mesures synchronisées par GPS pour une meilleure stabilité des réseaux*, Thèse de doctorat, INPG LEG, 2002.
 - **[Mensah-Bonsu, 2002]** Mensah-Bonsu C, Oren S., *California electricity market crisis. Causes, remedies, and prevention*, IEEE Power Engineering Review, Volume 22, Issue 8, Aug. 2002

-
- **[Momoh, 2001]** Momoh JA. *Electric Power System Applications of Optimisation*, Marcel Dekker Inc., New York, 2001, ISBN 0-8247-9105-3
 - **[Nations Unies, 1997]** *Protocole de Kyoto à la Convention - Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques*, Kyoto, décembre 1997.
 - **[Next Phase]** Next Phase Optical Instrument Transformers, http://www.nxtphase.com/pdfs/NxtPhase_Optical_Instrument_Transformers.pdf
 - **[Pillai, 2000]** Pillai SU., Shim TI., Batalama SN., Kazakos D., Daum F., *Spectral Estimation and Modeling*, The Electrical Engineering Handbook, Ed. Richard C. Dorf, Boca Raton: CRC Press LLC, 2000.
 - **[Placko, 2000]** Placko D., *De la physique du capteur au signal électrique. Mesure et instrumentation*, Hermes, Paris, 2000.
 - **[POST, 2000]** U.S. Department of Energy's Power Outage Study Team (POST), *Findings and Recommendations to Enhance Reliability from the Summer of 1999*, mars 2000
 - **[Richardot, 2002]** Richardot O., Bésanger Y., HadjSaid N., Mekki K., *Estimation of Generators Dynamic and Controllers Performances in Open Power Systems*, IEEE PES Winter Meeting, New York, 2002.
 - **[Ritz]** Ritz Instrument Transformers, <http://www.ritzusa.com>
 - **[RNS, 2004]** Ressources Naturelles Canada, *Glossaire des termes d'électricité*, www.nrcan-rncan.gc.ca/media/docs/final/f_fr_annexe_f.pdf, 2004.
 - **[RTE, 2004]** RTE, *Mémento de la Sécurité du Système Électrique*, 2004.
 - **[Salter, 1948]** Salter EH., Problems in the Measurement of AC Resistance and Reactance of Large Conductors, AIEE transactions, Vol.67, pp. 1390 – 1396, 1948.
 - **[Snyder, 1998]** Snyder AF., Hadjsaid N., Georges D., Mili L., Phadke AG., Faucon O., Vitet S., *Inter-area oscillation damping with power system stabilizers and synchronized phasor measurements*, Powercon '98, 1998.
 - **[Snyder, 1999]** Snyder AF, *Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés*, Thèse de doctorat, INPG LEG, 1999.
 - **[Sterpu, 2005]** Sterpu S., Bésanger Y., HadjSaid N., *Ancillary Services Performance Control in Deregulated Power Systems*, IEEE PES General Meeting, San Francisco, juin 2005.
 - **[Sterpu, 2004 - 1]** Sterpu S., Bésanger Y., HadjSaid N., *Performance Control For Better Power Systems Security In A Re-Regulated Environment: A Survey*, 2nd Critical Infrastructures Conference, Grenoble, octobre 2004.

-
- **[Sterpu, 2004 - 2]** Sterpu S., Bésanger Y., Hadjsaid N., *Reactive Power Control and Performance*, 2nd Critical Infrastructures Conference, Grenoble, octobre 2004.
 - **[Sterpu, 2004 - 3]** Sterpu S., Bésanger Y., Hadjsaid N., *Improving Transmission Network Security by IPP Performance Control*, IEEE PES General Meeting, Denver, juin 2004.
 - **[Sterpu, 2003 - 1]** Sterpu S., Bésanger Y., Hadjsaid N., *Independent Power Producers Parameters Estimation*, IEE UPEC'03, Thessaloniki, Septembre 2003.
 - **[Sterpu, 2003 - 2]** Sterpu S., Bésanger Y., Hadjsaid N., Tiliouine H., *On the Power Systems Performance Control Starting from Disturbances Measurements*, APE'03, Gdansk, octobre 2003.
 - **[Sterpu, 2003 - 3]** Sterpu S., Eremia M., Bésanger Y., *Conception d'un dispositif de contrôle associé aux systèmes FACTS qui amortit les oscillations de puissance*, revue « Energetica », Bucarest, septembre 2003.
 - **[Sterpu, 2000]** Sterpu S., *Perspective Internationale de la génération électrique*, revue « Tribune Economique », Bucarest, 2000.
 - **[Transelectrica, 2004]** Transelectrica S.A, *Code du réseau électrique de transport*, 2004.
 - **[Trench]** Trench, <http://www.trenchgroup.com>
 - **[UCTE, 2003]** *UCTE Operation Handbook*, Draft, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, juillet 2003.
 - **[Van Cutsem, 1997]** Van Cutsem T., Vournas C., *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publisher, 1997.
 - **[Van Cutsem, 1997]** Van Cutsem T., Moisse C., Mailhot R., *Determination of secure operating limits with respect to voltage collapse*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.
 - **[Westinghouse, 1964]** Westinghouse Electric Corporation, Central Station Engineers, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Pittsburgh, Pennsylvania, 1964
 - **[White House, 2003]** White House, *The National Strategy for the Physical Protection of Critical Infrastructures and Key Assets*, White House, février 2003.
 - **[Yoder, 2000]** Yoder C., Hall. S., *Traders' Strategies in the California Wholesale Power Markets / ISO Sanctions*, *Mémoire d'Enron*, décembre 2000.
 - **[Zarco, 2000]** Zarco P., Exposito AG., *Power Systems Parameter Estimation : A Survey*, IEEE Transactions in Power Systems, Vol. 15, No. 1, février 2000

Annexes

Annexe 1 – Les réseaux test utilisés

Pour l'analyse en petits signaux des réseaux tests, quelques hypothèses ont été faites :

- les charges ont été modélisées en tant qu'impédances constantes ;
- les générateurs synchrones ont été décrits par un modèle à deux axes ;
- la turbine a été modélisée avec une fonction standard ;
- le système d'excitation pour chacun des générateurs et la régulation de la turbine ont été également modélisés en détails ;

A1.1. Réseau « 4 machines »

Ce réseau (présenté sur la figure A1.1) représente une référence pour étudier les oscillations de puissance.

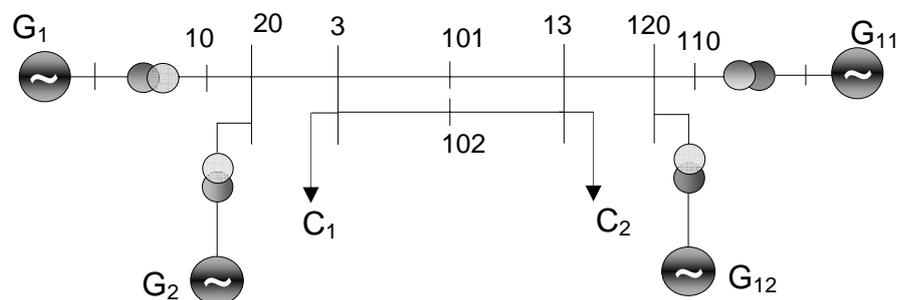


Figure A1.1 – Réseau test « 4-machines »

Les impédances des transformateurs et des lignes, les données des générateurs, charges et tensions sont données dans [Snyder, 1999]. Les schémas structurels et fonctionnels des régulations présentes sur les unités de génération sont fournis dans le §A1.4 de cette annexe.

A1.2. Réseau IEEE 39 noeuds « New England »

Ce réseau (présenté sur la figure A1.2) représente une simplification du réseau de transport de la région Nouvelle Angleterre (nord-est des Etats-Unis).

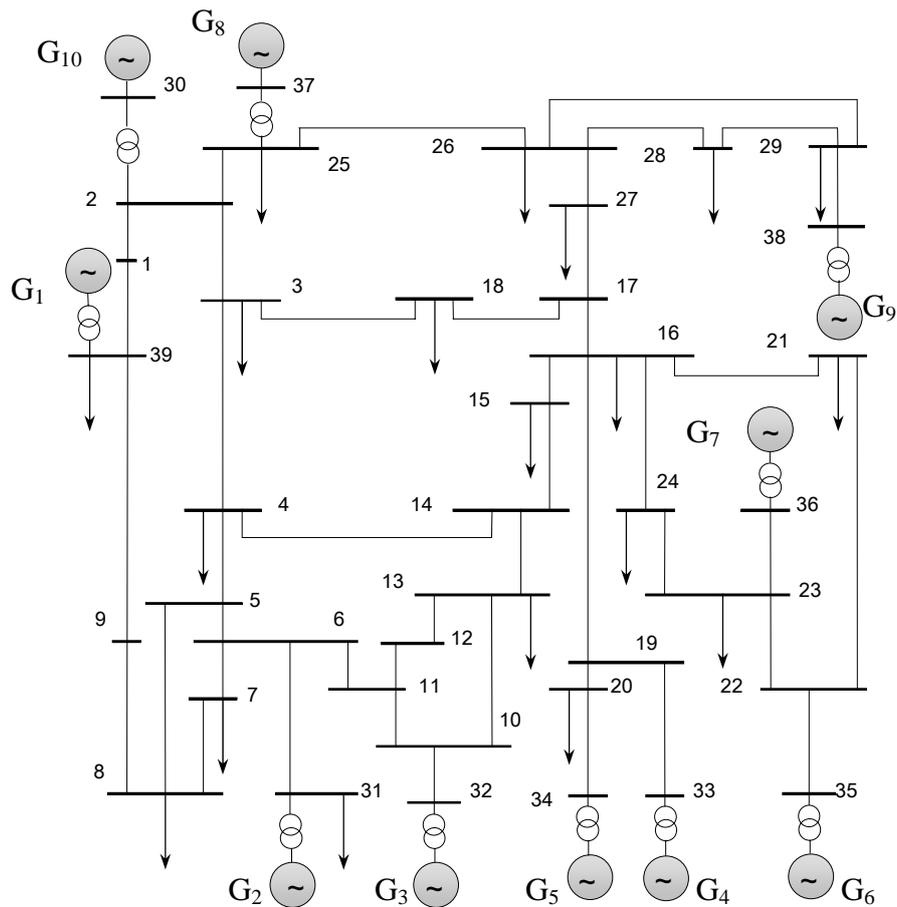


Figure A1.2 – Réseau test « IEEE 39 nœuds « New England »

Toutes les données topologiques du réseau sont données par [Fagan, 1977]. Les schémas structurels et fonctionnels des régulations présentes sur les unités de génération sont fournis dans §A1.4 de cet annexe.

A1.3. Réseau WSCC « 29 machines »

Ce réseau comporte 29 générateurs connectés par 173 nœuds. Un schéma complet de ce réseau est présenté sur la figure A1.3 suivi d'un schéma où les générateurs sont groupés par niveau de tension et par région géographique sur la figure A1.4.

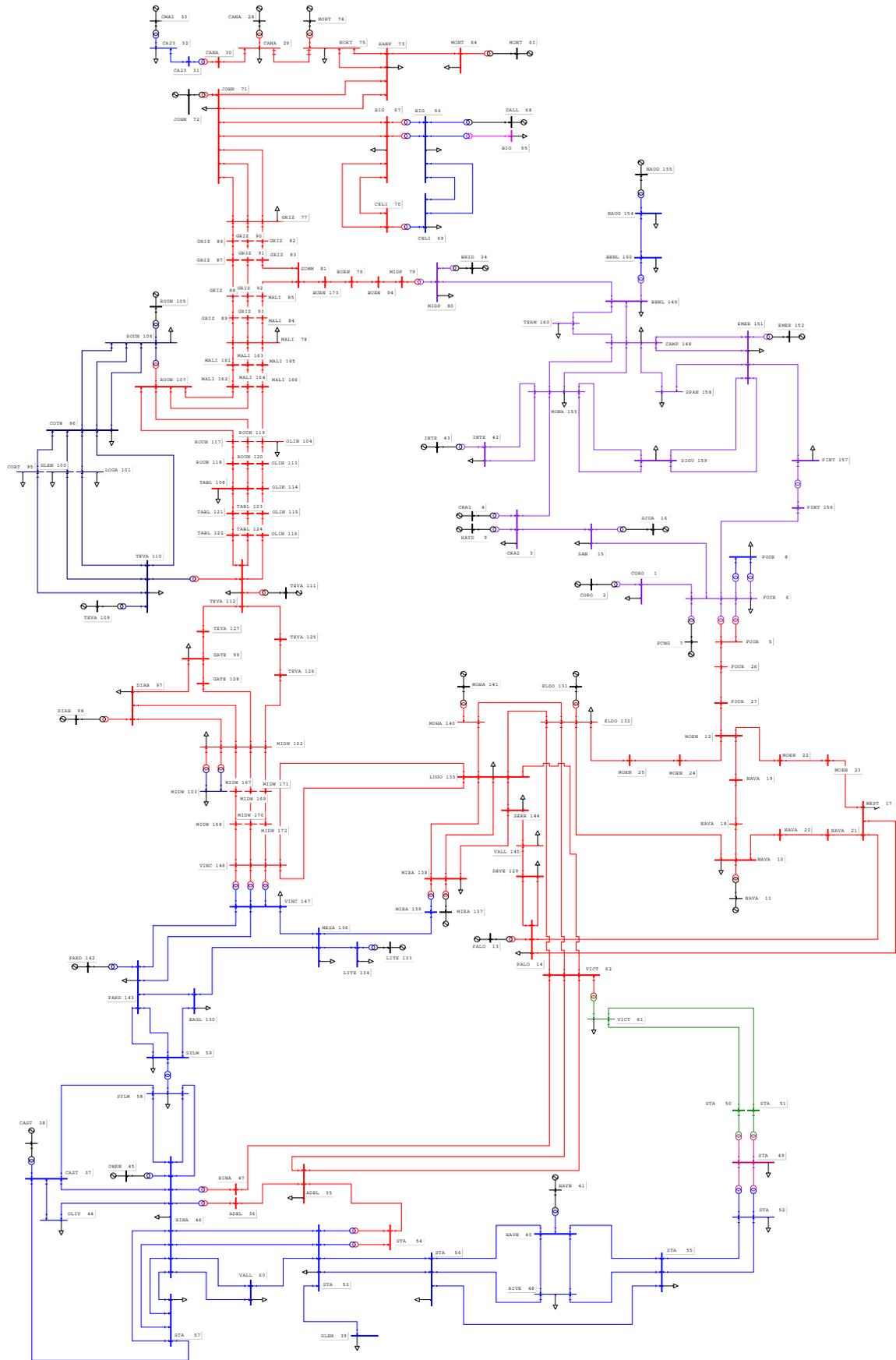


Figure A1.3 – Schéma du Réseau WSCC « 29 machines »

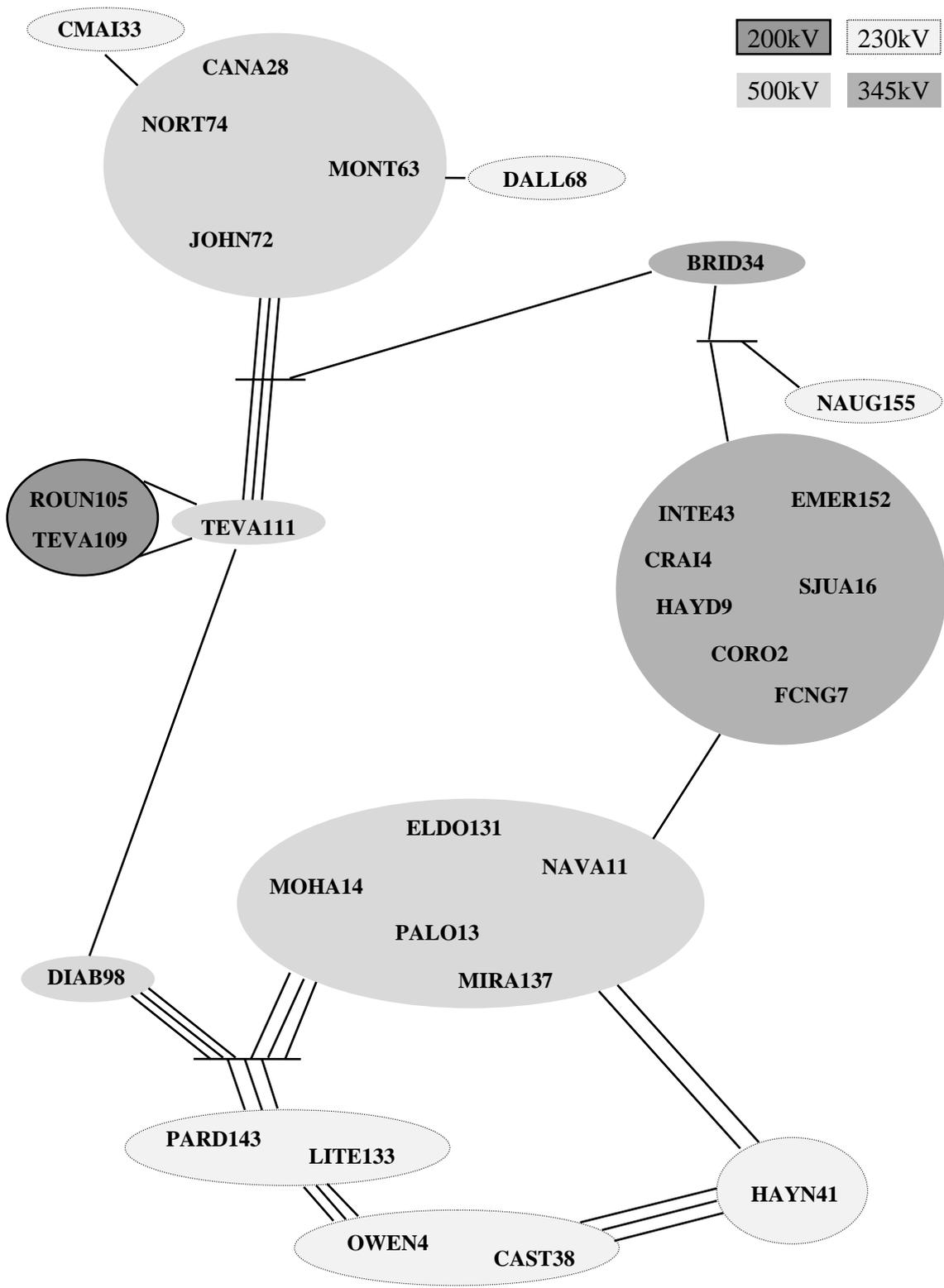


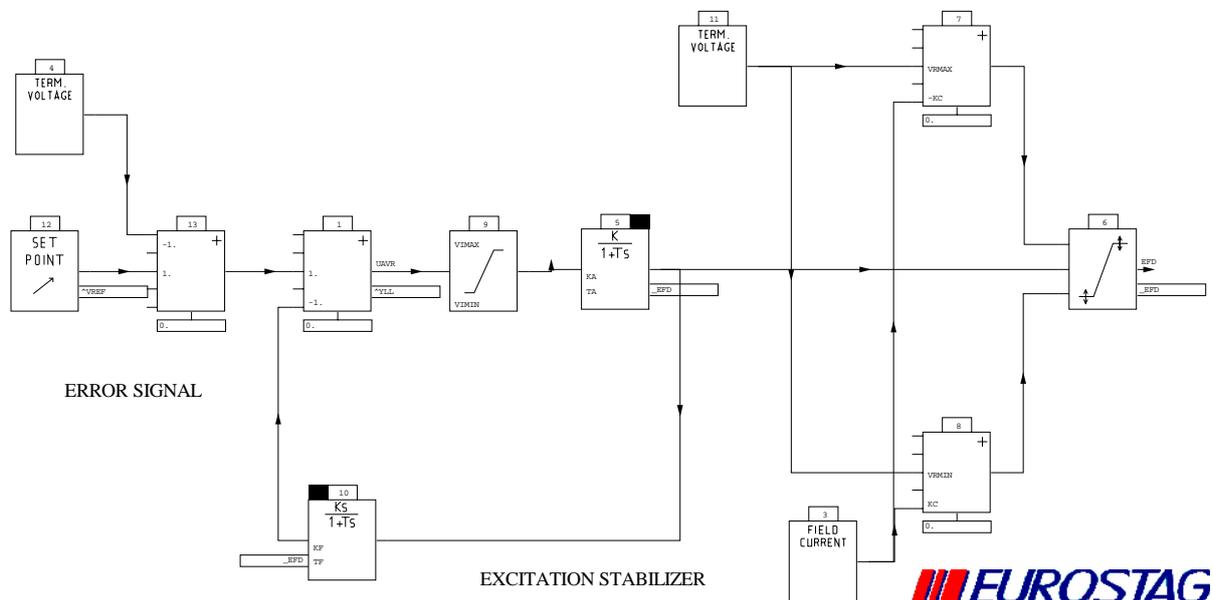
Figure A1.4 - Le Réseau WSCC. Groupement par niveau de tension et par région géographique

Toutes les données topologiques du réseau sont données par [Snyder, 1999]. Les schémas structurels et fonctionnels des régulations présentes sur les unités de génération sont fournies par le §A1.4 de cette annexe.

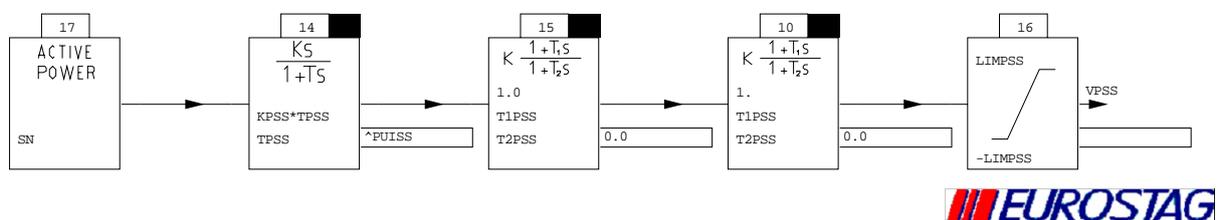
A1.4. Schémas fonctionnels des régulations utilisées

Toutes les régulations sont fondées sur les modèles standard proposés par IEEE. Les paragraphes suivants présenteront les schémas adaptés et implantés en EUROSTAG :

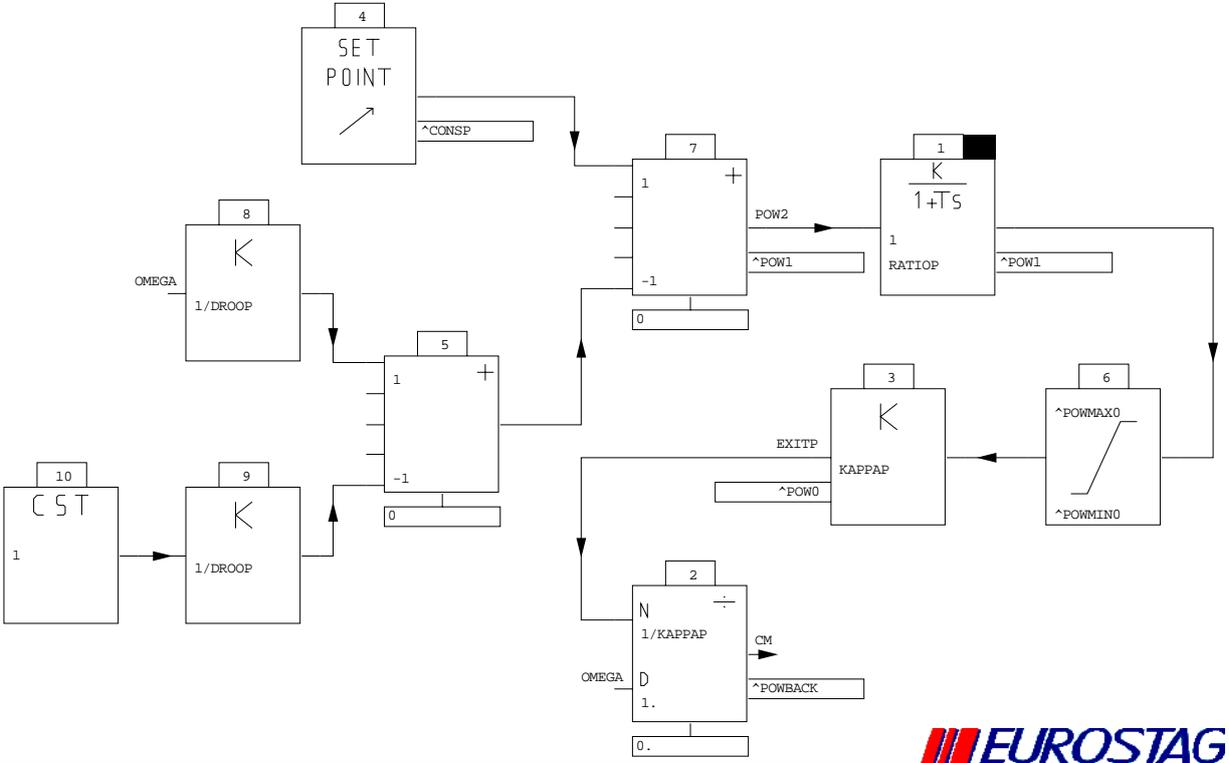
A1.4.1. Régulateur automatique de tension



A1.4.23. Stabilisateur des oscillations de puissance



A1.4.32. Régulateur automatique de vitesse



Annexe 2 – Réglage secondaire de fréquence. Conception et implantation dans EUROSTAG

Le logiciel EUROSTAG ne permet pas de modéliser des sites centraux de télé-conduite et de contrôle des grands réseaux électriques. En considérant ce fait, nous sommes obligés de rattacher les régulateurs globaux à certaines unités de production, mais avec comme données d'entrée des grandeurs électriques et mécaniques provenant du réseau et des autres sites de production.

Les centrales électriques qui participent au réglage primaire de fréquence mais ne participent pas au réglage secondaire de fréquence ont des régulateurs automatiques de vitesse dont le schéma de contrôle – commande est donné sur la figure donnée dans le § A1.4.2 [Fontela, 2002] :

Les centrales électriques qui participent au réglage primaire de fréquence mais également au réglage secondaire de fréquence ont des régulateurs automatiques de vitesse dont le schéma de contrôle – commande est donné sur la figure suivante :

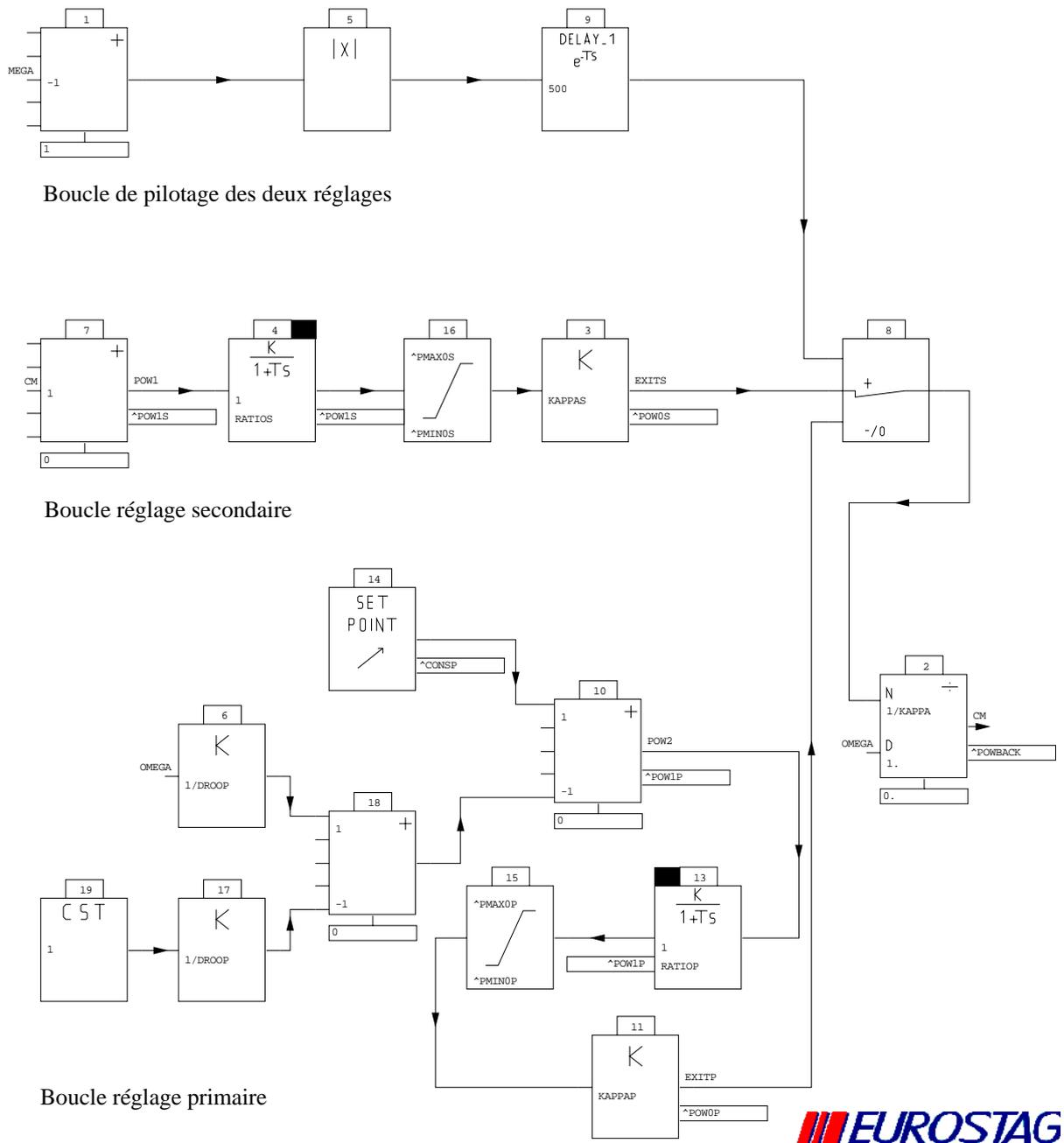


Figure A2.1 – Schéma de réglage hiérarchique (primaire et secondaire) de fréquence

Les deux régulateurs présentés ci-dessus mettent en lumière les paramètres fondamentaux : statisme du réglage primaire, réserve primaire et secondaire des puissances actives, retard du réglage secondaire par rapport au réglage primaire, constantes de temps des deux réglages, etc.

Le schéma de réglage secondaire implanté dans EUROSTAG fait revenir la fréquence du système à sa valeur de consigne. Par contre, les transits de puissances actives sur les lignes

d'interconnexion ne sont pas corrigés et les réserves primaires de puissances actives ne sont pas rétablies. Afin de résoudre ces problèmes un programme pilote externe, dont le synoptique est présenté sur la figure suivante, a été créé :

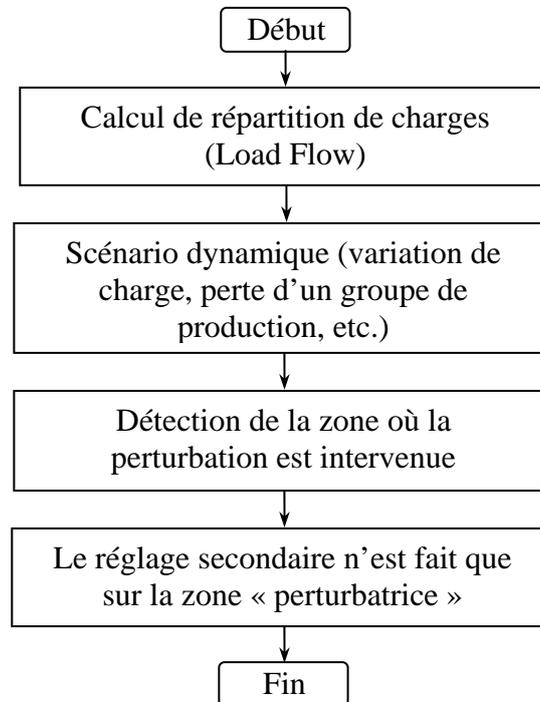


Figure A2.2 – Synoptique du programme pilote pour le réglage secondaire de fréquence

Le calcul de répartition des charges nous donne les puissances actives transitées avant une perturbation quelconque sur les lignes d'interconnexion. Les valeurs de ces puissances actives doivent rester fixes ; elles représentent des valeurs contractualisées dues aux transactions commerciales entre les zones ou pays. Une perturbation qui modifie la fréquence commune des réseaux interconnectés est intervenue. Afin de retrouver un point d'équilibre, les régulateurs automatiques de vitesse de tous les générateurs font le réglage primaire ; une partie des réserves primaires de puissance active est donc mobilisée. Le réglage primaire modifie donc la circulation des puissances sur toutes les lignes y compris les lignes d'interconnexion. Le réglage secondaire doit donc :

- retrouver la fréquence de consigne,
- rétablir les flux de puissances prévus sur les interconnexions,
- rétablir les réserves primaires de puissance active.

Un nouveau calcul de répartition des charges post perturbation nous permet d'établir dans quelle zone s'est produit la perturbation. Le programme pilote va demander le réglage secondaire de fréquence exclusivement aux groupes de production qualifiés pour ce service système de la zone où la perturbation est apparue. Comme résultat :

- on retrouve la fréquence de consigne
- on rétablit les transits de puissance active sur les interconnexions
- les unités de génération qui ne participent qu'au réglage primaire reconstituent leur bande de réserve primaire de puissance.

Les principes de réglage présentés précédemment sont illustrés pratiquement sur le réseau test standardisé IEEE 39 noeuds « New England ». Ce réseau a été découpé en quatre régions, comme indiqué sur la figure A2.4.

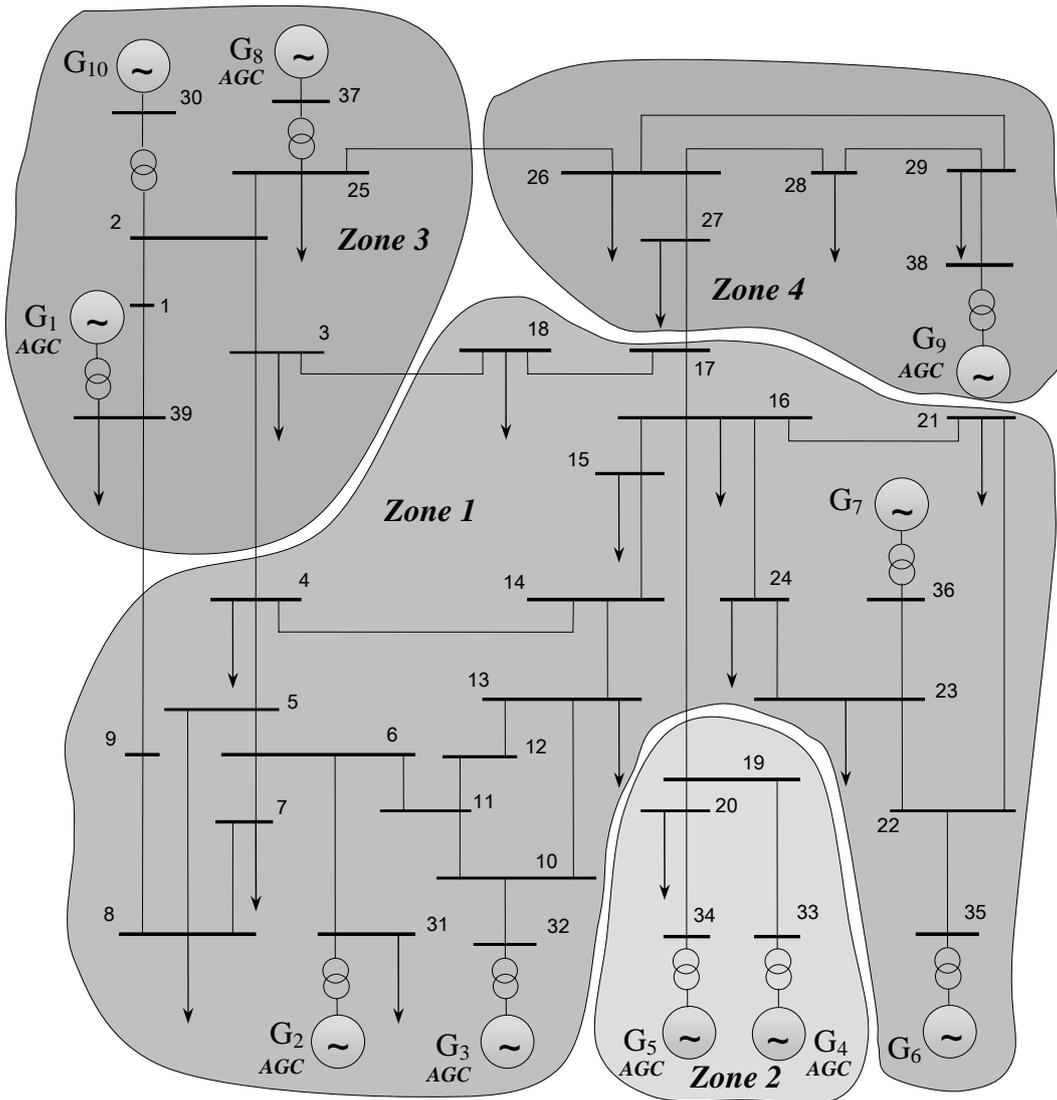
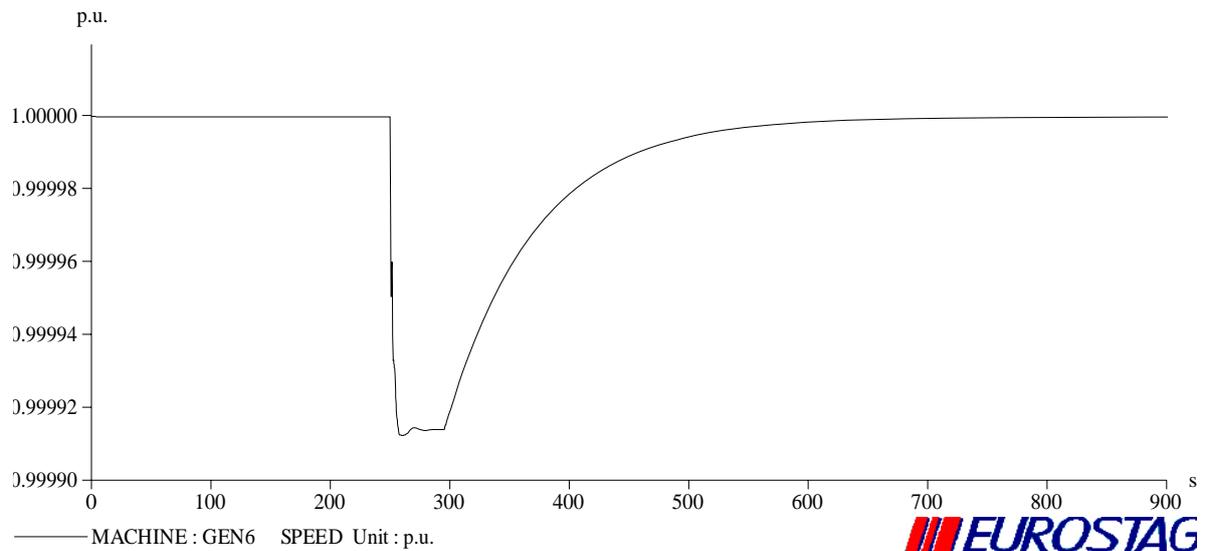


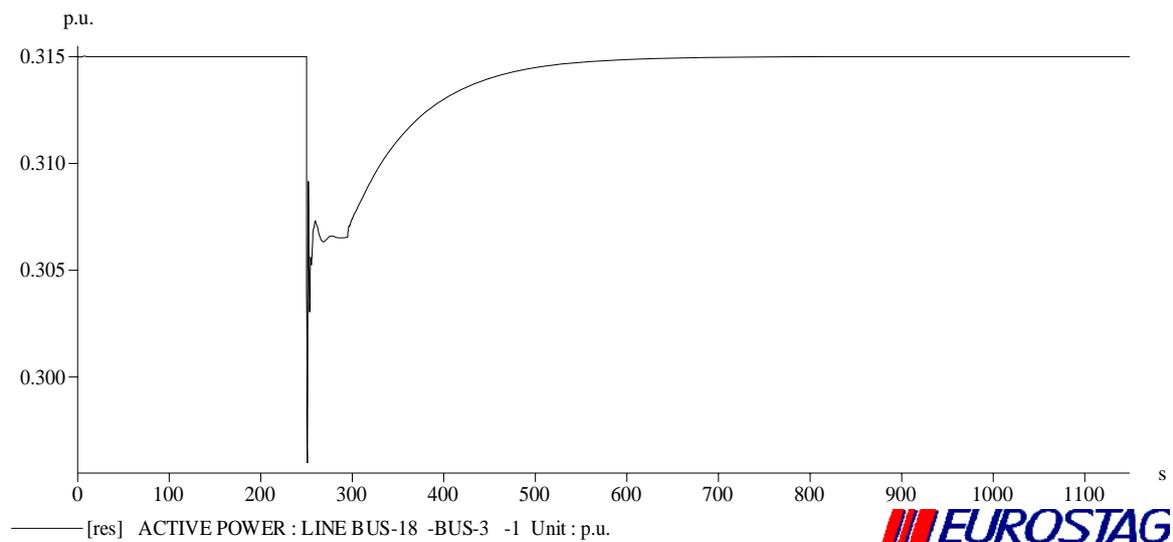
Figure A2.3 – Réseau électrique test à quatre zones

Les résultats dans le cas d'une perturbation apparue dans la région 4 (augmentation brusque de charge de 30 MW) sont :

- Evolution de la fréquence globale des réseaux interconnectés :

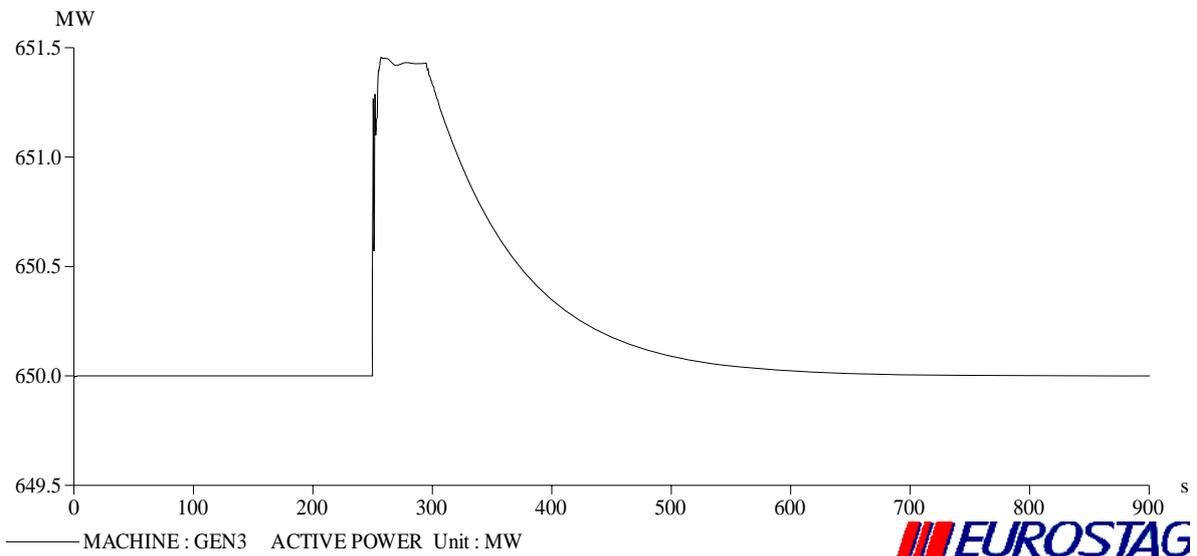


- Flux de puissances actives sur les lignes d'interconnexion :



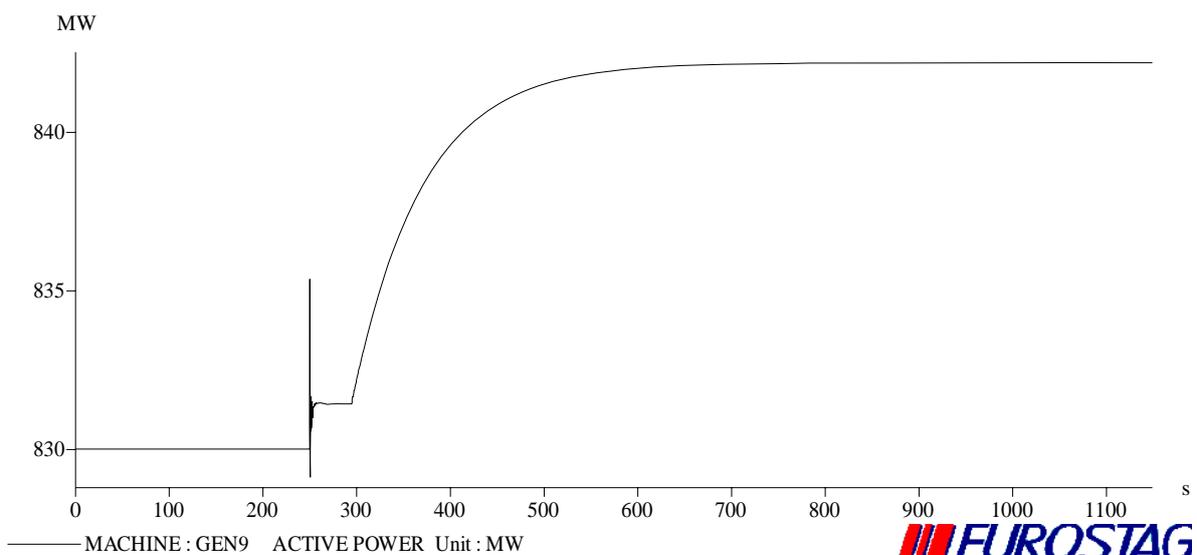
Les puissances actives transmises sur les autres lignes d'interconnexion ont des évolutions semblables du point de vue qualitatif : LINE BUS-25 –BUS-26, LINE BUS-27 –BUS-17, LINE BUS-19 –BUS-66, LINE BUS-9 –BUS-39, LINE BUS-3 –BUS-4.

-
- Evolutions des puissances actives générées par les producteurs qui ne participent pas au réglage secondaire de fréquence :



Toutes les machines du système participent au réglage primaire et reviennent à leur puissance de consigne grâce au réglage secondaire fait par la machine G₉.

- Evolutions des puissances actives générées par les producteurs qui participent au réglage secondaire de fréquence :



Du fait que la perturbation a eu lieu dans la Zone 4 (variation de charge au nœud 28), la seule machine qui puisse participer au réglage secondaire est G_9 .

Annexe 3 – Eléments d'optimisation

A3.1. Formulation mathématique d'un problème d'optimisation

Un problème d'optimisation de dimension « n » peut être écrit de façon générale sous la forme :

$$\begin{cases} [MIN/MAX] & f(x) \in R^n \\ g_i(x) \leq 0 & i = 1, \dots, p \\ h_j(x) = 0 & j = 1, \dots, q \\ x_{k,min} \leq x_k \leq x_{k,max} & k = 1, \dots, n \end{cases} \quad (A3.1)$$

où :

$f(x)$: critère à optimiser (fonction objectif)

x : vecteur à « n » variables qui représentent les paramètres du problème à optimiser

$g_i(x)$ et $h_j(x)$: contraintes d'inégalité et d'égalité (n'existent pas toujours)

$x_{k,min}$ et $x_{k,max}$: contraintes de domaine

R^n : espace de recherche borné par les contraintes

Un point x^* de R^n représente un minimum local (figure A3.1) s'il existe un voisinage de x^* noté $V(x^*)$, tel que :

$$\forall x \in V(x^*) \quad f(x) \geq f(x^*) \quad (A3.2)$$

Un point x^* de R^n représente un minimum global (figure 3.2) si :

$$\forall x \in R^n \quad f(x) \geq f(x^*) \quad (A3.3)$$

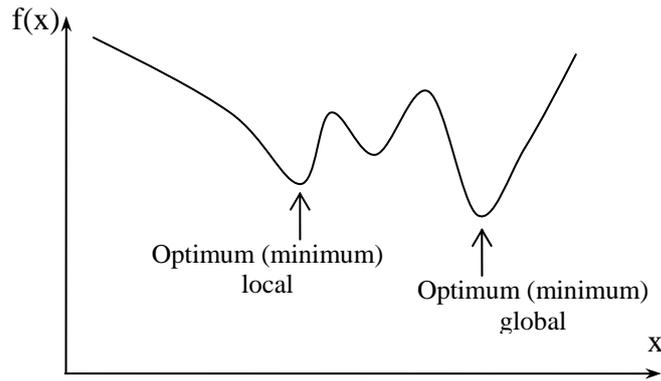


Figure A3.1 – Optimum local et global d’une fonction

Il existe deux grand types de méthodes d’optimisation : les méthodes déterministes [Momoh, 2001] et les méthodes stochastiques [Gardiner, 1985]. Une méthode d’optimisation est dite déterministe lorsque son évolution vers la solution du problème est toujours la même pour un même contexte initial donné, ne laissant aucune place au hasard. Les méthodes stochastiques s’appuient sur des mécanismes de transition probabilistes et aléatoires et donc leur évolution n’est jamais la même. Le paragraphe suivant introduit brièvement ces deux grandes classes de méthodes.

A3.2. Résolution des problèmes d’optimisation

a. Méthodes déterministes d’optimisation (méthodes du gradient)

Considérons le critère d’erreur trouvé lors du problème d’identification :

$$J_N(\hat{\theta}) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{t=1}^N \varepsilon^2(t, \hat{\theta}) \quad (\text{A3.4})$$

Le gradient du critère s’écrit sous la forme suivante :

$$J'_N(\hat{\theta}) = \frac{dJ_N}{d\hat{\theta}} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{t=1}^N \varepsilon(t, \hat{\theta}) \cdot \left(\frac{\partial \varepsilon(t, \hat{\theta})}{\partial \hat{\theta}} \right) \quad (\text{A3.5})$$

si on note :

$$\Psi(t, \hat{\theta}) = -\left(\frac{\partial \varepsilon(t, \hat{\theta})}{\partial \hat{\theta}}\right)^T \quad (\text{A3.6})$$

on aura :

$$J'_N(\hat{\theta}) = \frac{dJ_N}{d\hat{\theta}} = -\frac{2}{N} \cdot \sum_{t=1}^N \varepsilon(t, \hat{\theta}) \cdot \Psi^T(t, \hat{\theta}) \quad (\text{A3.7})$$

La dérivée seconde par rapport à $\hat{\theta}$ s'écrit :

$$J''_N(\hat{\theta}) = \frac{d^2 J_N}{d\hat{\theta}^2} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{t=1}^N \Psi(t, \hat{\theta}) \cdot \Psi^T(t, \hat{\theta}) + \frac{2}{N} \cdot \sum_{t=1}^N \varepsilon(t, \hat{\theta}) \cdot \frac{\partial^2 \varepsilon(t, \hat{\theta})}{\partial \hat{\theta}^2} \quad (\text{A3.8})$$

Par définition, l'algorithme itératif du gradient (minimisation Newton – Raphson) s'écrit :

$$\hat{\theta}^{(k)} = \hat{\theta}^{(k-1)} - \alpha_{k-1} \cdot [J''_N(\hat{\theta}^{(k-1)})]^{-1} \cdot J'_N(\hat{\theta}^{(k-1)}) \quad (\text{A3.9})$$

où :

k : itération courante

$\hat{\theta}^{(k)}$: estimation de $\hat{\theta}$ à l'itération k

α_{k-1} : scalaire qui prend des valeurs proches de 1'unité

Si on note le pas variable d'adaptation :

$$F(k-1) = \alpha_{k-1} \cdot [J''_N(\hat{\theta}^{(k-1)})]^{-1} \quad (\text{A3.10})$$

on trouve la forme finale d'algorithme du gradient :

$$\hat{\theta}^{(k)} = \hat{\theta}^{(k-1)} - F(k-1) \cdot J'_N(\hat{\theta}^{(k-1)}) \quad (\text{A3.11})$$

Le principe de base des méthodes d'optimisation du gradient est présenté sur la figure suivante :

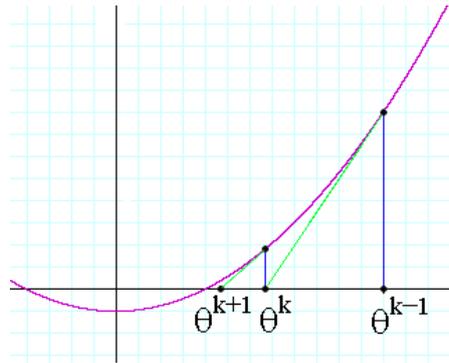


Figure A3.2 – Principe des méthodes d’optimisation déterministes

L’exploration de l’espace des solutions se fait en connaissant la direction de recherche donnée par le gradient. En partant d’une solution initiale (θ^{k-1} par exemple), le gradient nous conduit vers une solution améliorée (θ^k par exemple). En continuant le processus, d’une façon itérative, le gradient trouve la solution optimale.

Les méthodes déterministes sont généralement efficaces, peu coûteuses en temps de calcul mais nécessitent une valeur initiale $\hat{\theta}^{(0)}$ afin de pouvoir commencer l’algorithme. Les méthodes déterministes convergent vers l’optimum (local ou global) le plus proche du point de départ ; donc les valeurs initiales des paramètres ne doivent pas être trop éloignées de leurs valeurs réelles.

b. Méthodes stochastiques d’optimisation

Les méthodes stochastiques explorent l’espace des solutions grâce à des mécanismes aléatoires. Plusieurs exécutions successives conduisent à des résultats différents (dans une certaine mesure). Ces méthodes ont une grande capacité à trouver l’optimum global sans nécessiter un point de départ ; elles demandent un nombre significatif d’évaluations (itérations) avant d’arriver à la solution du problème, le temps de calcul est donc élevé.

Il existe plusieurs méthodes stochastiques d’optimisation. Dans l’analyse de contrôle des performances, nous n’avons utilisé que les algorithmes génétiques [Holland, 1975] et l’algorithme Monte Carlo [Sabelfeld, 2003]. Ce choix est justifié par le fait que ces méthodes ont des algorithmes mathématiques relativement simples, sont plus faciles à implanter et ont une convergence plus rapide que les autres algorithmes stochastiques (recherche tabou, recuit simulé, min conflit, random walk, etc.) [Hao, 1999].

Les algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques sont inspirés du concept de sélection naturelle élaboré par Charles Darwin. Le vocabulaire employé est directement calqué sur celui de la théorie de l'évolution et de la génétique. On parle donc d'individus (solutions potentielles), de population, de gènes (variables), de chromosomes, de parents, de descendants, de reproduction, de croisement, de mutations, etc. La figure 3.4 [Magnin, 2001] présente l'organigramme d'un algorithme génétique standard. Il s'agit de simuler l'évolution d'une population d'individus divers (généralement tirée aléatoirement au départ) à laquelle on applique différents opérateurs (recombinaisons, mutations...) et que l'on soumet à une sélection, à chaque génération. Si la sélection s'opère à partir de la fonction d'adaptation (ou fonction objectif), alors la population tend à s'améliorer [Back, 1996]. Un tel algorithme ne nécessite aucune connaissance du problème : on peut représenter celui-ci par une boîte noire comportant des entrées (les variables) et des sorties (les fonctions objectif). L'algorithme ne fait que manipuler les entrées, lire les sorties, manipuler à nouveau les entrées de façon à améliorer les sorties, etc. [Whitley, 1993]

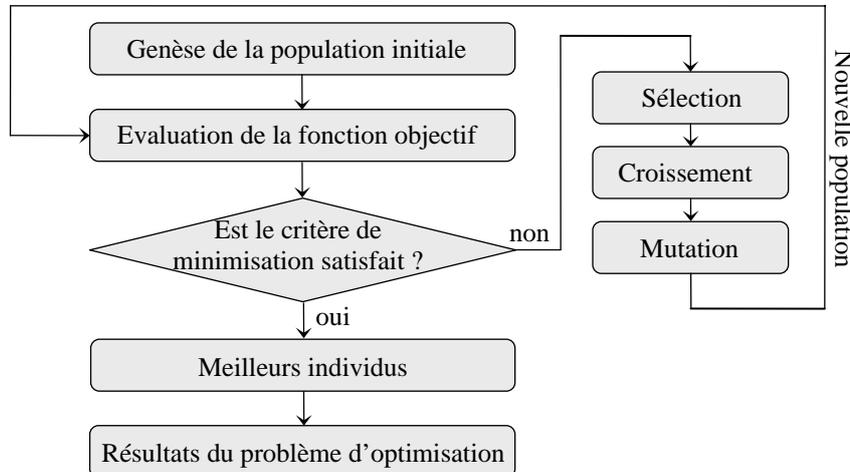


Figure A3.3. – Organigramme d'un algorithme génétique

La première étape de l'algorithme est la genèse de la population, c'est-à-dire le choix des dispositifs de départ que l'on fera évoluer. On pourrait prendre des individus régulièrement répartis dans l'espace. Néanmoins, une initialisation aléatoire est plus simple à réaliser : les valeurs des gènes sont tirées au hasard selon une distribution uniforme. Notons qu'on peut, si nécessaire, introduire des individus déjà calculés. La taille de cette population résultera d'un

compromis entre temps de calcul et qualité de la solution. Une population trop petite évoluera probablement vers un optimum local peu intéressant. Une population trop grande sera inutile car le temps de convergence sera excessif.

L'évaluation de chaque dispositif est réalisée par le modèle utilisé. Les résultats obtenus sont alors utilisés pour calculer la fonction objectif. Dans le cas d'un modèle physique, la majeure partie du temps de calcul sera probablement due à l'exécution de ce modèle. En effet, le reste de l'algorithme génétique est essentiellement composé de manipulation d'entiers et de bits, donc très rapide. On appelle « génération » la population à un instant « t » donné. Une fois réalisée l'évaluation de la génération, on opère une sélection à partir de la fonction objectif. Seuls les individus passant l'épreuve de sélection peuvent accéder à la génération intermédiaire et s'y reproduire.

Le croisement est utilisé pour échanger les caractéristiques génétiques entre les différents individus d'une génération quelconque (figure A3.4). Cet échange s'effectue en choisissant deux individus au hasard (parents), individus avec une certaine probabilité de croisement de façon à générer deux nouveaux individus (enfants). L'opérateur de croisement assure donc le brassage du matériel génétique et l'accumulation des mutations favorables ; il permet de créer de nouvelles combinaisons des paramètres des composants.

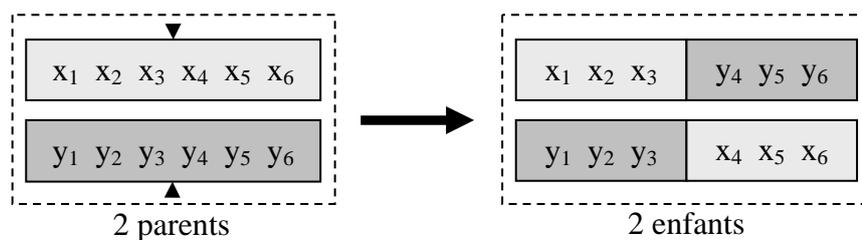


Figure A3.4 – Représentation schématique du croisement

La mutation (figure A3.5) est appliquée sur les individus d'une population de façon à obtenir d'autres individus avec de nouvelles caractéristiques génétiques. Le mécanisme de mutation est mis en oeuvre en choisissant un individu de la génération courante au hasard et en modifiant un de ses paramètres aléatoirement avec une probabilité de mutation. Les mutations jouent le rôle de bruit et empêchent l'évolution de se figer. Elles permettent d'assurer une recherche aussi bien globale que locale, selon le poids et le nombre des bits mutés.

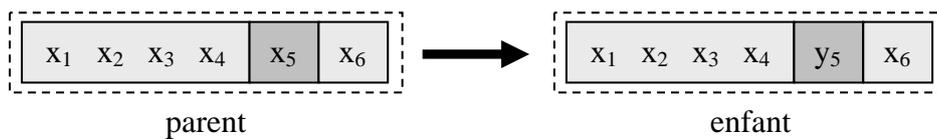


Figure A3.5 – Représentation schématique d’une mutation

Les algorithmes Monte Carlo

Les méthodes Monte Carlo consistent en des simulations expérimentales ou informatiques de problèmes mathématiques ou physiques, basées sur le tirage de nombres aléatoires. Les techniques de Monte Carlo sont utilisées depuis plusieurs siècles, même si ce n'est qu'après la seconde guerre mondiale qu'elles ont acquis un véritable statut de méthode. Le principe de la méthode par simulation Monte Carlo est de simuler la « vie » d’un système physique ou numérique quelconque au cours de sa période d’analyse. Le synoptique d’un algorithme général Monte Carlo est présenté sur la figure A3.6.

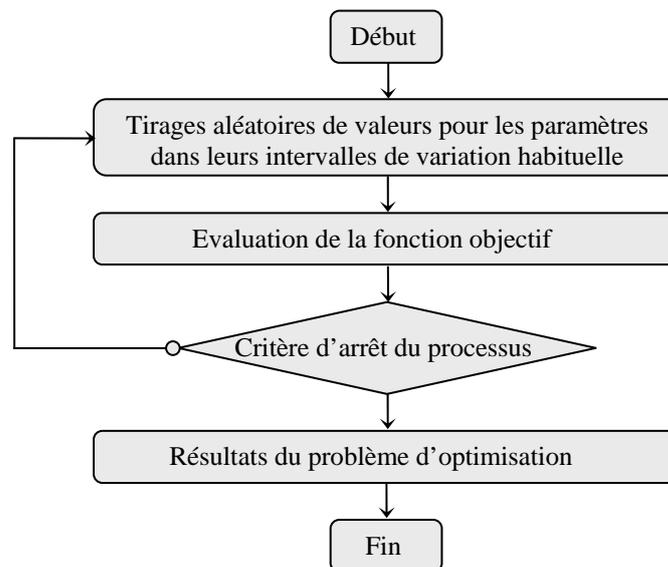


Figure A3.6 – Organigramme d’un algorithme d’optimisation de type Monte Carlo

Afin d’optimiser un processus, plusieurs échantillons sont nécessaires. Les résultats donnés par cette méthode ne sont pas les solutions numériques exactes mais des intervalles de confiance les contenant avec une probabilité donnée.

Dans le cadre de l'optimisation à paramètres multiples, les méthodes Monte Carlo sont intéressantes si le nombre de paramètres reste inférieur à trois ou quatre. Elles ont alors l'avantage de la simplicité. De plus, elles permettent d'avoir un bon aperçu de l'espace de recherche : les nuages de points que l'on peut en tirer sont souvent riches en information.

A3.3. Optimisation multi-objectifs

Un problème général d'optimisation multi objectif est donné par les équations :

$$\begin{cases} [MIN] & F(X) = [f_1(X), f_2(X), \dots, f_k(X)] \\ & X \in S \end{cases} \quad (A3.12)$$

où :

$f_1(X), f_2(X), \dots, f_k(X)$: « k » fonctions objectifs

$X = [x_1, x_2, \dots, x_n]$: « n » paramètres à optimiser

S : domaine de recherche (l'espace de solutions)

Soit $F^* = (f_1^*, f_2^*, \dots, f_k^*)$ la solution idéale (utopique) du problème multi - objectif, une solution qui minimise simultanément toutes les fonctions objectif. Dans un système réel, il est pratiquement impossible de trouver une telle solution. Pour l'exemple, la figure A3.7 montre un système ayant deux fonctions f_1 et f_2 .

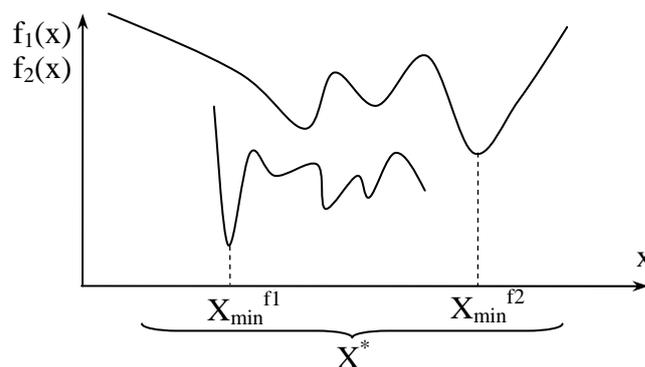


Figure A3.7 – Optimisation multi - objectif

On peut observer que la première fonction à minimiser trouve sa valeur optimale pour un autre point que la 2^{ème} fonction. Il est donc nécessaire de trouver un compromis entre

l'importance d'une fonction et l'importance de l'autre, et donc de pondérer les deux objectifs proportionnellement à leur importance.

Pour cette raison, le problème général d'optimisation multi - objectif (A3.13) doit être mis sous une autre forme. Une des méthodes la plus utilisée est la suivante [Andersson, 2001] :

$$\left\{ \begin{array}{l} [MIN] \quad F(X) = \sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot f_i(X) \\ x_{i,min} \leq x_i \leq x_{i,max}, \forall i \in [1, n] \\ \sum_{i=1}^k \lambda_i = 1; \lambda_i > 0 \end{array} \right. \quad (A3.13)$$

Les fonctions à minimiser doivent être pondérées avec les poids λ_i qui représentent une mesure de l'importance de chaque fonction objectif. Les poids sont établis ad hoc par une décision subjective pour chaque problème particulier d'optimisation multi-objectif [Das, 1997], [Steuer, 1986].