VERS L'AMELIORATION DE LA SECURITE DESRESEAUX ELECTRIQUES DE PUISSANCE

Yvon Besanger

▶ **To cite this version:**

Yvon Besanger. VERS L'AMELIORATION DE LA SECURITE DESRESEAUX ELECTRIQUES DE PUISSANCE. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006. tel-00172945

HAL Id: tel-00172945

https://theses.hal.science/tel-00172945

Submitted on 18 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.

VERS L'AMELIORATION DE LA SECURITE DES RESEAUX ELECTRIQUES DE PUISSANCE

Habilitation à Diriger des Recherches de l'Institut National Polytechnique de Grenoble

Yvon Bésanger
Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
UMR 5529 INPG/UJF-CNRS

04 DECEMBRE 2006

JURY

Président	Jean-Paul HAUTIER	(Pr. ENSAM)
Rapporteur	Daniel KIRSCHEN	(Pr. Université de Manchester, UK)
Rapporteur	Shahrokh SAADATE	(Pr. Université Henri Poincaré, Nancy)
Rapporteur	Seddik BACHA	(Pr. Université Joseph Fourier, Grenoble)
Examinateur	Mircea EREMIA	(Pr. Université de Bucarest, Roumanie)
Examinateur	Nouredine HADJSAID	(Pr. INPGrenoble)
Examinateur	Christophe KIENY	(Ingénieur de Recherche EDF)

SOMMAIRE

1. Les enjeux de la sécurité des réseaux 5

2. La sécurité des réseaux de transport 7

2.1. Qu'est-ce que la sécurité des réseaux ? 7

2.2. Les dispositifs FACTS pour l'amélioration de la sécurité dynamique 8

2.2.1. Contexte et position du problème 8

2.2.2. Interactions de régulation 9

a) Mise en évidence d'interactions 9

b) Une première approche: la méthode minimax 11

c) Une deuxième approche: la méthode linéaire quadratique décentralisée 13

d) *Les indices de sensibilités 14*

e) Les indices d'influence 15

2.2.3. Interactions FACTS - charges dynamiques 16

a) Importance de la modélisation dynamique des charges 16

b) Introduction des incertitudes paramétriques des charges 18

c) *Méthodes de compensation de la moyenne des phases 18*

d) Techniques robuste de dimensionnement : les inégalités matricielles linéaires 19

2.2.4. Suite envisageable 20

2.3. Contrôle de performances des producteurs indépendants 21

2.3.1. Les services système 21

2.3.2. Performances des producteurs et nécessité de contrôles adaptés 21

2.3.3. Nouvelle technique de contrôle de performances fondée sur l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations 22

2.3.4. Quelques éléments de réflexion pour développer le contrôle de performances 25

2.4. Gestion des situations critiques 26

2.4.1. Prévention des pannes d'électricité généralisées (blackouts) 26

2.4.2. Reconstruction du réseau: une vision intégrée du transport et de la distribution 28

a) Quel apport des productions décentralisées pour les situations critiques ? 28

b) "Deep Build Together" : une nouvelle méthode de reconstitution du système 28

c) Faisabilité de la méthode : analyses et propositions 31

3. Vers les réseaux de distribution du futur 33

3.1. Introduction 33

3.2. La sûreté de fonctionnement *34*

3.2.1. La démarche entreprise 34

3.2.2. La simulation Monte-Carlo pour la sûreté de fonctionnement 34

3.2.3 Les applications développées 35

3.2.4. Les possibilités d'accélération de la simulation Monte-Carlo 37
3.2.5 Vers un outil d'aide aux gestionnaires des réseaux 38
3.3. Réglage de tension à l'aide de la production décentralisée 39
3.3.1. La résolution d'un problème par la cause qui l'a engendré 39
3.3.2. Une stratégie de réglage de tension basée sur une coordination optimale des GED 40
3.3.3. Sélection optimale des noeuds pilotes 43
3.3.4. Comparaison avec d'autres types de réglages 45
3.3.5. Les évolutions envisagées 45
4. Que chercher dans les années à venir ? 46
4.1. Réflexion sur les paramètres pouvant influer une orientation de recherche 46
4.2. Position des travaux développés jusqu'à ce jour 46
4.3. Que va engendrer la mutation en cours des réseaux ? 47
4.3.1. Evolution des réseaux de transport 48
4.3.2. Les réseaux de distribution du futur 48
4.4. Mes orientations de recherche pour les années à venir 49
4.4.1. Position du contexte 49
4.4.2. Mes activités futures sur les réseaux de transport... 50
4.4.3. ...et sur les réseaux de distribution 53
4.5. En guise de conclusion finale pour terminer cette fin de mémoire 53
Bibliographie 55
Annexes 58
Annexe 1 58
Annexe 2 60
Annexe 3 64
Annexe 4 65

1. Les enjeux de la sécurité des réseaux

Le réseau électrique est une infrastructure vitale et stratégique pour nos sociétés modernes. Aujourd'hui, la perte du réseau est une véritable catastrophe quand cela arrive, tant nous dépendons de l'énergie électrique. Pourtant, c'est un système très énergétique qui doit constamment préserver un équilibre fragile entre la production et la consommation, du fait que l'électricité ne se stocke pas en grande quantité. Or, le réseau est un système complexe de grande dimension et multi-couches qui est sujet en permanence à des perturbations diverses, ce qui rend son comportement chaotique et difficile à maîtriser.

Pourtant, dans les sociétés de consommation actuelles, la rupture de l'alimentation en électricité est de moins en moins acceptée. Cela peut éventuellement être discutable lorsque cette énergie est utilisée pour des fonctions directement liées au confort des usagers, cela l'est beaucoup moins lorsqu'il s'agit de fonctions plus prioritaires (industries, hôpitaux, aéroports, échanges internationaux, etc.). Dans tous les cas, une panne majeure du réseau, selon son étendue, peut coûter des dizaines de milliards d'euros et affecter des dizaines de millions de consommateurs. L'impact économique et social d'une panne peut donc être considérable.

Au fur et à mesure des décennies, on a pu développer et renforcer le réseau afin de faire face à l'augmentation des besoins en électricité, mais cela n'est plus d'actualité aujourd'hui. En effet, des contraintes fortes au niveau économique, politique et environnemental font que l'augmentation des capacités de production et de transport n'est plus proportionnelle à l'augmentation de la consommation et ce, même si cette dernière est moins importante qu'auparavant du fait des délocalisations de gros clients industriels (aciéries, par exemple). Cela découle des investissements énormes (considérant tous ceux déjà réalisés) nécessaires pour construire de nouvelles infrastructures, du refus des citoyens de voir pousser des centrales ou des lignes près de chez eux (politique du "not in my backyard") ou de la volonté internationale de réduire les émissions de gaz à effet de serre (le protocole de Kyoto - 1997 [NU98]), qui pousse à éviter de construire de nouvelles grandes centrales "polluantes". Les systèmes de puissance arrivent alors à saturation et sont aujourd'hui exploités près de leurs limites de sécurité, fait qui pourra conduire à des situations catastrophiques. Il faut donc passer d'une logique d'expansion à une logique d'adaptation et d'optimisation des structures existantes.

D'autres facteurs affectent la sécurité des réseaux. La dérégulation de l'industrie de l'électricité en est un. Avec l'avènement de cette libéralisation du marché de l'électricité, les concepts classiques d'exploitation 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. Entre autres, on peut remarquer :

- La production classique n'est plus concentrée dans une seule main, il existe des producteurs indépendants qui peuvent détenir des capacités de production non négligeables.
- De nombreux acteurs participent à la vie du système électrique, chacun avec ses propres rôles et intérêts économiques, parfois exacerbés et antithétiques (exemple de la compagnie ENRON, USA [YOD00, CAI02]).

Il s'agit donc d'un jeu économique avec des enjeux importants et complexes qui, s'il n'est pas maîtrisé, peut également engendrer des situations critiques. La crise énergétique californienne de l'année 2000 [MEN02, BUS03] et les grandes pannes d'électricité [POS00] en sont des exemples typiques.

La dérégulation ainsi que le danger potentiel lié aux changements climatiques et au réchauffement planétaire ont été les facteurs déclenchant l'insertion progressive de production décentralisée dans

les réseaux, notamment des productions de petite et moyenne taille au niveau des réseaux de distribution. En effet :

- La dérégulation a conduit à une privatisation progressive des secteurs de la production et de la distribution du produit électricité, et donc à la désintégration verticale du système électrique. L'instauration de cette libéralisation du marché électrique suscite des vocations chez les producteurs indépendants potentiels, qui voient là un moyen de réaliser des profits sur un marché concurrentiel. Cela fait partie des objectifs de la dérégulation : provoquer une dynamique économique favorisant le développement des secteurs de l'énergie.
- Le protocole de Kyoto de 1997 vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre pour les ramener d'ici à 2012 à leur niveau de 1990. Dans le domaine de la production d'électricité, ce protocole favorise l'utilisation des énergies renouvelables. Cependant, à l'heure actuelle, les énergies renouvelables et/ou non conventionnelles, à l'exception de l'énergie hydraulique, ne sont pas rentables. Leur relative compétitivité vient principalement de subventions sous forme d'obligation de rachat par le distributeur à des tarifs élevés. Mais on estime que ces nouvelles filières deviendront compétitives quand elles approcheront leur maturité technologique, et que leur exploitation sera rentable sans subventions autour de 2020 [MUL-03]. Le mixage de ces ressources avec les ressources classiques devrait alors favoriser grandement le respect de l'environnement.

Ces deux grandes évolutions récentes conduisent aujourd'hui à une accélération du phénomène d'insertion de production décentralisée d'électricité. Or, les réseaux électriques n'étant pas prévus pour cela au départ du fait de leur structure verticalement intégrée, cela ne va pas sans poser certains problèmes. Les réseaux de distribution, qui étaient passifs, se contentaient d'acheminer l'énergie du transport vers les consommateurs finaux. Avec des taux de production décentralisée non négligeables, on pourra assister à des remontées de flux de puissance de la distribution vers le transport. Les réseaux de distribution deviendront actifs. Cela implique donc une remise en cause profonde de l'ensemble du système, tant du point de vue de la gestion des transferts d'énergie, des architectures, des systèmes de protection, des systèmes de contrôle-commande pour le réseau intégré (transport et distribution), de la flexibilité, des services-système (notamment ceux demandés aux producteurs indépendants) et, bien sûr, de la gestion de la sécurité globale.

Après les événements du 11 septembre 2001 à New York City et à Washington DC, la philosophie des systèmes électriques a changé radicalement. La notion de sécurité a pris une autre dimension ; des organismes et départements qui s'occupent exclusivement de la sécurité physique et opérationnelle des réseaux électriques sont apparus dans la plupart des pays et des recherches sont en cours pour évaluer les conséquences d'éventuelles attaques terroristes sur les réseaux électriques. Dans le même ordre d'idée, on a vu apparaître récemment le concept d'infrastructures critiques et un institut international de recherche a été créé (CRIS: International Institute for Critical Infrastructures [CRIS]), partant du constat que les réseaux électriques, les réseaux de communication et les réseaux informatiques sont de plus en plus imbriqués et dépendants les uns des autres. On doit donc aujourd'hui les considérer comme des infrastructures intégrées et trouver les directions de recherche et développement permettant de d'assurer leur survie et leur intégrité en cas d'événements catastrophiques, notamment liés aux phénomènes naturels, dans le futur.

L'étude et l'amélioration de la sécurité des réseaux de puissance, en incluant l'amélioration de leurs performances qui est liée, est donc aujourd'hui une nécessité absolue et j'ai alors décidé d'apporter ma modeste contribution à ce vaste programme en explorant un certain nombre de pistes qui me semblent opportunes, compte tenu du contexte actuel et des mutations profondes en cours. Parmi ces pistes, on peut citer l'utilisation de "nouvelles technologies" comme les FACTS, les mesures synchronisées par GPS, mais aussi la sûreté de fonctionnement, les services-système susceptibles d'être apportés par les producteurs indépendants, la prévention des pannes d'électricité généralisées

(*blackouts* en anglais) et l'optimisation de la reconstruction du réseau lorsque la panne n'a pu être évitée. Je vais donc développer ces thèmes dans la suite de ce mémoire en séparant ceux qui concernent les réseaux de transport de ceux qui concernent les réseaux de distribution. Cette séparation est plus une volonté de ma part de définir deux grands axes de recherche plutôt que le reflet d'une réalité technique car, nous le verrons par la suite, les impacts réciproques du transport et de la distribution imposent parfois de les intégrer dans la même étude. Il est d'ailleurs probable que se soit de plus en plus vrai dans l'avenir, mais n'anticipons pas tout de suite. Je présenterai ensuite mes orientations de recherche pour les années à venir.

2. La sécurité des réseaux de transport

2.1. Qu'est-ce que la sécurité des réseaux ?

Le niveau de sécurité d'un réseau est jugé satisfaisant si, d'une part, il est apte à assurer l'équilibre production-consommation en respectant certaines limites admissibles liées aux transits de puissance dans les lignes, aux tensions en chaque noeud et aux points de fonctionnement des groupes de production et si, d'autre part, il est apte à "survivre" à une perturbation plus ou moins violente. On parle dans le premier cas de **sécurité statique** et, dans le second, de **sécurité dynamique** du réseau.

La **sécurité statique** concerne le bon fonctionnement du réseau en régime permanent qui ne peut être garanti que si [ERE00] :

- Toutes les consommations actives et réactives sont satisfaites. Il s'agit là de l'objectif fondamental d'un réseau : assurer l'alimentation de toutes les charges qui sont connectées. Cet équilibre est nécessaire pour maintenir la fréquence à sa valeur nominale.
- Les tensions en tous les noeuds du réseau sont comprises entre des limites maximum et minimum. En effet, des tensions trop basses peuvent conduire à un écroulement généralisé et des tensions trop élevées peuvent endommager les équipements ou dégrader leur fonctionnement (vieillissement prématuré des isolants, saturation des transformateurs).
- Les transits dans les lignes et les transformateurs sont inférieurs aux limites admissibles, que ce soit pour les courants (limite thermique pour l'échauffement des conducteurs) ou pour les puissances (limite de stabilité). A noter que des lignes surchargées peuvent être déclenchées par leurs protections, ce qui dégrade le plan de tension et peut entraîner un écroulement. Une autre conséquence possible est que le report des transits des lignes déclenchées sur d'autres lignes peut les surcharger à leur tour et provoquer des déclenchements en cascade, éventuellement jusqu'à la panne généralisée.
- Les points de fonctionnement en puissance active et réactive des groupes de production restent à l'intérieur d'un diagramme appelé "diagramme de groupe", qui permet de garantir que le courant nominal n'est pas dépassé.

Le réseau est dit en état de sécurité N si il respecte les contraintes de sécurité énoncées ci-dessus alors qu'il ne subit pas d'incident.
S'il respecte toujours ces contraintes après la perte d'un ouvrage (ligne, transformateur, générateur, etc.), le réseau sera dit en état de sécurité N-1. Cette règle se généralise à la perte de k ouvrages (sécurité N-k).

La **sécurité dynamique** concerne l'évolution temporelle du réseau après une perturbation. Si la perturbation est forte et brutale, comme par exemple la perte d'un ouvrage ou un court-circuit, les variations importantes des grandeurs physiques peuvent faire perdre le synchronisme aux générateurs. De telles perturbations sont susceptibles de provoquer des comportements non-

linéaires du système. On parlera alors de problème de stabilité transitoire, ou stabilité de première oscillation. Celle-ci dépend fortement de l'ampleur, de la durée (dans le cas d'un court-circuit) et de la position de la perturbation, ainsi que de l'état initial du réseau.
Inversement, si les perturbations sont faibles, comme par exemple des variations graduelles de charges, nous parlerons de stabilité dynamique, ou stabilité en petits signaux.
En fait, les termes transitoire et dynamique caractérisent des phénomènes à échelle de temps différente. Le régime transitoire concerne les instants immédiats après la perturbation (quelques millisecondes à quelques secondes) alors que le régime dynamique désigne la période suivant le régime transitoire jusqu'à ce que le système revienne à l'état d'équilibre (quelques secondes à quelques dizaines de secondes), ou qu'il ne devienne instable.

Je tiens à préciser que les travaux exposés dans ce mémoire ne concernent pas l'analyse de la sécurité, laquelle cherche à évaluer le niveau de sécurité d'un réseau et à détecter ses points faibles afin de proposer aux exploitants des réseaux des mesures préventives si les défaillances examinées se produisent. L'analyse de la sécurité est un sujet qui a déjà été largement étudié dans la littérature. Les thèmes développés ici concernent plutôt quelques moyens d'améliorer la sécurité globale et les performances associées des réseaux. Je vais commencer par présenter un thème de recherche sur les interactions des dispositifs FACTS, qui met en oeuvre les connaissances acquises pendant ma thèse sur ces systèmes.

2.2. Les dispositifs FACTS pour l'amélioration de la sécurité dynamique

2.2.1. Contexte et position du problème

Le consortium de recherche américain EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé le projet FACTS (Flexible AC Transmission System) en 1988 [HIN90, GYU90]. C'est un projet à long terme qui vise à rendre les réseaux plus "flexibles" au moyen de dispositifs à base d'électronique de puissance, et plus particulièrement de thyristors et thyristors GTO.
Il existe de nombreux types de systèmes FACTS. Nous allons faire ici une description sommaire des principaux et le lecteur pourra se reporter à la référence [BES96] pour plus de détails sur ces dispositifs. Dans la famille des FACTS, on peut donc distinguer :

- Les compensateurs statiques d'énergie réactive (*Static Var Compensator* SVC, *STATic COMpensator* STATCOM, etc.) : la compensation est de type shunt et ils réalisent le soutien local de la tension en absorbant ou fournissant de la puissance réactive à l'endroit où ils sont connectés. Ils sont également utilisés pour améliorer la stabilité dynamique du système, en leur ajoutant une boucle de régulation supplémentaire pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence.
- Les compensateurs série réglables (*Thyristors Controlled Series Compensator* TCSC, *Synchronous Source Series Compensator* SSSC, etc.) : ils permettent de modifier l'impédance apparente des lignes, et donc la puissance transmise ainsi que d'amortir les oscillations de puissance basse fréquence.
- Les déphaseurs statiques (*Static Phase Shifters* SPS) : ce sont des transformateurs à rapport de transformation complexe dont le réglage est effectué par des thyristors. Ils assurent alors un contrôle de l'angle de transmission sur les lignes où ils sont implantés, et donc un contrôle de la puissance qui transite par ces lignes.
- Le déphaseur-régulateur universel (*Unified Power Flow Controler UPFC*) : il englobe les caractéristiques des compensations shunt et série, ainsi que des déphaseurs. Il est donc capable d'agir sur les trois paramètres (tension, impédance, déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport.

Nous avons commencé à étudier les systèmes FACTS, dans l'équipe "Réseaux" du LEG, en 1993, lorsque j'ai débuté ma thèse. Il s'agissait à l'époque de d'analyser et de caractériser leur impact sur les performances générales des réseaux et la sécurité statique (stabilité de tension, capacité de transit de puissance dans les lignes, etc.) dans les réseaux de transport, puis de développer des modèles dynamiques en collaboration avec l'équipe "Commande" de l'époque (l'équipe SYREL est née par la suite de la fusion de l'équipe "Réseaux" et de l'équipe "Commande"). Ces modèles dynamiques, entre autres, nous ont permis de développer un nouveau thème de recherche sur les interactions des FACTS, donc sous l'angle de la sécurité dynamique.

L'insertion de dispositifs FACTS dans des réseaux complexes et interconnectés, pour une meilleure exploitation et l'amélioration de leurs performances en régime permanent, introduit une nouvelle dimension en terme de dynamique que l'on se doit d'examiner attentivement pour que cette insertion puisse se faire avec succès. Il est donc essentiel que ces dispositifs soient coordonnés entre eux, mais aussi avec les autres équipements du réseau, pour éviter que leurs actions n'aient un effet négatif sur la sécurité globale du réseau.
On voit ici apparaître la notion d'interaction des dispositifs FACTS entre eux, mais aussi avec d'autres éléments du réseau dont les régulations des machines et les charges dynamiques.
Ces interactions peuvent être de différents types dont les principaux sont les interactions harmoniques, les résonances sous-synchrones, les interactions torsionnelles sous-synchrones et les interactions de régulation. Ces interactions, par l'apparition ou l'amplification de résonances et d'oscillations basses fréquences, peuvent endommager gravement la stabilité du réseau du fait des puissances mises en jeu. Des exemples de situations réelles relatés dans la littérature [HA92, HA87, GE90, LA90, CL95, IEEE95, IEEE96, BR96, WO96, BE94-2, RA89, TH96] nous ont poussé à chercher des solutions à ces interactions, compte tenu qu'il était probable que les systèmes FACTS prendraient une part de plus en plus significative dans l'exploitation des réseaux du fait des avancées technologiques constantes concernant les composants d'électronique de puissance. Nous avons alors focalisé nos recherches sur les interactions de régulation et les interactions FACTS - charges dynamiques, qui sont les plus méconnues.

Les interactions des FACTS se présentent donc sous la forme d'apparition ou d'amplification d'oscillations dans le réseau pouvant entraîner une instabilité. Par conséquent, l'analyse de ces phénomènes se place dans le cadre de la stabilité dynamique et donc, de la théorie des petits signaux. Les valeurs propres de la matrice d'état, provenant de la représentation linéarisée du système, fournissent un outil d'étude de ces oscillations en termes de fréquence et d'amortissement des modes d'oscillation. De plus, l'utilisation de propriétés liées à ces valeurs propres permettent, entre autres, de mesurer la participation des différentes variables d'état à chaque mode oscillatoire. Une présentation sommaire de la représentation d'état et des modes d'oscillation d'un réseau est donnée en annexe 1 et la théorie des petits signaux est détaillée dans les références [KUN93, PAS 98, AMM00]

2.2.2. Interactions de régulation

a) Mise en évidence d'interactions

La première étape de ce travail a consisté à mettre en évidence et à caractériser des phénomènes d'interaction entre dispositifs FACTS et éléments du réseau dont le PSS (Power System Stabilizer) ainsi qu'entre les dispositifs FACTS entre eux. Les PSS sont des boucles de régulation qui ont été insérées à l'origine sur les systèmes d'excitation des générateurs pour amortir les oscillations électromécaniques basse fréquence (de l'ordre de 0,2 à 1,8 Hz), qui persistent sur de longues

périodes et par conséquent, limitent et perturbent le transit de puissance. Ces oscillations peuvent, de plus, croître et rendre le réseau instable.
Compte tenu de leur réponse rapide à des changements dans les réseaux de puissance, les systèmes FACTS sont également apparus comme des outils efficaces pour l'amortissement de ces oscillations [PA95] en leur ajoutant une boucle PSS, comme indiqué sur la figure 1.

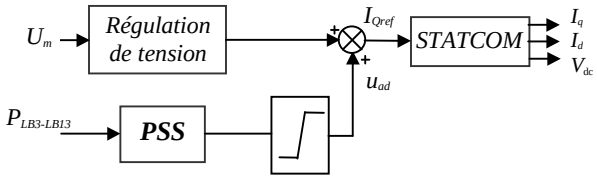


Figure 1 : *STATCOM pour le soutien de tension et l'amortissement des oscillations de puissance*

Cependant, comme nous l'avons vu ci-dessus, il peut résulter de l'installation de ces dispositifs, que ce soit en fonctionnement conventionnel ou afin d'amortir les oscillations de puissance, des phénomènes d'interaction.
Pour la mise en évidence de ces phénomènes, considérons le réseau test 4 machines génératrices - 2 zones suivant :

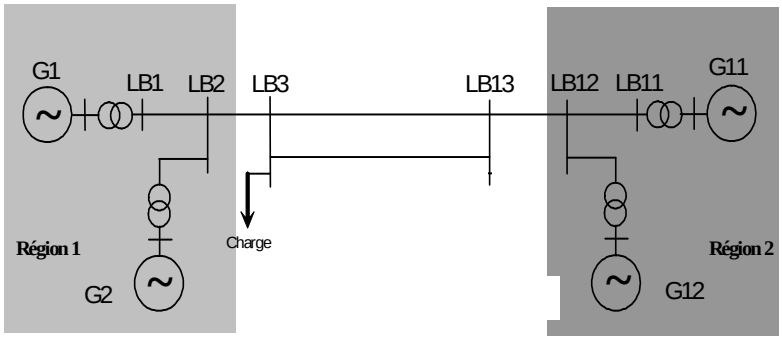


Figure 2 : *Réseau test 4 machines - 2 zones*

Ce réseau est composé de 2 zones comportant chacune 2 machines. Les machines synchrones sont de puissance égale et équipées de régulations identiques (régulations de tension et de couple mécanique, pas de PSS dans un premier temps). Les 2 zones sont topologiquement symétriques et elles sont reliées entre elles par 2 lignes d'interconnexion. Les données complètes du réseau sont fournies dans la référence [KUN93].
Une étude petits signaux a été menée afin de déterminer les différents modes d'oscillation électromécaniques présents dans ce réseau test. Il s'agissait de calculer les facteurs de participation de chaque variable d'état pour l'ensemble des valeurs propres du système afin d'identifier les modes oscillatoires. On a notamment identifié un mode d'oscillation faiblement amorti entre les 2 zones (groupe de machines G1 et G2 oscillant contre le groupe G11 et G12) que l'on nommera "mode inter-régions" par la suite.
Nous avons montré des interactions de régulation dans différents cas :

- Interaction STACOM - régulations des machines :

Un STATCOM est installé sur le réseau pour réaliser un soutien de tension. On applique ensuite un court-circuit fugitif sur une des lignes d'interconnexion. Ce soutien apparaît nettement sur la figure 3 a) mais dans le même temps, on distingue une oscillation (amortie) sur la tension qui persiste plus longtemps en présence du STATCOM.

- Interaction STATCOM - STATCOM

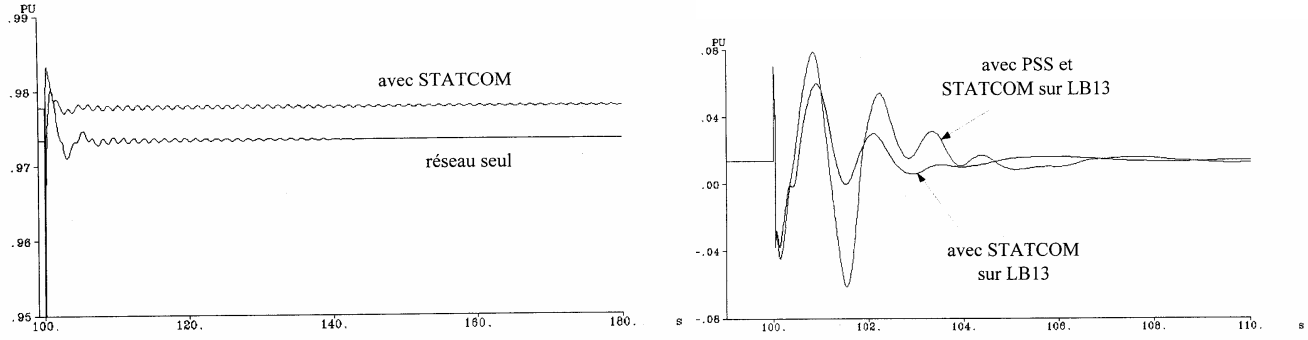
Un deuxième STATCOM est implanté dans le réseau Cette nouvelle insertion entraîne une instabilité. Les deux STATCOMs s'opposent et une oscillation à la fréquence du mode inter-régions, excitée par le court-circuit fugitif, devient divergente.

- Interaction STATCOM - PSS

On ajoute un PSS sur une machine, puis un STATCOM dans le réseau. On obtient une dégradation de l'amortissement du mode inter-régions, mais qui n'entraîne pas d'instabilité.

- Interaction STATCOM(PSS) - PSS

Ce cas est identique au précédent, à la différence près que le STATCOM est cette fois dimensionné pour l'amortissement des oscillations de puissance et non plus en soutien de tension. On a alors ajouté une boucle de type PSS dans la commande du dispositif FACTS, cette boucle étant dimensionnée par la technique classique de sensibilités (compensation de phase du mode d'oscillation critique) [CHO89, DEM80], qui est la plus utilisée par les exploitants de réseaux pour le calcul des correcteurs d'amortissement dans le cas général. Comme le montre la figure 3 b), on se retrouve une nouvelle fois avec une dégradation du mode inter-régions lorsque les deux dispositifs sont en présence, comparativement au cas où le STATCOM est seul sur le réseau.



a) Tension au noeud de connexion du STACOM b) Transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion

***Figure 3** : interactions liées à l'insertion d'un STATCOM dans le réseau*

Au vu de ces interactions de régulations, qui ont un effet négatif dans la majorité des cas (dans les autres cas, au mieux, il n'y a pas d'effet), il apparaît donc nécessaire de coordonner les dispositifs FACTS et certains éléments du réseau tels que les PSS. Cela veut dire effectuer un dimensionnement global des régulations à l'aide de techniques d'optimisation. C'est ce à quoi nous nous sommes attachés dans la deuxième étape de ce travail. Nous nous sommes alors orientés vers l'application de deux techniques susceptibles d'atténuer les effets des interactions : une méthode de type "minimax", d'une part, et une méthode linéaire quadratique décentralisée (LQR) d'autre part.

Il est à noter que les compétences sur ces lois de commande optimales n'existaient pas dans notre équipe de recherche. Elles ont donc été apportées au travers d'une collaboration avec le Laboratoire d'Automatique de Grenoble (co-encadrement de la thèse de Jean-Christophe Passelergue par Didier Georges). Cela a d'ailleurs apporté un nouveau champ d'application pour ces techniques.

b) Une première approche: la méthode minimax

La méthode minimax permet de minimiser les valeurs correspondant au pire des cas (valeurs maximales) d'un jeu de fonctions à plusieurs variables en imposant éventuellement des contraintes, toujours sous forme de fonction. L'expression mathématique de minimax est la suivante :

minimiser {max(F(X))} (1)
X sujet à H(X)>0

où : X est un vecteur composé de l'ensemble des variables
F(X) définit le jeu de fonction à minimiser
H(X) correspond au jeu de fonctions décrivant les contraintes.

Pour notre cas, les fonctions à minimiser sont les opposés des taux d'amortissement des modes cibles (ce qui revient à les maximiser) tout en fixant comme contraintes des taux d'amortissement minimaux à assurer pour les autres modes d'oscillation. Si nous nous attachons à coordonner les gains des boucles d'amortissement d'un STATCOM et d'un PSS sur une machine, par exemple, on constate qu'il n'est pas possible d'exprimer explicitement les taux d'amortissement des modes d'oscillation en fonction des gains des boucles. Aussi convient-il de réaliser un processus itératif où on devra recalculer la matrice d'état et les valeurs propres du système à chaque itération. La méthodologie de coordination développée sur la base de la technique minimax est donnée sur l'organigramme suivant :

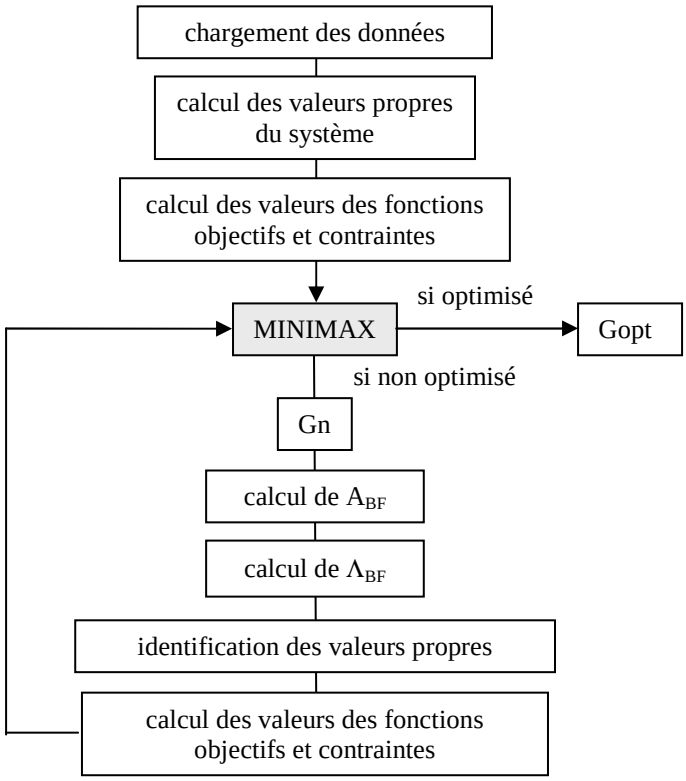


Figure 4 : *Structure du programme de coordination par minimax*

La figure 5 donne une illustration des résultats obtenus par la méthode minimax dans le cas de la coordination d'un STATCOM utilisé pour l'amortissement des oscillations de puissance et un PSS, le mode d'oscillation cible étant le mode inter-régions. On a bien amélioré l'amortissement de ce mode :

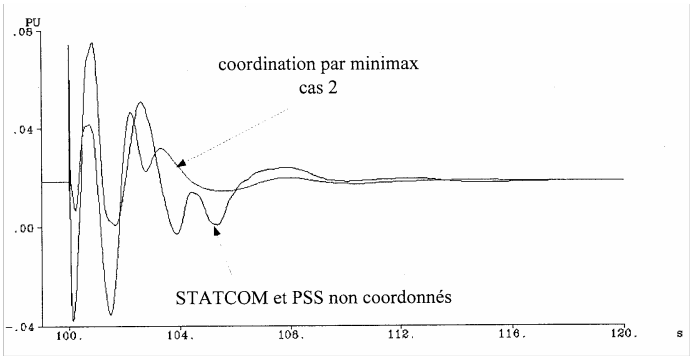


Figure 5 : *Transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion*

c) <u>Une deuxième approche: la méthode linéaire quadratique décentralisée</u>

La méthode linéaire quadratique décentralisée (LQR) découle de la théorie de la commande optimale. Il s'agit de stabiliser un système continu défini par ses équations d'état en déterminant une commande minimisant un critère quadratique exprimant un compromis entre les performances désirées (temps de réponse, dépassement) et une économie de l'énergie de commande. C'est un problème spécifique aux systèmes de grande taille, et donc aux réseaux électriques, car la boucle de retour d'état nécessite seulement quelques variables, et non pas le retour d'état complet. De fait, le retour d'état complet poserait plus de problèmes car les réseaux sont dotés de plusieurs régulateurs (AVR, PSS, FACTS, etc.) et chaque régulateur dispose de ses propres signaux d'entrée qui sont le plus souvent mesurables localement. La figure 6 donne l'évolution temporelle du transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion après le court-circuit fugitif et nous observons bien que l'amortissement du mode inter-régions est plus élevé avec coordination que sans.

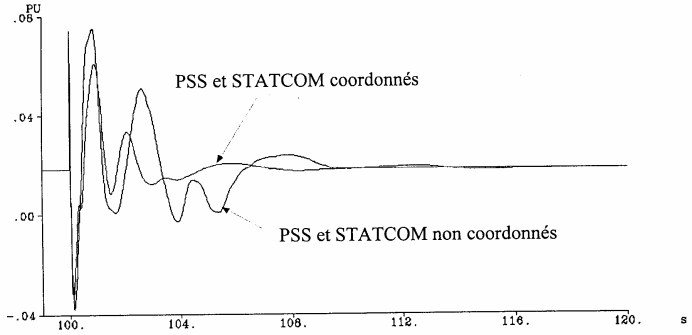


Figure 6 : *Transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion*

Les figures fournies ici ne représentent, bien entendu, qu'un petit extrait des résultats obtenus. L'analyse complète, et notamment des taux d'amortissement de tous les modes d'oscillation montre que la méthode LQR décentralisée donne sensiblement les mêmes résultats que la méthode minimax.
De fait, la méthode minimax permet à l'utilisateur de s'autoriser la dégradation de certains modes, dans des limites fixées, et ce, au profit de l'amortissement des modes cibles. Au contraire, la méthode LQR décentralisée, en assurant une stabilisation globale du système, ne permet pas d'établir un tel compromis. Avec la coordination, les phénomènes d'interaction ne sont pas supprimés, mais leurs effets sont simplement atténués.

Cette limitation de la coordination nous a conduit à mener une réflexion en amont sur le positionnement des systèmes FACTS dans le réseau. L'idée était de prévoir et de caractériser l'importance des phénomènes d'interaction lors de l'insertion de systèmes FACTS afin de

positionner ces derniers dans le réseau en évitant les interactions trop "violentes". Ceci devrait permettre ensuite à la coordination de n'avoir plus à gérer que les interactions les plus faibles, et donc d'obtenir au final une meilleur stabilisation du réseau. Nous avons alors développé, à partir des concepts de commandabilité et d'observabilité de la théorie des petits signaux, des indices de sensibilité et d'influence.

d) Les indices de sensibilités

Les indices de sensibilité sont calculés pour chaque noeud susceptible de recevoir le dispositif FACTS que l'on cherche à implanter et permettent de déterminer pour quel positionnement de ce dernier la valeur propre λi est la moins sensible, et donc pour quel positionnement les phénomènes d'interaction seront les moins violents concernant le mode d'oscillation lié à cette valeur propre. Ces indices sont déterminés à partir de la représentation modale du réseau, qui découle de la représentation d'état linéarisée classique (Cf. Annexe 1, équation A1) associée à un changement de base.

$$\dot{z} = \Lambda.z + Bm.\Delta u \qquad (2)$$
$$\Delta y = Cm.z + D.\Delta u$$

Où : z est le vecteur d'état
Λ est la matrice diagonale des valeurs propres
Bm et Cm sont respectivement les matrices de commandabilité et d'observabilité
Δu est le vecteur des variables d'entrée
Δy est le vecteur des variables de sortie

On définit alors l'indice modal de sensibilité pour un STATCOM (par exemple) connecté au noeud 'n' du réseau par :

$$SI_{\lambda_i}(n) = \left\| \frac{c_{m_{i,\Delta Vn}} . b_{m_{i,\Delta IQn}}}{\lambda_i} \right\| \qquad (3)$$

Avec : ΔVn : variation de tension au noeud 'n'
$c_{mi,\,\Delta Vn}$: facteur d'observabilité de la valeur propre λi par le signal ΔVn. C'est un coefficient de la matrice d'observabilité Cm
ΔIQn : échange de réactif entre STATCOM et réseau au noeud 'n'
$b_{mi,\,\Delta IQn}$: facteur de commandabilité de λi par le signal ΔIQn, c'est un coefficient de la matrice de commandabilité Bm

Comme sur un grand réseau, il n'est pas raisonnable d'envisager l'étude de l'ensemble des modes un par un, nous avons alors défini un indice global de sensibilité exprimé par :

$$GSI(n) = \sum_{i=1}^{i=N} \left[pond(i) \cdot SI_{\lambda_i}(n) \right] \qquad (4)$$

'N' est le nombre de modes du système. 'pond(i)' correspond à la pondération du mode i, dans le cas où l'on souhaite privilégier certains modes.

La figure 7 donne le résultat du calcul de ces indices pour le positionnement d'un STATCOM dans le réseau WSCC 29 machines - 173 noeuds. Etant donné la dimension relativement importante de ce réseau et le nombre élevé de modes d'oscillation (plus de 400), nous ne montrons les indices que pour un échantillon de 25 noeuds répartis sur l'ensemble du système.

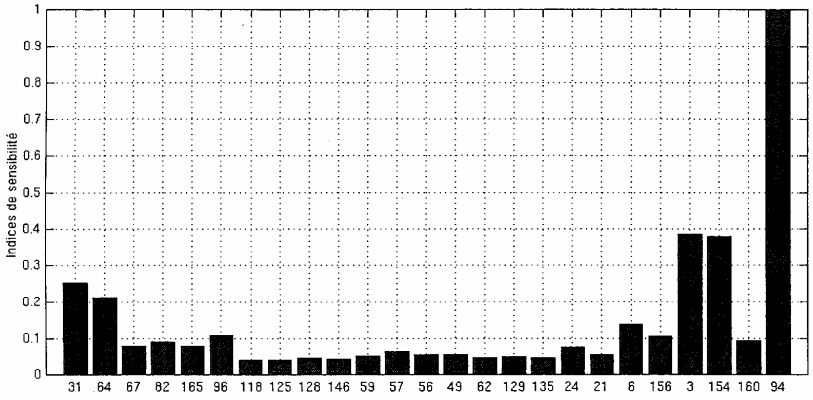


Figure 7 : *indices globaux de sensibilité pour chaque noeud*

On rappelle que le calcul des indices globaux peut se faire avec et sans pondération. Alors que les indices non pondérés relatent l'activité globale qu'aurait un STATCOM s'il est inséré dans le réseau, les indices pondérés nous mettent plus particulièrement en garde quant aux phénomènes d'interaction sur les modes les plus faiblement amortis (donc les plus instables) que l'on aura fait ressortir. Ces deux indices sont donc complémentaires. A noter qu'ils ne font pas de distinction entre un effet bénéfique ou au contraire néfaste d'un phénomène d'interaction. Ainsi, leur application risque de nous interdire l'implantation d'un dispositif sur un noeud où il permettrait d'améliorer la stabilité du réseau.

e) <u>Les indices d'influence</u>

En ce qui concerne les indices d'influence, ils sont également calculés à partir des matrices de commandabilité et d'observabilité du système. L'application de ces indices permet de déterminer les zones subissant une forte influence d'un dispositif FACTS et par là même, de définir des zones où l'on s'interdira d'insérer un nouvel équipement de réseau sous peine de voir apparaître des phénomènes d'interaction entre ce nouvel équipement et le FACTS.
L'expression des indices modaux est :

$$II_{\lambda_i}(n) = \frac{100}{2} \cdot \left(\frac{\left\| c_{m_{i,\Delta Vn}} \right\|}{\max \left\| c_{m_{i,\Delta V}} \right\|} + \frac{\left\| c_{m_{i,\Delta \theta n}} \right\|}{\max \left\| c_{m_{i,\Delta \theta}} \right\|} \right) \cdot IS_{\lambda_i} \qquad (5)$$

où nous voyons apparaître une moyenne des facteurs d'observabilité du mode i pour la norme et l'angle de la tension des noeud du réseau, ainsi que l'indice de sensibilité du mode i à une petite variation du gain de la régulation du STATCOM. Une illustration de ces indices est donnée sur la figure 8 pour un STATCOM inséré dans le réseau 4 machines - 2 zones :

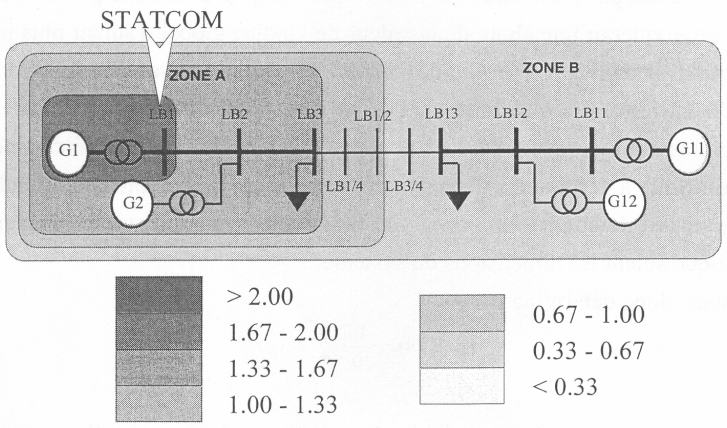


Figure 8 : *Zones d'influence du STATCOM*

Les résultats obtenus par cette première approche étaient prometteurs et nous avons cherché à les améliorer en utilisant des techniques basées sur les inégalités linéaires matricielles (LMI : Linear Matrix Inéqualities). Ce sont des lois de commande modernes qui permettent de régler un correcteur grâce à un algorithme itératif, en imposant son niveau de performance et de robustesse. Dans cette deuxième approche, nous nous sommes focalisés sur les interactions des systèmes FACTS avec les charges dynamiques, phénomène qui pose le problème de la modélisation dynamique des charges lors des études de stabilité des réseaux.

Là encore, la collaboration avec le LAG a été déterminante pour l'application aux réseaux de puissance de ces méthodes de commande optimale.

2.2.3. Interactions FACTS - charges dynamiques

a) Importance de la modélisation dynamique des charges

On accorde en général peu d'attention à la modélisation des charges dans l'étude de la stabilité dynamique (stabilité de tension et stabilité des angles) des réseaux électriques. Même s'il est vrai que dans l'étude de stabilité de tension (stabilité statique), on a de plus en plus tendance à inclure des modèles et comportements de charge différents que dans le passé, il n'en est pas de même dans l'étude de la stabilité des angles (stabilités dynamique et transitoire).
Dans l'étude de la stabilité dynamique des réseaux, on s'est plus attaché à la représentation des centres de production et du réseau de transport qu'à la modélisation des charges. On se contente généralement d'un modèle de charge statique et souvent de type impédance constante. Il y a toujours eu tendance à considérer les charges comme des composantes locales du réseau ne pouvant affecter que la stabilité de tension dans une zone et en aucun cas la stabilité des angles. Cependant, la tendance actuelle à équiper les réseaux de nombreux dispositifs tels que les FACTS (Flexible AC Transmission System) ou les régulateurs PSS (Power System Stabilizer) dans plusieurs endroits et à différents niveaux nécessite une attention particulière quant à la possibilité de leur interaction avec les charges.

Une étude en petits signaux complétée par une analyse fréquentielle et des simulations temporelles sous EUROSTAG, ont permis la mise en évidence de ces interactions. Reprenons le réseau test de la figure 9 :

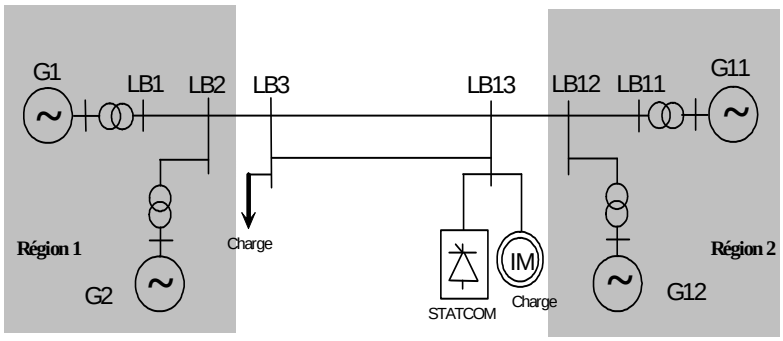


***Figure 9** : Réseau test 4 machines 2 zones*

Ce réseau est équipé d'un STATCOM (STATic COMpensator : compensateur statique d'énergie réactive) utilisé à la fois pour le soutien de tension et pour l'amortissement des oscillations de puissance (Cf. figure 1). La boucle d'amortissement des oscillations de puissance (PSS) est calculée sur la base d'un modèle de charge statique au nœud LB13 par la technique classique de sensibilités (compensation de phase du mode d'oscillation critique) [CHO89, DEM80], qui est la plus utilisée par les exploitants des réseaux.

Nous considérons que les charges raccordées aux nœuds LB3 et LB13 peuvent être représentées par des modèles dynamiques et/ou statiques (on peut agréger des charges de natures différentes). On connectera le STATCOM au nœud LB3 ou LB13 selon les cas.
Nous supposons également qu'un modèle du moteur à induction équivalent qu'on notera IM agrége les charges dynamiques dans les nœuds de consommation comme indiqué sur la figure 9.

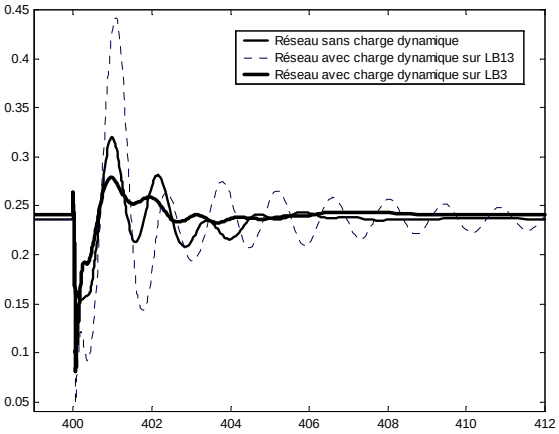


***Figure 10 :** Transit de puissance active de LB13 vers LB3*

On constate sur la figure 10 une interaction entre le STATCOM et la charge dynamique lorsque celle-ci est connectée au même nœud (LB13). Cette interaction ce traduit par une augmentation des oscillations en terme d'amplitude et un moins bon amortissement.
On peut noter que le même phénomène d'interaction entre le STATCOM placé au noeud LB3 et la charge dynamique se produit quand cette dernière est raccordée également au nœud LB3.
Ainsi, la capacité du STATCOM à amortir les oscillations de puissance dans le réseau a été diminuée par la prise en compte d'un modèle dynamique pour la charge au nœud où le STATCOM est raccordé. En effet, le STATCOM agit sur le réseau en modulant la tension au nœud auquel il est connecté. La charge dynamique agit également sur la tension par le biais de sa dynamique en introduisant un déphasage dans le transfert entre la tension et la puissance. Ce déphasage perturbe la sensibilité du mode inter-régions au gain du PSS, entraînant dans certains cas la dégradation de son amortissement.

b) <u>Introduction des incertitudes liées aux charges</u>

Un autre point important qui influence les interactions entre les systèmes FACTS et les charges dynamiques est le caractère incertain des paramètres de ces charges. De fait, la modélisation des charges dans un réseau électrique a souvent été une tache assez délicate. En effet, les paramètres statiques et dynamiques des charges sont en général entachés d'incertitudes. L'identification de ces modèles est souvent basée sur l'estimation à partir de données statistiques (ou de mesures) [MEY82] ou sur la base de la connaissance a priori d'un modèle physique. Ainsi, les proportions de puissance active et réactive dynamiques des charges ou les inerties (ou les temps de réponse), par exemple, sont souvent des paramètres incertains et fortement dépendants du site (industriel, résidentiel,…), de la taille (grande ou petite industrie par exemple), de la date (heure, jour et mois) et bien d'autres facteurs.

Dans nos travaux, nous avons considéré deux types d'incertitudes liées aux charges :

- La proportion de charge dynamique, qu'on notera par "pP", qui est le pourcentage de charge dynamique, en l'occurrence le moteur à induction équivalent dans notre cas, par rapport à la totalité de la charge considérée. pP est égal à 0 dans le cas où la charge est entièrement représentée par un modèle statique et à 1 dans le cas d'un modèle dynamique. On parle dans ce cas d'erreur sur l'estimation des caractéristiques de la charge ou d'incertitude sur la variation de la composition de la charge;
- La constante d'inertie H du moteur à induction équivalent aux charges dynamiques pour la charge considérée. On parle alors d'incertitude paramétrique de la charge.

Pour l'exemple précédent, nous montrons sur la figure 11, l'influence non négligeable de la proportion de charge dynamique sur un transit de puissance d'une ligne et sur le taux d'amortissement du mode critique.

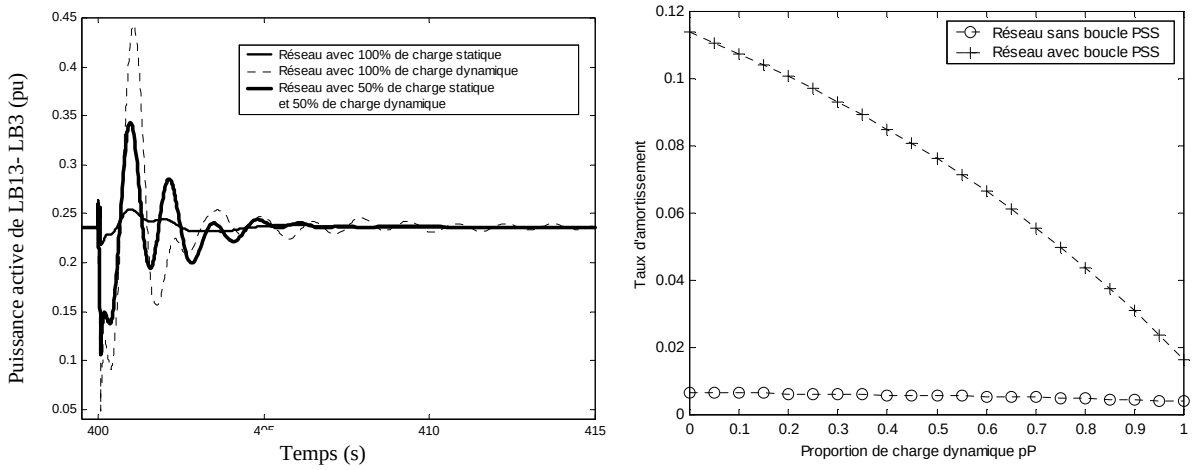


Figure 11 : *Influence de la proportion de charge dynamique*

c) <u>Méthodes de compensation de la moyenne des phases</u>

Ce qui précède montre que les boucles d'amortissement des oscillations de puissance dimensionnées par les techniques classiques de sensibilité ne sont pas robustes vis-à-vis des variations des modèles de charge. Nous avons alors proposé deux approches dérivées de la méthode de sensibilité classique pour le dimensionnement de ces correcteurs :

- méthode de compensation de la moyenne des phases de sensibilité

- méthode de compensation de la moyenne pondérée des phases de sensibilité

Cette dernière approche, plus efficace et que l'on peut qualifier de quasi-robuste, permet de limiter, dans une certaine mesure, l'effet de l'interaction entre les FACTS et les charges dynamiques. Cette technique prend en compte le caractère incertain des charges et agit en conséquence pour calculer un régulateur PSS présentant des performances nettement meilleures que celle d'un PSS classique. En effet, elle assure un certain degré de performance quant à l'amélioration de l'amortissement des oscillations basse fréquence dans le réseau pour différents états de charge. Toutefois, cette méthode ne peut garantir, de façon déterministe, la stabilité puisque aucun critère de stabilité robuste n'intervient dans cette approche.
La figure 12 illustre l'amélioration de l'amortissement des oscillations de puissance par les méthodes mises en oeuvre.

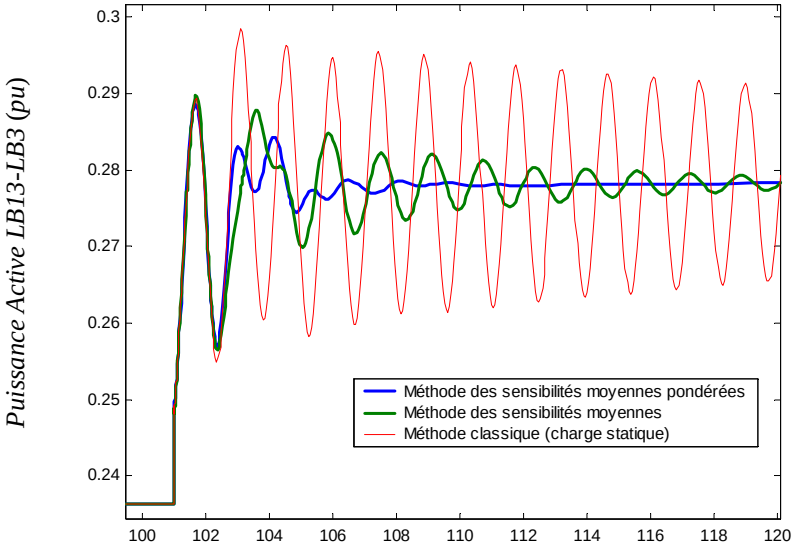


Figure 12 : *Transit de puissance active de LB13 vers LB3*

d) Techniques robuste de dimensionnement : les inégalités matricielles linéaires

Dès lors, nous avons proposé une nouvelle approche basée sur les techniques LMI (Linear Matrix Inequalities) [BOY94] appliquées aux réseaux électriques. Il s'agit de lois de commande modernes qui permettent à la fois de régler un correcteur grâce à un algorithme itératif, en imposant son niveau de performance et de robustesse par l'introduction de la programmation semi-définie (*Semi-Definite Programming* ou *SDP* en anglais). Les LMIs sont introduites comme contraintes convexes des algorithmes SDP, pour lesquels un bon nombre de problèmes de commande de systèmes incertains peuvent être résolus lorsque l'on n'a pas de solution « analytique » [GHA97, SNY99]. L'approche de commande par LMI présente aussi l'avantage de traiter des problèmes de stabilisation multi-critères (robustesse H_2/H_∞, placement de pôles, saturation de commande …).

Sur la base des techniques LMI, deux algorithmes ont été proposés pour le calcul de régulateurs PSS robustes :

- algorithme basé sur une représentation polytopique des systèmes incertains. Cependant, la convergence de cet algorithme n'est pas garantie lorsque l'incertitude couvre une bande très large.
- algorithme basé sur une représentation LPV (système linéaire à paramètres variants).

Le lecteur pourra se reporter à la thèse de Sami Ammari [AMM00] pour les détails sur la théorie des techniques LMI.
Ces deux techniques ont été validées sur le réseau 4 machines - 2 zones et en comparant les performances des trois méthodes de dimensionnent des boucles d'amortissement des oscillations de puissance, nous constatons que la méthode LMI basée sur une représentation LPV du système incertain garantit une marge de robustesse en performances supérieure au deux autres méthodes (figure 13). En effet, le taux d'amortissement du mode critique est plus homogène sur la plage de variation de la constante d'inertie de la charge dynamique.

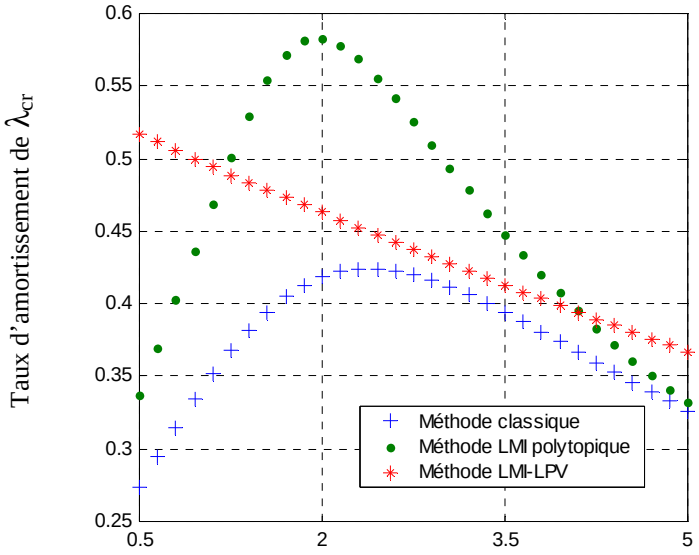


Figure 13 : *Variation du taux d'amortissement du mode critique en fonction de la constante d'inertie*

2.2.4. Suite envisageable

En traitant le problème des interactions des systèmes FACTS, nous avons réussi, par une approche de coordination des correcteurs en utilisant différentes techniques de commande optimale, à obtenir de bonnes performances en terme d'amortissement des oscillations de puissance et de robustesse. Mais les problèmes de robustesse découlent de l'approche par analyse modale, et donc de la linéarisation du système autour d'un point de fonctionnement, que nous avons utilisé. Une autre piste de recherche qui semble alors intéressante à mettre en oeuvre et à comparer dans le futur est l'analyse du phénomène d'interaction par l'approche énergétique. On définit des fonctions d'énergies telles que celles de Lyapunov pour chaque élément du réseau (générateurs, FACTS, PSS, charges dynamiques, etc.) et chaque équipement doit avoir la dérivée de sa fonction d'énergie inférieure ou égale à zéro. A l'inverse de la coordination, cette structure de régulation est décentralisée et ne dépend pas de la structure du réseau, ni de son état de charge.

Thèses concernées par ce thème :

Jean-Christophe Passelergue "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques", thèse INPG soutenue le 26 novembre 1996

Sami Ammari "Interactions des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnion", thèse INPG soutenue le 10 novembre 2000

2.3. Contrôle de performances des producteurs indépendants

2.3.1. Les services système

Dans l'environnement dérégulé, les moyens qui sont à la disposition des gestionnaires de réseaux pour assurer la fiabilité des opérations dans les systèmes isolés ou interconnectés sont principalement les services système assurés par les producteurs. 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 sécurité et la fiabilité du réseau et également de permettre le bon déroulement des transactions commerciales. Parmi les services système, on retrouve [HIR98] :

- 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 de pannes,
- l'amélioration de la stabilité du réseau entier par l'utilisation d'équipements spéciaux (dispositifs d'amortissement des oscillations de puissance, par exemple),

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.

2.3.2. Performances des producteurs et nécessité de contrôles adaptés

Les performances de producteurs sont des conditions techniques à respecter par les producteurs (par la fourniture à la sortie des centrales) en termes de services système. Le contrôle de performances vérifie si les performances sont conformes aux contrats de raccordement au réseau [UCT 03][RTE 04].

Les performances que l'on cible pour le contrôle de performance sont associées aux services système selon le tableau 1.

Service système	Performance
Réglage de fréquence	- réserves de puissance active - statisme de vitesse - libération de puissance active en réglage primaire de fréquence
Réglage de tension	- réserves de puissance réactive - libération de puissance réactive en réglage primaire de tension
Reconstitution du réseau	- néant
Amélioration de la stabilité du réseau	- taux d'amortissement des dispositifs spéciaux introduits dans le réseau

Tableau 1: *Performances des groupes de production*

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 (contrat) 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. L'opérateur du réseau se réserve donc 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 (techniques fondées sur la réponse aux instructions du dispatching, sur l'analyse a posteriori des données mesurées, etc.) sont spécifiques aux particularités de chaque système électrique et chacune a ses avantages et inconvénients. Elles ne sont pas adaptées pour vérifier toutes les performances des unités de production en matière de sécurité et de services système. Nous avons alors voulu proposer une nouvelle technique de contrôle des performances qui pourrait estomper, voire éliminer les inconvénients des techniques déjà existantes. L'idée est la suivante : actuellement, les performances dynamiques réelles lors de la mise en service de la centrale, la modélisation de la machine et de ses réglages sont détaillées dans la convention de raccordement. On peut noter que même si le gestionnaire du réseau connaît, par la convention de raccordement, la modélisation de la machine, l'architecture des boucles de régulation et les valeurs des paramètres initiaux, il n'a plus accès à ces paramètres en fonctionnement opérationnel, sauf avec l'autorisation du producteur de faire des mesures sur le site de production, ce qui n'est pas a priori le cas dans un contexte dérégulé. La méthode que nous proposons évite les inconvénients des mesures sur site, du côté producteur. L'investigation des paramètres (performances) de producteurs est faite à distance, en n'utilisant que des mesures dynamiques effectuées avec des appareillages spécialisés de haute précision du côté réseau.

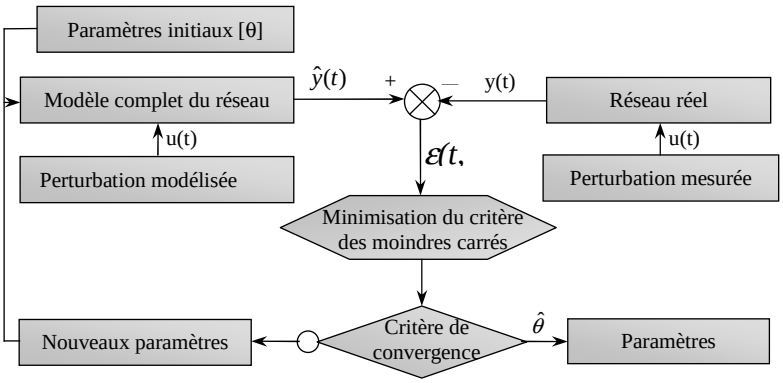
2.3.3. Nouvelle technique de contrôle de performances fondée sur l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations

Stefan Sterpu a montré dans sa thèse que les performances des producteurs liées à la sécurité des systèmes électriques de puissance sont associées à des paramètres des régulations rattachées aux générateurs [STE 05] :

- Les réserves de puissance active sont représentées par des limitations (maximales et minimales) en puissance active des régulateurs de vitesse,
- Les réserves de puissance réactive sont représentées par des limitations (maximales et minimales) en puissance réactive des régulateurs de tension,
- Le statisme du réglage primaire de fréquence représente un paramètre de type « gain » dans le régulateur de vitesse,
- L'amortissement des modes oscillatoires représente un paramètre de type « gain » dans la boucle de stabilisation des oscillations de puissance,
- La libération de puissance active/réactive est donnée par des constantes de temps dans le régulateur de vitesse/tension.

Afin de contrôler des performances, il est donc suffisant de connaître les valeurs des paramètres correspondants du schéma de réglage. Comme, dans un environnement dérégulé, les gestionnaires des réseaux n'ont pas accès aux régulateurs des producteurs indépendants (hormis lors du contrôle de performances initial), la meilleure solution est que ces paramètres soient estimés. Donc, afin de contrôler régulièrement les performances des unités de production, il faut vérifier et surveiller les paramètres des correcteurs rattachés aux générateurs.

La méthode de contrôle de performances proposée est fondée sur le principe théorique de l'identification de systèmes dynamiques. Le principe général d'estimation en utilisant comme méthode les moindres carrées est donné sur la figure 14 [HAY91], [KAZ90], [LJU83], [PIL00]. La démarche mathématique de la méthode d'identification est donnée explicitement dans [LAN01].



Légende:

- *u(t) – séquence commande échantillonnée*
- *y(t) – sortie mesurée à l'instant « t »*
- $\hat{y}(t)$ *- sortie du modèle à l'instant « t »*
- *ε(t) – erreur de prédiction*
- θ *– paramètres du système*
- $\hat{\theta}$ *- paramètres estimés*

Figure 14 : *Estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations*

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. De fait, dans un contexte opérationnel (donc dans la réalité), le processus de contrôle de performances fondé sur l'estimation de paramètres peut profiter des perturbations quasi-incessantes apparaissant sur le réseau.

Dans EUROSTAG, 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.

Les paramètres initiaux du modèle ont des valeurs idéales, que l'on attend dans le cas d'un fonctionnement normal du système électrique. L'écart entre l'évolution temporelle de la variable mesurée dans le réseau et la sortie correspondante du modèle du réseau (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 pratiquement superposées. Dans ce dernier cas, la solution du problème est trouvée d'une manière itérative/récursive : on lance une recherche stochastique (algorithmes génétiques ou simulation Monte Carlo), avec adaptation automatique du modèle à l'échantillon mesuré.

La figure 15 donne le schéma de principe de l'outil de contrôle de performances développé dans l'environnement Matlab - Eurostag sur la base de l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbations.

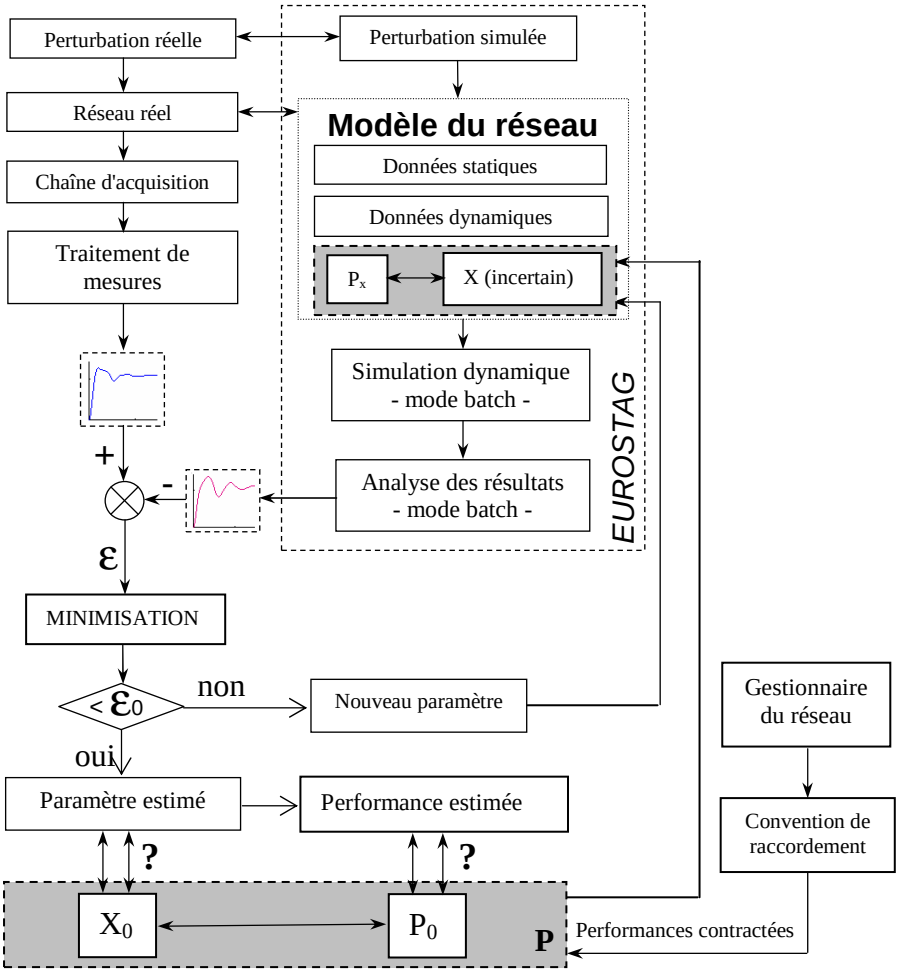


Figure 15: *Schéma de principe de l'application de contrôle de performances*

De nombreux exemples d'application de cette méthode pour plusieurs réseaux électriques tests sont donnés dans la thèse de Stefan Sterpu [STE05]. Pour ces exemples, bien entendu, comme il est pratiquement impossible de faire des manipulations et expérimentations sur un réseau de transport réel, l'échantillon « de mesures » est déterminé artificiellement par la simulation du modèle du réseau. Puis nous avons rajouté du bruit blanc (conformément aux équipements spécialisés qu'on trouve sur le marché) et nous avons appelé cet échantillon « courbe réelle ».
Nous avons évalué la robustesse de la méthode vis à vis de la précision de mesure et de l'incertitude sur les paramètres du modèle du réseau. On est capable d'estimer, en considérant des conditions idéales en ce qui concerne la précision de mesure et l'exactitude du modèle du réseau, à environ 5% près n'importe quel paramètre de réglage. Dans le cas le plus réaliste étudié (précision de mesure typique aux chaînes de mesure de haut de gamme existantes sur le marché et une imprécision typique des paramètres des modèles du réseau) la méthodologie proposée est capable d'estimer les paramètres ciblés avec une précision de 10 à 20%.

Pour fixer les idées, voici un de ces exemples : il s'agit de la participation d'un producteur à l'amortissement des oscillations de puissance, et donc de l'estimation du gain du PSS connecté sur sa machine. Le réseau test utilisé est le IEEE 39 noeuds - New-England [FAG97].

Le déroulement du contrôle est présenté dans le tableau suivant :

Phase	Identification			Estimation		
Instant	t-2	t-1	t	t	t+1	t+2
Valeur prévue de K_{PSS}	3.35					
Valeur opérationnelle de K_{PSS}	3.35	3.35	1.20	1.20	1.20	…
Validation	Oui	Oui	Non	Non	Non	…
Valeur estimée de K_{PSS}				1.164	1.249	…

Tableau 2: *Déroulement du contrôle de performance*

On note que l'« algorithme de poursuite » détecte le moment où le changement de paramètre est intervenu, puis estime la valeur opérationnelle du gain du PSS qui est de 1,20. Du fait que le processus contient des approches stochastiques et que les erreurs de mesure sont considérées dans les calculs, les valeurs estimées sont différentes à chaque instant, mais elles gravitent toutes autour de la valeur exacte à 3 % près pour cet exemple.

2.3.4. Quelques éléments de réflexion pour développer le contrôle de performances

Dans le contexte de la dérégulation des systèmes électriques de puissance, nous avons développé une méthode de contrôle de performances des producteurs qui participent aux services système. Cette méthodologie est capable d'estimer, à partir de mesures de perturbations, un paramètre quelconque des boucles de réglage des générateurs raccordés aux réseau de transport. Si les paramètres ciblés correspondent aux performances de producteurs, l'estimation de paramètres devient un véritable contrôle de performances. Cette méthode est capable de fournir des indications sur l'instant où un changement dans l'état opérationnel du système est intervenu et également, elle peut quantifier ce changement. Sur les réseaux test utilisés, l'application donne de bons résultats. Elle est sensible aux imprécisions de mesure, mais en considérant une chaîne de mesure performante et les techniques de traitement de mesures existantes, le problème est surmontable.

L'inconvénient majeur de cette méthode est qu'elle nécessite la connaissance du réseau entier. Pourtant, en général, un opérateur de réseau ne connait pas précisément les réseaux qui sont interconnectés au sien et gérés par d'autres opérateurs. Même si c'était le cas, on aurait un problème de taille du réseau à simuler et de temps de calcul important. On peut alors envisager une piste de recherche intéressante dans la continuité de ce travail qui serait l'étude combinée du contrôle de performances avec des équivalents statiques et dynamiques de réseaux.

L'adaptation de cette méthode aux réseaux de distribution semble nécessaire à moyen terme puisque le nombre de producteurs indépendants raccordés à ces réseaux est en constante progression. Leur participation aux services-systèmes sera certainement demandée par les gestionnaires de réseaux et donc certaines performances à la sortie des petites centrales seront exigées et devront être contrôlées.

Thèse concernée par ce thème :

Stefan Sterpu "Contrôle de performances des producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques", thèse INPG soutenue le 12 juillet 2005

2.4. Gestion des situations critiques

2.4.1. Prévention des pannes d'électricité généralisées (blackouts)

Les blackouts (grandes pannes d'électricité) résultent généralement d'une série d'évènements conjoncturels qui, s'ils étaient pris séparément, seraient presque anodins à l'échelle du réseau de transport et d'interconnexion. Cependant, dans un contexte d'exploitation particulier, ils peuvent s'enchaîner de façon malencontreuse à partir d'un événement déclenchant, résultant en la perte successive (en cascade) d'ouvrages du réseau (lignes, centrales, …) et plongeant des régions entières, voire des pays entiers dans le noir en quelques minutes ou dizaines de minutes. Ils peuvent résulter de la combinaison de défaillances de protections, d'erreurs d'opérateurs, de mauvaises transmissions des informations, etc…. On peut donner quelques chiffres pour fixer les idées quand aux conséquences socio-économiques des pannes généralisées (liste non exhaustive, bien entendu) :

- Le blackout du 10/ 08/96 en Californie a coûté 1 milliard de dollars à la Pacific Northwest Company (7,5 millions de personnes dans le noir pendant 3h)
- Le blackout du 14/08/2003 au Nord des Etats-Unis et au Canada a coûté 10 milliards de dollars (50 millions de personnes dans le noir pendant 24h, 261 centrales de production ont été déconnectées du réseau)
- Le blackout du 28/09/2003 en Italie : la totalité de l'Italie (57 millions de personnes) s'est retrouvé dans le noir et la reconstruction du réseau a duré 19h.

J'ai alors initié la création d'un groupe de recherche appelé GREPPEGE (Groupe de REcherche pour la Prévention des Pannes d'Electricité Généralisées) dont les partenaires sont l'INPG, à travers le LEG et le LAG, et l'Université Polytechnique de Bucarest - Département des Systèmes electroénergétiques. Cette collaboration de recherche vise, dans un premier temps, à analyser et à comprendre les phénomènes qui mènent aux situations catastrophiques. Nous chercherons ensuite à évaluer la faisabilité d'un nouveau concept de système de défense contre les incidents majeurs, puis à proposer une méthodologie innovante de conduite débouchant sur un outil d'aide à la conduite des réseaux électriques de transport, afin fournir aux exploitants des actions à mener pour éviter les blackouts.

Le fait que les réseaux nationaux, comme ceux des pays Européens par exemple, aient été interconnectés entre eux sans avoir été prévus pour cela au départ est un facteur aggravant d'occurrence d'incidents. En cas de problème, il s'agit donc de réagir de manière rapide, coordonnée et cohérente afin de «casser » la chaîne d'événements menant à la situation catastrophique. On peut alors imaginer un système de défense composé d'un dispositif de détection d'incident, d'un autre de télécommunication et d'un dispositif de commande agissant sur des d'actionneurs de réseaux eux-mêmes capables de modifier certaines variables de façon à éviter l'incident généralisé. Une solution pourrait être l'utilisation de dispositifs actionneurs FACTS (Flexible AC Transmission System). Ces systèmes à base de convertisseurs d'électronique de puissance ont montré leur capacité à contrôler rapidement les transits de puissance dans les réseaux et pourraient être utilisés pour répartir judicieusement ces flots de puissance dès la détection d'un incident pour éviter l'effet de cascade. Une action coordonnée et cohérente de ces dispositifs associés aux protections du réseau suppose d'introduire un système de commande distribué gérant localement certains incidents et globalement d'autres afin de restituer le plus rapidement et avec le plus de fiabilité possible (malgré la présence de dysfonctionnements) les grandeurs de commande aux FACTS en temps-réel. Ce système de contrôle-commande devra comprendre une partie détection d'incident, une partie transmission d'informations (par un système de type SCADA « Supervisory Control And Data Acquisition », ou WAMS "Wide Area Measurement System", par exemple [ZIM05]), une partie d'analyse et de diagnostic et une partie de décision d'actions à mener qui pourront soit être automatiquement transmises aux systèmes FACTS, soit être soumises à un opérateur de réseau afin de l'aider dans sa démarche de gestion de l'incident.

Le premier problème à résoudre lorsque l'on veut piloter des systèmes FACTS dans ces conditions est : où les placer dans le réseau et combien faut-il en mettre ?
Pour répondre à cela, nous avons développé une méthodologie de placement optimal basée sur un algorithme génétique multi-objectifs [RAD06-2]. Il s'agit de maximiser la sécurité du réseau, c'est à dire :
- éviter les surcharges
- uniformiser les transits de puissance
- éviter les problèmes de tension (haute et basse) aux noeuds
L'optimisation a été réalisée selon trois paramètres pour les FACTS : leur placement, leur type et leur dimensionnement. Un objectif économique de minimisation des coûts d'investissement est également intégré.

Une autre composante importante de ce système de défense sera un délestage de charge "intelligent". L'idée est de changer radicalement le concept du délestage utilisé aujourd'hui dans les situations critiques. Dans les plans de défense actuels, le délestage est une parade ultime puisqu'il consiste à mettre un certain nombre de consommateurs dans le noir, de façon manuelle ou automatique selon la dynamique de l'incident considéré, pour tenter de stopper son extension et sa propagation au reste du réseau. De plus, le délestage n'est pas forcément optimisé, bien que l'on trouve un certain nombre de méthodes pour cela dans la littérature [RID04].
Nous envisageons alors d'utiliser le concept de Home Automation System (HAS), en cours de développement au LAG, pour réaliser notre délestage intelligent. Le HAS est en fait un système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat. L'objectif est d'adapter la consommation d'énergie à la disponibilité des ressources tout en maximisant le confort de l'usager. Il permet donc d'optimiser l'énergie consommée et d'éviter au maximum les pointes de consommation en décalant l'alimentation de certaines charges (retarder la machine à laver, par exemple), en diminuant la puissance fournie à certaines charges (éclairage, par exemple), ou en déconnectant temporairement certaines autres. Un mécanisme d'anticipation fonction de grandeurs externes (température extérieure, ressources, etc.), internes (consignes de l'usager) et d'apprentissage des habitudes de l'usager permet de prévoir la consommation pour éviter les pointes. Un mécanisme de protections permet d'activer ou de désactiver prioritairement les charges et une commande locale permet de régler la température autour de la température de consigne calculée par le mécanisme d'anticipation ou de régler la puissance fournie, en fonction de la catégorie des équipements :
- équipements ordonnançables, décalables, non interruptibles
- équipements thermiques, interruptibles
Ce système exploite les capacités naturelles d'accumulation d'énergie des environnements thermiques et quantifie le confort de l'usager (critère de confort par rapport au décalage de service à la sensation thermique, norme ISO7730). La résolution du problème utilise des techniques d'ordonnancement, une procédure de séparation et d'évaluation et des graphes orientés.
Le HAS, bien qu'il ne soit pas conçu pour cela au départ, peut a priori être utilisé pour réaliser du délestage, dans la mesure où l'on peut "prélever" de la puissance à un consommateur et ce, sans que son confort ne soit véritablement affecté (et dans certains cas, sans même qu'il s'en aperçoive). En tout état de cause, le consommateur se retrouvera dans une situation plus confortable que la coupure brutale et totale d'électricité engendrée par un délestage classique.
Si on envisage que, dans le futur, les habitations ainsi que les commerces et industries puissent être équipées d'un tel système (ce n'est pas aberrant dans le cadre des recherches et développement actuelles concernant la domotique), si l'on envisage également qu'il existera plus tard des structures de gestion des réseaux intégrés (transport plus distribution), on peut alors imaginer qu'en cas d'incident sur le réseau de transport, le système de défense calcule un délestage optimal (quels noeuds et quelle puissance par noeud a-t-on besoin de délester pour contenir l'incident ?) puis demande aux centres de gestion des réseaux de distribution concernés de réaliser le délestage

"intelligent". On pourra même le faire de façon plus préventive que le délestage classique sans craindre de se tromper, vu le peu d'impact sur les consommateurs et ce ne sera donc plus une parade ultime. Cela peut d'ailleurs résoudre un des problèmes lié à l'identification d'une situation critique (niveau de criticité de l'incident) qui détermine le déclenchement ou non du délestage.
Le délestage "intelligent" pourra alors être considéré comme un service-système des consommateurs rendu au gestionnaire de réseau et pourra faire l'objet d'une contractualisation.

Ce système de défense est en cours d'étude dans le cadre de la thèse de Wei Lu et un démonstrateur utilisant Eurostag (simulation du réseau intégré), Matlab (gestion de la simulation et intégration d'algorithmes d'optimisation en C++ ou JAVA pour le délestage optimal vu du transport), et le HAS est en cours de développement.

2.4.2. Reconstruction du réseau: une vision intégrée du transport et de la distribution

a) Quel apport des productions décentralisées pour les situations critiques ?

Aujourd'hui, les générations d'énergie dispersées (GED) sont considérées, par le gestionnaire du réseau, comme des sources marginales ou de secours qui doivent être déconnectées en cas d'incidents même légers. Dans le plan de défense et le plan de reconstitution du réseau (les plans d'action faits par le gestionnaire du réseau contre les incidents majeurs et dans les situations critiques du système), il n'y a aucune participation des GED. Cette stratégie actuelle d'exploitation, adéquate pour un système dont l'insertion des GED est à petite échelle, ne l'est plus en tenant compte de l'évolution de leur taux de pénétration dans les années à venir et doit donc être révisée. Il est alors nécessaire de chercher, d'une part, comment faire évoluer les plans de défense et de reconstitution du système dans le nouveau contexte, et d'autre part, comment se servir efficacement du potentiel des GED pour soutenir le système dans les situations critiques. Un bon exemple illustrant ceci est le blackout de septembre 2003 en Italie, où la stratégie d'exploitation inadéquate des GED (perte de 3400 MW d'un coup) a contribué fortement à l'échec de la tentative d'îlotage du réseau italien après sa séparation du réseau de l'UCTE [UCT03-2]. On peut alors envisager d'utiliser ces GED dans le cas d'incidents majeurs pour réalimenter par poches un certain nombre de consommateurs au niveau de la distribution sans attendre la remise sous tension venant du transport. Ceci est l'idée de départ qui nous a conduit à développer une méthodologie de gestion des situations critiques s'appuyant sur le concept d'îlotage intentionnel à multiples niveaux de tension du réseau.
A partir de ce concept, nous avons proposé une nouvelle stratégie de reconstruction du système appelée « Deep Build Together ». Cette stratégie optimale intègre des processus de reconstitution simultanés au niveau du réseau de transport et au niveau des réseaux de distribution. Nous avons décomposé la démarche de l'étude en quatre phases :

- analyse des plans de reconstitution existants
- proposition de la nouvelle méthodologie
- analyse de sa faisabilité
- validation sur un réseau - test (transport et distribution inclus).

b) "Deep Build Together" : une nouvelle méthode de reconstitution du système

La stratégie « Deep Build Together » se présente de la façon suivante :

- Reconstruction du transport vers la distribution (*Downward stream*)

Il s'agit de maximiser les charges réalimentées en minimisant la durée du processus de reconstruction sous des contraintes concernant les limites de puissance active et réactives injectées par les générateurs, la disponibilité de la réserve primaire, les limites du temps critique de

redémarrage des générateurs, les limites thermiques des lignes de transport et enfin, la limite de stabilité transitoire en tension.
Cette partie du processus de reconstruction du réseau s'apparente aux plans de reconstruction existants.

- Reconstruction de la distribution vers le transport (*Upward stream*)

Dans les réseaux de distribution, le problème consiste à déterminer un scénario de contrôle au plus tôt possible après le black-out (comprenant l'opération des GED, la séquence d'opération des organes de coupure) afin de former des zones ilotées à l'aide des capacités des GED disponibles. On a donc un problème hybride de reconfiguration et de reconstitution à considérer où l'état des organes de coupure (disjoncteurs, interrupteurs du départ et interrupteurs inter-départs normalement ouverts) sont les variables de décision. La reconstruction ascendante se déroule en trois grandes étapes :

Etape 1 : Formation des cellules du réseau à base de GED

L'objectif de cette étape est de réalimenter le maximum de charges à l'aide de la capacité de production décentralisée, en partant des GED ayant la capacité black-start, présente à chaque départ en privilégiant les charges prioritaires. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation à objectif unique sous les contraintes liées aux GED, aux charges, à la topologie du réseau, etc. Considérant la localisation dispersée avec la répartition non homogène des productions, il est préférable que les cellules du réseau formé à base de GED soient interconnectées afin de pouvoir mieux profiter de leurs capacités. Pour cela, il est nécessaire que la zone formée s'étende vers les points de connexion avec d'autres zones afin d'avoir la possibilité d'élargir la zone réalimentée. Finalement, la solution optimale, à cette étape, est le meilleur compromis entre l'objectif de maximiser le volume de charges réalimentées et celui d'avoir l'accès à des interrupteurs d'inter - départs pour les interconnexions.
Dans cette étape, chaque départ est modélisé par un graphe de décision et le problème d'optimisation est résolu par la programmation dynamique - Procédure de Séparation et Evaluation (*Branch and Bound*) [MOR99]. L'inconvénient habituellement connu de ce genre de méthode est le risque d'explosion combinatoire lorsque la taille du graphe évolue. Ceci dépend du nombre d'interrupteurs présents sur le départ considéré. Pourtant, l'application dans le problème d'optimisation des charges réalimentées à l'aide des GED dans le réseau de distribution a une particularité : les réseaux de distribution sont exploités selon une structure radiale. Grâce à cela, le nombre des solutions n'augmente pas de manière considérable lors qu'on avance dans le processus de reprise des charges. A noter que dans cette étape, on suppose avoir autant d'interrupteurs moyenne tension (IMT) que de branches dans le réseau HTA. Cette hypothèse n'est, bien entendu pas envisageable dans la réalité, mais nous verrons par la suite (analyse de la faisabilité de la méthode ci-dessous) que le nombre et l'emplacement des IMT peut être optimisé pour, notamment, diminuer les coûts.
Avec les calculs faits par PSE, nous obtenons non seulement une séquence optimale d'opération des organes de coupure, mais aussi l'ensemble des solutions possibles afin de former des cellules les plus intéressantes. Ces solutions vont être classées dans l'ordre du volume de charges réalimentées en privilégiant les solutions avec l'accès à des IMTNO (Interrupteurs Moyenne Tension Normalement Ouverts : interrupteurs d'inter-départs).
A cette fin, il est nécessaire, par la suite, de réaliser une analyse par un calcul de répartition de charges et une simulation dynamique du processus pour vérifier si toutes les contraintes électriques sont satisfaites..
La figure 16 présente l'algorithme d'optimisation du volume de charges réalimentées sur un départ à l'aide des GED. La PSE est codée sous Matlab7^{TM}. Les séquences obtenues seront les données d'entrée du programme (aussi sous Matlab7^{TM}) qui pilote le calcul de répartition de charges et la simulation dynamique du processus sous EUROSTAG^{TM} en Mode Batch (mode de simulation particulier [EUR04]).

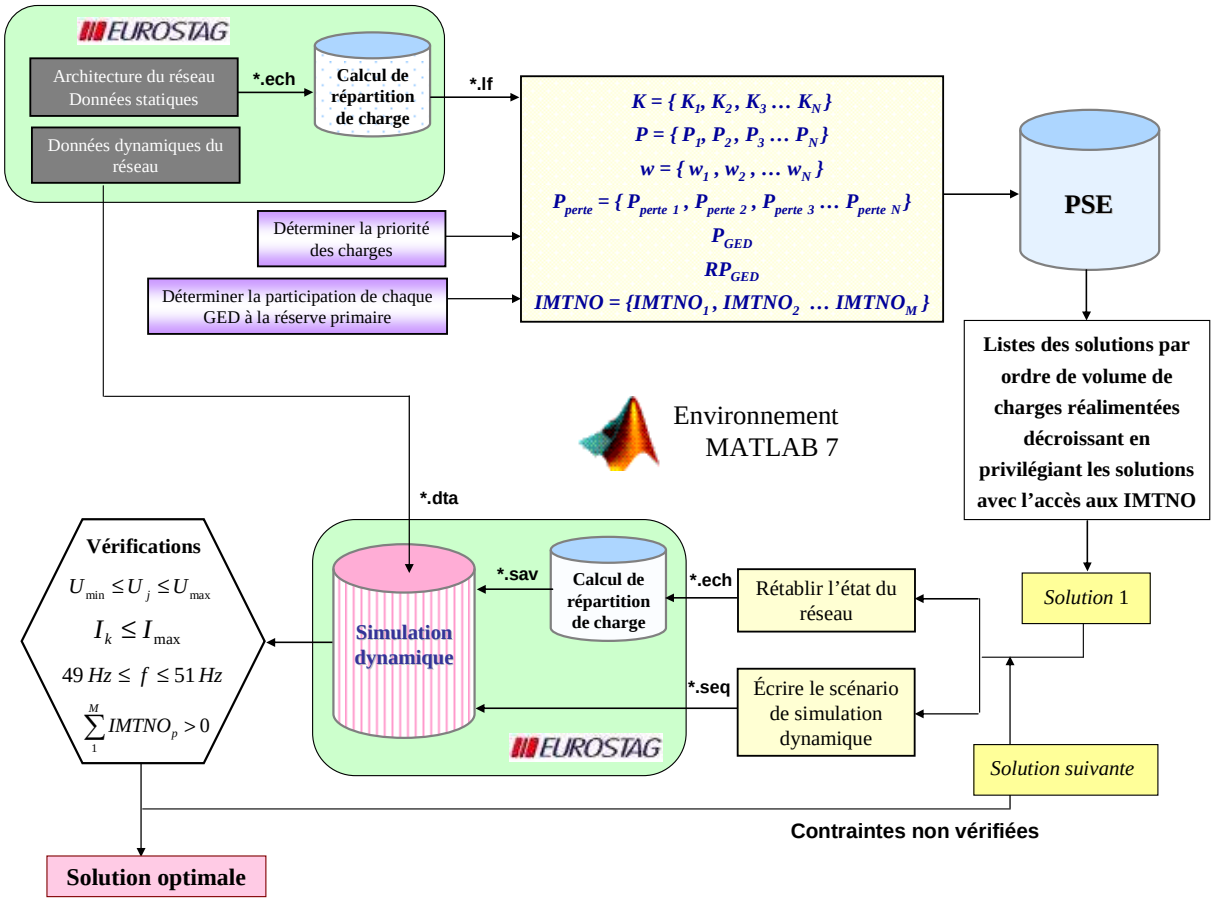


Figure 16 : *Algorithme d'optimisation du volumes de charges réalimentées par les GED sur un départ HTA*

Etape 2 : Expansion des zones synchronisées

Le processus d'expansion des zones îlotées formées à base de GED dans le réseau de distribution s'effectue par la synchronisation mutuelle des cellules du réseau. On doit alors vérifier les contraintes de synchronisation (amplitude de la tension, fréquence, déphasage) et s'assurer que chaque cellule doit disposer d'une marge de réserve de puissance afin de pouvoir faire face à la variation de fréquence lors de la synchronisation. La puissance produite par les GED n'est ni électriquement, ni géographiquement homogène. Il se peut que dans les zones considérées, de nombreuses charges ne soient pas réalimentées tandis que la capacité des GED disponibles n'est pas encore toute sollicitée. L'interconnexion des zones va donner plus de possibilités de chercher plus de sources GED et de réalimenter, par conséquent, plus de charges (effet de foisonnement).

Etape 3 : Synchronisation avec le réseau en amont

La solution obtenue par les deux étapes précédentes donne un nombre de cellules réalimentées par des GED sous un poste source. Comme toutes les possibilités d'interconnecter des zones sont mises en œuvre, il est nécessaire de vérifier, après synchronisation des cellules, s'il existe des possibilités de réalimenter davantage de charges en fonction des GED disponibles. Le problème devient une optimisation du volume de charges réalimentées sous le poste source considéré dont la formulation s'écrit de manière similaire au problème sur un départ dans l'étape 1 avec la fonction objectif et les contraintes appliquées pour les charges, la topologie, et les GED de tout le poste source en considération.

Si l'on dispose d'interrupteurs inter-départs entre des postes sources différents, l'interconnexion des cellules formées ces différents postes sources va éventuellement donner davantage de possibilités d'expansion des zones réalimentées, et par conséquent, d'augmentation des charges réalimentées. Le principe et la formulation du problème restent toujours les mêmes.

Chaque cellule est modélisée comme une entité unique équivalente à une GED black-start et le processus de reconstitution s'effectue comme dans l'étape 1.
Après avoir fini le processus d'expansion sur le réseau de distribution, il faut attendre que le réseau en amont soit capable d'envoyer l'énergie aux différents postes sources. A ce moment là, les disjoncteurs de départ seront fermés pour que le réseau principal réalimente les charges non réalimentées par les GED. Enfin, les différents îlots seront synchronisés avec le réseau principal.

c) Faisabilité de la méthode : analyses et propositions

Par la suite, différents aspects techniques ont été analysés pour justifier la faisabilité de cette méthodologie. Cette étude de faisabilité a pris en compte :

- *des contraintes techniques liées aux caractéristiques dynamiques des GED avec leurs systèmes de régulation* : Les GED devront être un acteur principal du processus de reconstitution des réseaux de distribution et être capable de se redémarrer, de réalimenter une partie du réseau HTA, et d'assurer la tenue en fréquence et en tension dans la zone îlotée sous leur responsabilité. Il s'agît donc d'un nouveau mode d'exploitation des GED.
- *l'adaptation du système de protection des GED ainsi que du réseau de distribution*
- *la nécessité de renforcement de l'infrastructure des réseaux électriques* : Afin de rendre le système de distribution plus automatisé, plus flexible pour pouvoir effectuer le processus de reconstruction, nous avons proposé d'améliorer leur infrastructure en les équipant d'IMT supplémentaires dont le nombre et l'emplacement ont été optimisés en fonction :
    - du maximum de charges réalimentées
    - des charges prioritaires
    - du nombre d'IMT existant à l'origine si on souhaite les laisser en place
    - des probabilités d'occurrence des modes d'opération du réseau (différents états de charge et indisponibilité des GED)
    - de la flexibilité de reconfiguration du réseau
    - du budget du preneur de décision

  Cette optimisation est basée sur la Théorie des Graphes (graphes de décision), la Recherche Opérationnelle et divers algorithmes dont la Programmation Dynamique, l'Analyse de l'Arbre Arborescente, la Programmation Interactive 0-1 et l'Algorithme Génétique qui ont fait preuve de performance et d'efficacité. L'utilisation de ces méthodes de recherche déterministes et métaheuristiques à la fois nous a permis de développer un outil de calcul d'optimisation en assurant les contraintes techniques, fonctionnelles et économiques.
- *de la nécessité d'amélioration du système de téléconduite du système intégré* (transport et distribution) : Les nouvelles fonctions des réseaux de distribution imposent la conception d'une structure de coordination intelligente de contrôle et de commande du système intégré. La structure que nous avons proposé (figure 17) est construite sur la base d'une formation de groupements de Systèmes Multi-Agents intelligents (SMA), avec un protocole de communication hiérarchique.

Pour mettre application le processus de reconstruction, nous avons simulé un réseau intégré composé d'une partie du réseau de transport IEEE 39 noeuds - New England, d'un réseau de répartition 220/63 kV connecté à un noeud du réseau de transport, et de deux réseaux de distribution (300 noeuds - 5départs pour le premier et 54 noeud - 5 départs pour le second) connectés à deux postes sources 63/20 kV du réseau de répartition. L'Interface Graphique Utilisateur conçue pour implanter les services de reconstitution de réseau développés est montrée sommairement dans l'annexe 3.

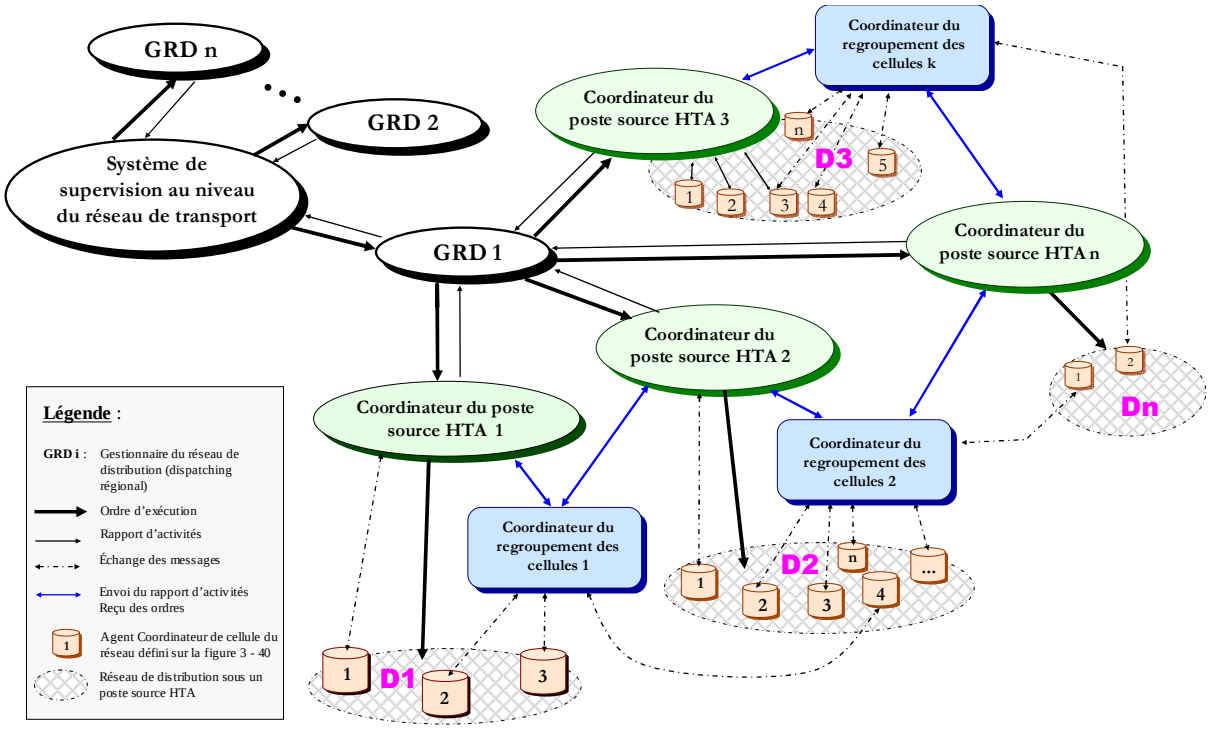
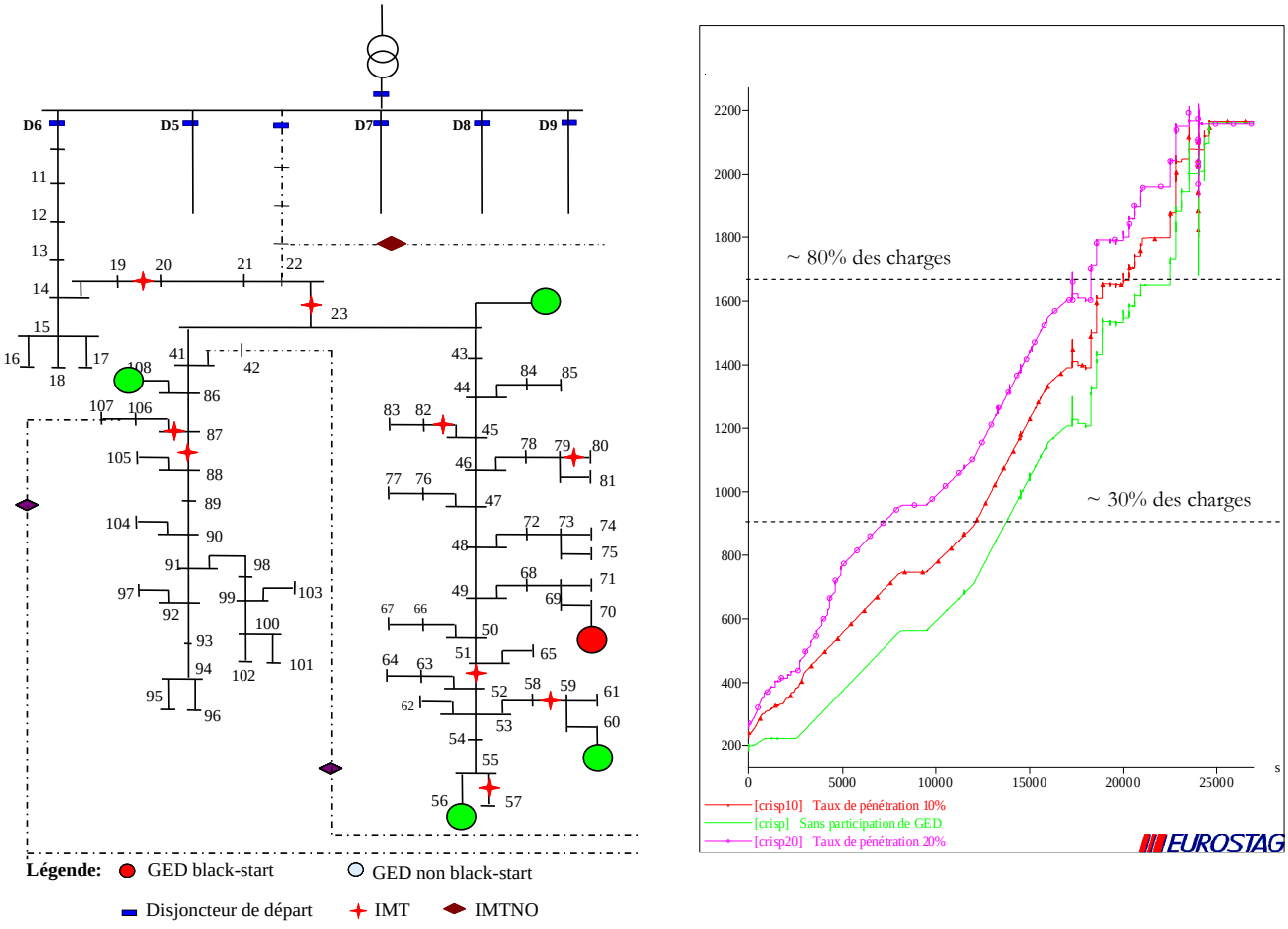


Figure 17 : *Architecture du SMA pour la coordination du système intégré*



a) Solution optimale pour l'optimisation du nombre et du placement des IMT pour un départ

b) Evolution du volume de charges réalimentées pendant le processus de reconstitution avec et sans GED

Figure 18 : *Exemples de résultats pour le processus de reconstitution proposé*

Sur la figure 18, on retrouve des résultats concernant l'optimisation du nombre et du placement des IMT pour un départ et l'évolution des charges réalimentées tout au long de processus de reconstitution.

Thèses concernées par ce thème :

Wei Lu "Système de prévention et de défense contre les pannes d'électricité généralisées", thèse INPG en cours de préparation au LEG, soutenance prévue fin 2008

Thi Thu Hà Pham "Influence de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques du réseau de transport", thèse INPG-Université Polytechnique de Hanoï, soutenue le 26 octobre 2006

3. Vers les réseaux de distribution du futur

3.1. Introduction

Les GED, tant qu'elles n'étaient présentes qu'à très petite échelle sur les réseaux HTA, n'avaient d'influence ni sur la qualité de l'énergie ni sur le fonctionnement et l'exploitation des réseaux. Elles étaient donc considérées par les gestionnaires de réseaux comme des charges négatives, et devaient s'effacer, c'est-à-dire se déconnecter, en cas d'incidents, même légers (creux de tension, de fréquence, etc.) survenant sur le réseau. Cette situation est encore d'actualité aujourd'hui en France.
Cependant, dans la mesure ou le taux de pénétration deviendra significatif dans les années ou décennies à venir, cette philosophie devra être entièrement révisée pour faire des producteurs décentralisés des acteurs à part entière du système électrique, faute de quoi ce dernier perdra ses qualités de fiabilité et de sécurité. En effet, la thèse de J.F. Canard [CAN00] a mis en évidence le fait que l'insertion massive de GED, n'était pas sans conséquences technique lourdes sur les réseaux de distribution :

- impacts sur les protections : modification des transits de puissances et des courants de court-circuit;
- impacts sur la tension et le fonctionnement des régleurs en charge;
- impacts sur la stabilité du réseau et sur les temps d'élimination critiques de défauts.

De plus, la multiplicité et la diversité des sources d'énergie au sein des réseaux de distribution représentent un problème majeur pour leur pilotage puisqu'elles ne sont pas toujours observables et dispatchables. Ces deux fonctions sont néanmoins indispensables à la sécurité du système dans le cas ou ces sources ne sont plus marginales. Le fait qu'une partie de cette production est de type intermittent ou renouvelable nuit à la garantie de la puissance de sortie en dépit des avancées récentes en matière de prédiction, notamment dans le domaine de l'éolien. Il apparaît alors évident que la croissance du taux de pénétration des GED ne peut être sereinement soutenue qu'au prix d'une réelle organisation économique et énergétique des producteurs indépendants, et d'une adaptation ou reconstruction des systèmes de protection, des architectures, des systèmes de contrôle-commande, etc., en place dans les réseaux de distribution.

C'est en partant de ce constat que le GIE IDEA a été créé. Le sigle veut dire "Groupement d'Intérêt Economique Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir". Il s'agit d'un consortium de recherche dont les partenaires du GIE sont EDF et SCHNEIDER ELECTRIC pour les industriels et l'INPG, à travers le LEG, pour le côté universitaire. Le but est de mettre en commun des moyens de recherche en formant une équipe multiculturelle (universitaire, constructeur et opérateur de service) détachée

des paradigmes des entités d'origine. De plus, un engagement des partenaires sur la durée permet de lancer des recherches pérennes en assurant une identification forte du GIE. La finalité est d'évaluer les impacts des productions décentralisées sur les activités traditionnelles liées aux réseaux de distribution et d'innover sur les réseaux à partir des nouvelles technologies (petites génération et stockage, NTIC, etc.) pour anticiper et imaginer ce que seront les réseaux de distribution du futur.

Lorsqu'il a fallu mettre en place le GIE, l'équipe SYREL a fourni une contribution importante à la définition des objectifs scientifiques et à l'encadrement des doctorants sur des sujets pas toujours complètement maîtrisés, l'historique de l'équipe (et le mien en particulier) étant en grande partie basé sur les réseaux de transport. Je n'ai, bien entendu, pas échappé à l'effort collectif et j'ai alors travaillé sur des thèmes de recherche relativement nouveaux pour moi, mais en restant autant que possible dans le cadre de la sécurité et de l'amélioration des performances des réseaux. Je me suis alors principalement orienté vers la sûreté de fonctionnement et les services-systèmes. Ce sont donc ces points que je vais développer dans le cadre de mes activités sur les réseaux de distribution.

3.2. La sûreté de fonctionnement

3.2.1. La démarche entreprise

J'ai commencé mes activités dans le domaine de la sûreté de fonctionnement par le DEA de Gorka Campos en 2001 [GOR01]. A l'époque, il s'agissait d'évaluer l'impact des productions décentralisées sur la sûreté des réseaux de distribution actuels en ayant déterminé, au préalable, l'outil le mieux adapté pour cela parmi un panel de logiciels spécialisés. On ne parlait pas encore d'utiliser la sûreté de fonctionnement comme moyen d'aide à la définition et à la conception des réseaux du futur. On ne parlait pas non plus de développer nous-même un outil pour cela. C'est venu ensuite, en constatant au cours du DEA qu'il n'existait pas, sur le marché, de logiciel de sûreté de fonctionnement (y compris, bien entendu, ceux développés par nos partenaires industriels depuis quelques années) permettant l'étude directe des réseaux de distribution en présence de production décentralisée. Il existait des applications permettant d'évaluer les indices de sûreté prévisionnels d'un réseau de distribution « classique » mais celles-ci ne permettaient pas de modéliser les modifications dues à la production décentralisée. Peut-être n'avons nous pas été exhaustifs dans cette recherche d'un produit, peut-être avons nous manqué d'expérience dans le domaine pour frapper aux bonnes portes ? Néanmoins, l'étape suivante a été pour nous de lancer une thèse pour la conception et le développement d'un tel outil, plus adapté à nos préoccupations. Cette thèse (Malik Megdiche [MEG04]) nous a permis de développer les premières briques de notre outil en terme de modélisation des réseaux de distribution, des événements du système (pannes de composants et comportements du système) et des productions décentralisées, et de développement de méthodes de sûreté pour leur étude. Pour ce dernier point et après une analyse des méthodes existantes, nous avons choisi de délaisser les méthodes de calcul de sûreté plus "anciennes" (arbres de défaillances, arbres d'événements, graphes de Markov) pour nous orienter vers la simulation Monte-Carlo [KLE74, BIL99], plus actuelle.

3.2.2. La simulation Monte-Carlo pour la sûreté de fonctionnement

Il s'agit d'une méthode à base de tirages aléatoires des défaillances et des temps de réparation des équipements du réseau selon des lois de distribution associées, et dont le grand avantage est qu'elle permet de simuler la vie du système sur une période de service donnée (par exemple 1 an), puis ensuite répéter cette simulation un grand nombre de fois pour converger vers une estimation d'indices de sûreté statistiquement viable. Elle autorise également une grande souplesse lorsque l'on

souhaite modéliser une exploitation complexe du réseau et des conditions variables (courbes de charges, production aléatoire, etc.) [BIL92].
Pour éviter des temps de calcul ingérables, nous avons également appliqué des calculs d'équivalents analytiques (recherche des séquences d'événements et quantification de la contribution des séquences aux indices de sûreté des clients [ALL00] par des calculs statistiques simples), afin de réduire la taille du réseau simulé par Monte-Carlo.

Nous avons consacré une part significative de notre travail à la modélisation des événements du système (pannes de composants, comportements du système et manoeuvres de l'opérateur) pour ensuite définir l'adéquation des méthodes présentées à modéliser la sûreté d'un système électrique. Cette étape a mis en évidence une difficulté majeure concernant les événements liés aux régimes transitoires du système (dynamique des unités de production et des éléments du réseau) : leur étude nécessite des simulations transitoires trop longues (en terme de temps de calcul) à mettre en place dans une étude de fiabilité. Certains aspects peuvent être, cependant, traités en effectuant quelques approximations. Le choix des méthodes de calculs des indices de sûreté d'un réseau s'effectue en fonction des capacités de la méthode à modéliser certaines caractéristiques du système (topologie variable, paramètres variables au cours du temps, …) et à quantifier les événements recensés lors de l'étude qualitative (événements liés à des variables continues, algorithmes de calculs de variables du système, …). D'autre part, la performance d'un réseau s'évalue en divers emplacements (points de connexion des clients). Pour ne pas avoir à établir un modèle pour chaque client du réseau, il est donc très intéressant de disposer d'un modèle de calcul donnant les indices de sûreté en tout point du réseau, ce que permet la simulation Monte-Carlo. Nous avons alors développé deux approches utilisant cette méthode, mais avec une modélisation du réseau différente :

- La simulation Monte Carlo chronologique de réseaux de Petri utilisant le logiciel MOCA-RP (MOnte-CArlo - Réseaux de Petri). Des modèles de composants des réseaux HTA (ligne, disjoncteur, interrupteur manuel, interrupteur télécommandé, secours, poste source, …) ont été créés pour faciliter la construction du modèle global. Le logiciel ne pouvant ni manipuler des variables continues, ni implanter d'algorithmes externes, cette approche n'est pas adaptée pour prendre en compte les phénomènes de dégradation d'un réseau électrique et certains comportements du réseau comme les manœuvres de localisation de défaut. De plus la construction d'un modèle est assez longue et complexe du fait des messages booléens à définir pour chaque composant.
- La simulation Monte Carlo chronologique sous Matlab. Nous avons développé une application permettant l'étude de la sûreté d'un départ HTA « classique » en spécifiant seulement l'architecture du départ, les manœuvres de localisation de défaut étant, ici, modélisées exactement. Ensuite, une deuxième application a été mise au point pour traiter le cas d'un réseau BT isolé, plusieurs modules de calcul de réseau ont été insérés dans l'algorithme de Monte Carlo : un calcul de répartition de charge et un calcul des tensions lors d'un court-circuit.

3.2.3 Les applications développées

Le premier cas d'application est l'étude de l'insertion d'une cogénération sur un départ HTA « classique » : considérant les spécifications du raccordement de l'installation, le fonctionnement du plan de protection et des détecteurs de défaut ne sont pas influencés. De même au niveau HTA, l'introduction d'une production sur un départ n'influe pas sur le fonctionnement. Ainsi, les seuls impacts recensés se limitent aux défaillances supplémentaires des équipements de l'installation : les résultats montrent un impact très faible dû particulièrement à la protection de découplage de l'installation. Nous avons étudié le cas où la GED peut servir de secours pour le départ lors d'une

défaillance sur celui-ci : les résultats montrent que l'installation réduit l'indisponibilité des clients de la même manière qu'un secours « classique » par un autre poste source.

Nous avons voulu traiter un cas où des contraintes de fonctionnement du système sont mises en jeu (comme sur le réseau de transport) afin d'anticiper sur les architectures nouvelles de réseaux de distribution. Celles-ci n'étant pas encore bien définies, nous avons utilisé un réseau BT fortement maillé fonctionnant en régime îloté avec un parc de production constitué de cogénérations et de piles à combustible (PAC): outre les problèmes dynamiques qui ne sont pas abordés, le délestage fréquentiel afin de maintenir l'équilibre des puissances lors de pertes d'ouvrage, les surcharges (thermiques) ainsi que les changements de configuration du réseau pour les éviter ont été modélisés. La simulation, du fait de la prise en compte des variations de charge (courbe de charge), est beaucoup plus lente que les précédentes mais donne des résultats satisfaisants.

La figure 19 donne l'organigramme de l'application développée dans l'approche sous Matlab :

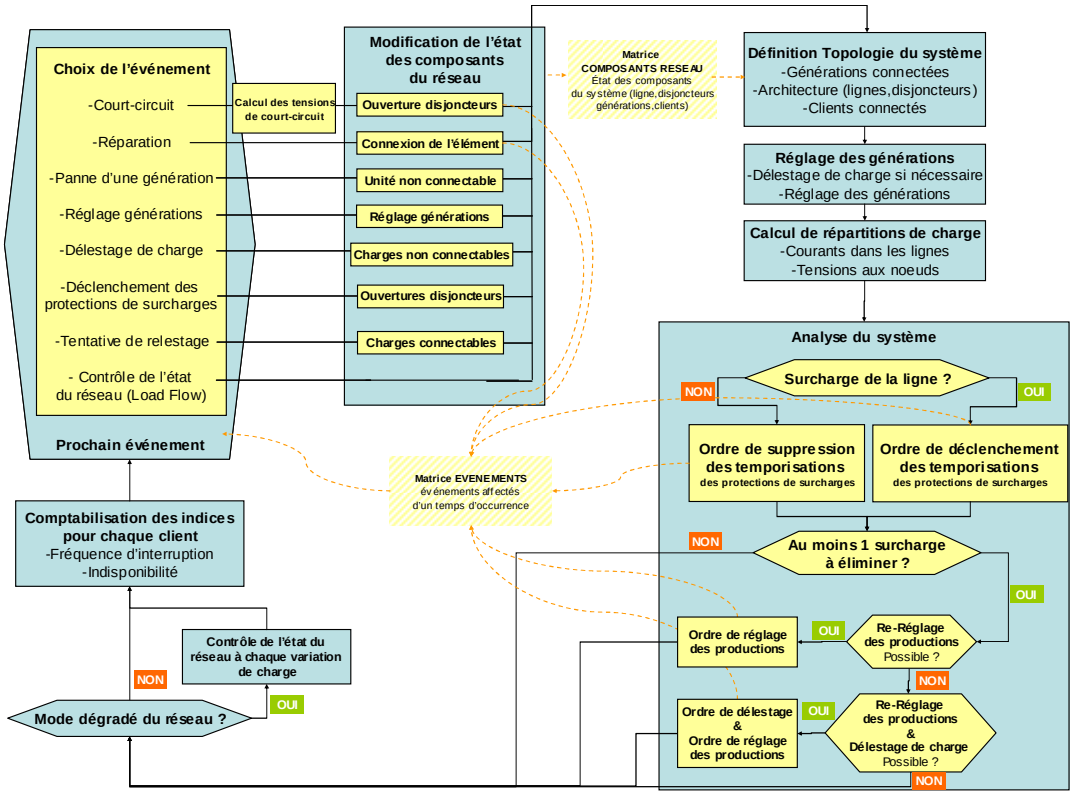


Figure 19 : *Algorithme développé sous Matlab*

La figure 20 donne, quant à elle, quelques résultats pour l'application de cette méthode au réseau BT pour différents cas :

- Cas n°1 : les PAC débitent une puissance constante correspondant à leur puissance maximale (mode 1).
- Cas n°2 : les puissances des PAC suivent la courbe de charge (mode 2).
- Cas n°3 : Pour observer l'influence des surcharges sur les indices de sûreté des clients, une simulation a été exécutée en mode 1, mais avec des câbles de 240 mm² au lieu des câbles de 38 mm² utilisés dans les cas 1 et 2.

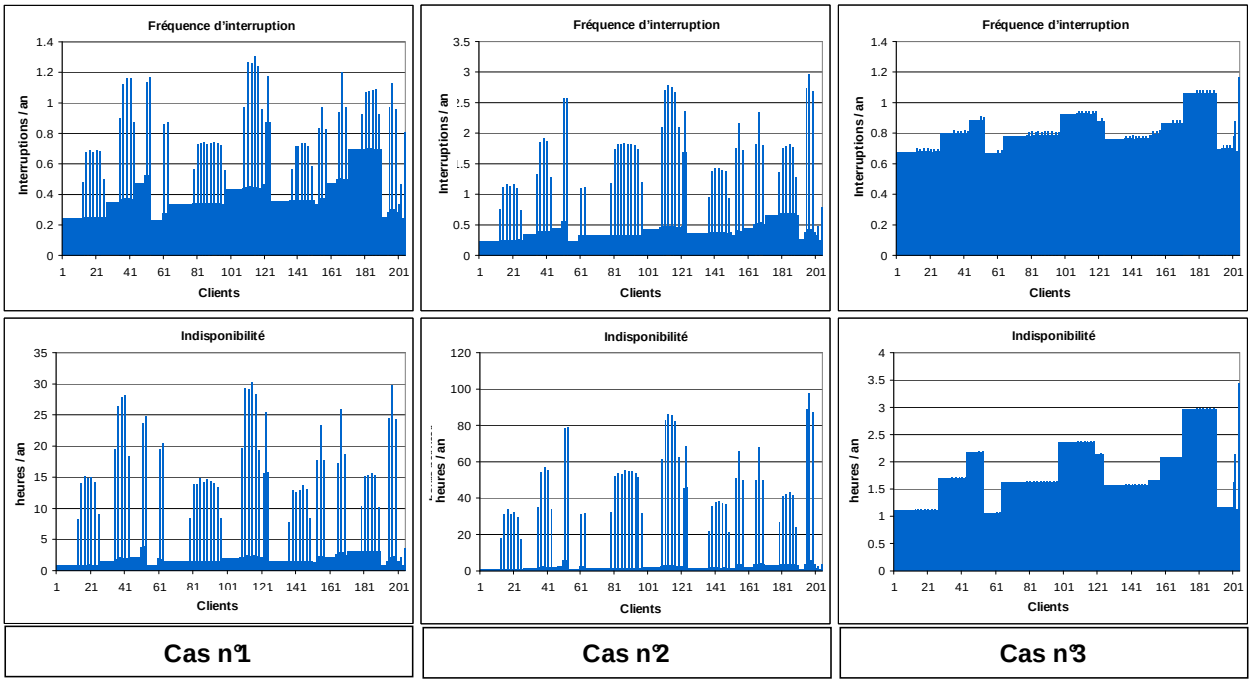


Figure 20 : *fréquence d'interruption et indisponibilité des clients du réseau*

Les méthodes de simulation de Monte Carlo requièrent un grand nombre de tirages pour converger vers un résultat avec une précision raisonnable et nécessitent donc un temps de calcul important. Nous avons donc voulu identifier les possibilités d'accélération de la convergence des résultats pour rendre notre outil plus abordable d'un point de vue industriel.

3.2.4. Les possibilités d'accélération de la simulation Monte-Carlo

Pour réduire le nombre d'échantillons nécessaires pour une précision donnée, nous avons commencé à explorer les techniques de réduction de la variance qui sont utilisées assez couramment dans l'évaluation de la fiabilité des réseaux électriques. La variance représente une "mesure" de la qualité de convergence d'une simulation stochastique. C'est une moyenne quadratique des écarts entre les échantillons et la moyenne des échantillons (qui est donc le résultat vers lequel la simulation converge). Plus la variance est faible, moins on a besoin de tirer d'échantillons pour obtenir une précision donnée. A l'extrême, si la variance est nulle, le paramètre estimé par la simulation stochastique est parfaitement connu et il n'y a pas besoin de simulation !

Parmi les techniques de réduction de la variance, on retrouve : les variables antithétiques, les variables de contrôle, l'échantillonnage préférentiel, l'échantillonnage stratifié et l'échantillonnage corrélé [RIO99, KLE74]. Nous avons, dans un premier temps, utilisé la technique des variables antithétiques, qui nous semblait la plus simple à mettre en oeuvre dans notre outil.

L'idée principale de cette technique est d'essayer de créer une corrélation négative entre des échantillons de la simulation Monte Carlo, en générant un tirage avec des nombres aléatoires U_1, U_2 …, et un autre tirage antithétique avec les nombres $(1\text{-}U_1)$, $(1\text{-}U_2)$…. Si une corrélation négative est obtenue, la variance diminue et on a besoin de moins de tirages pour une même précision. Pour fixer les idées, considérons que F_1 et F_2 sont les résultats des tirages 1 et 2, respectivement. Le nouvel estimateur du système est alors la moyenne des deux :

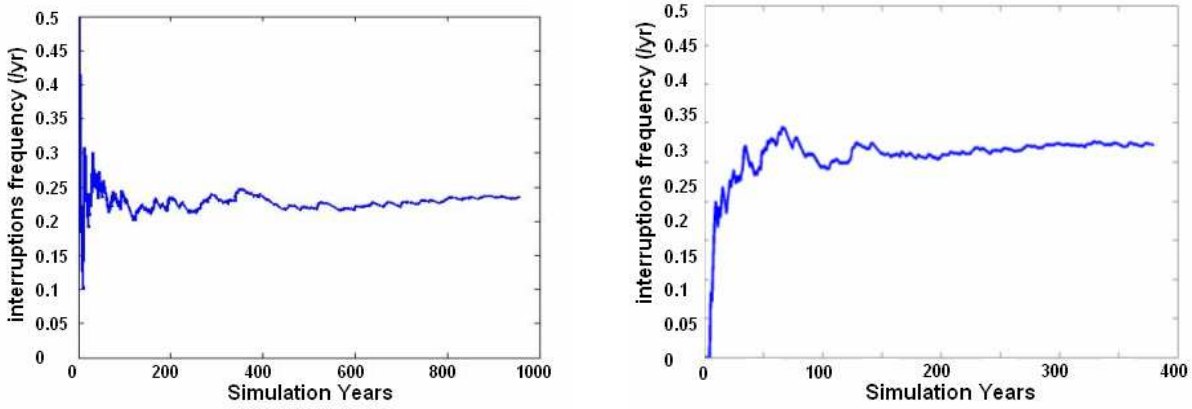
$$E(F) = \frac{1}{2}(F_1 + F_2) \quad (6)$$

et sa variance est :

$$\mathrm{var}(E(F)) = \frac{1}{4}[\mathrm{var}(F_1) + \mathrm{var}(F_2) + 2\,\mathrm{cov}(F_1, F_2)] \quad (7)$$

Si F_1 et F_2 sont corrélés négativement, la covariance est alors négative et la variance globale est réduite.

Cette technique de réduction, appliquée à la simulation Monte-Carlo programmée sous Matlab et pour le réseau BT utilisé précédemment a donné le résultat de la figure 21 :



a) Simulation Monte-Carlo naturelle b) Simulation Monte-Carlo accélérée

Figure 21 : *fréquence d'interruption pour un client du réseau*

En utilisant cette technique et en portant la durée d'un échantillon de 1 an à 10 ans (en tenant compte des valeurs des taux de défaillances des équipements les plus fiables du réseau), nous avons réussi à obtenir une accélération de 30% de la simulation Monte-Carlo. Ce résultat, somme toute peu performant, montre que pour notre cas la corrélation négative entre les variables antithétiques est relativement faible. De fait, comme il est impossible pour les systèmes complexes avec plusieurs variables stochastiques de quantifier analytiquement cette corrélation, la seule solution est de procéder directement à la simulation en espérant obtenir un résultat positif. Il nous restera donc essayer d'autres types de techniques de réduction de variance, notamment celles à base de stratification, ce qui est en cours d'étude dans le cadre de la thèse d'Andreea Ocnasu.

3.2.5 Vers un outil d'aide aux gestionnaires des réseaux

Cette thèse a pour but de poursuivre le développement de l'outil commencé par Malik Megdiche : il s'agit de concevoir, sur la base des méthodes et du logiciel déjà développé, un outil d'aide à la conception/planification et à la conduite des réseaux selon l'approche « sûreté de fonctionnement ». Cet outil devra fournir au système de conduite des éléments de décision prenant en compte les fragilités du réseau (fiabilité, disponibilité des équipements HTA). Il faudra notamment résoudre les problèmes suivants :

- Afin d'alimenter les outils de calculs de fiabilité, il est nécessaire d'avoir des estimations remises à jour périodiquement des niveaux de fiabilité des différents équipements de réseaux HTA/BT (éventuellement les lois d'évolution dans le temps des taux de défaillance).
- L'accélération de la simulation Monte-Carlo que nous avons déjà évoqué.

- L'outil logiciel comprendra éventuellement différents types de modèles et de méthodes de simulation en fonction de l'application envisagée et des constantes de temps associés.
- Définir une architecture logicielle performante à partir des modules de base de l'outil existant et intégrant les nouveaux modules.

Thèses concernées par ce thème :

Malik Megdiche "Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de producteurs indépendants", thèse INPG soutenue le 13 décembre 2004

Andreea Ocnasu "La sûreté de fonctionnement pour l'aide à la conception, la planification et la conduite des réseaux de distribution du futur", thèse INPG, soutenance prévue fin 2008

3.3. Réglage de tension à l'aide de la production décentralisée

3.3.1. La résolution d'un problème par la cause qui l'a engendré

A l'heure actuelle, la tension est réglée dans les réseaux de distribution par les régleurs en charge et les bancs de capacité des postes sources et il n'y a en général pas trop de problèmes. Dans le futur, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence de GED, au point que la tension risque de dépasser la limite supérieure en certains endroits du réseau alors qu'elle est maintenue à une valeur normale au poste source. Les moyens de réglages actuels n'étant pas aptes à résoudre ces problèmes de tension, puisque leur action est moyennée au niveau du poste source, il semble en effet naturel de chercher comment se servir des GED qui seront présentes. Cette solution présente également l'avantage de soulager l'action de réglage de tension du réseau de transport en limitant les transits de puissance réactive entre le transport et la distribution. Une autre solution consisterait à utiliser des dispositifs de compensation de type D-FACTS (systèmes FACTS insérés dans les réseaux de distribution), mais il s'agit là d'une solution coûteuse basée sur des installations dédiées alors que les GED seront déjà présentes pour produire de la puissance active.

Nous avons vu précédemment que la croissance du taux de pénétration des GED dans les réseaux nécessitera probablement une organisation économique et énergétique des producteurs indépendants. Cette nouvelle organisation peut produire un outil susceptible de fournir certains services systèmes [JOO00], et plus particulièrement une solution au problème du plan de tension, comme nous venons de le voir. Ce besoin d'une nouvelle organisation des producteurs indépendants conduit au concept de **Centrale Virtuelle** [SUR06] pour apporter une solution à ce problème. Cela consiste en une mutualisation de ces petites sources et éventuellement de certaines charges. En effet, plusieurs GED, en mutualisant leurs efforts de production et en coordonnant leurs réglages, sont susceptibles de proposer à leur échelle les mêmes services système de tension et de fréquence qu'une unité de production centralisée de taille équivalente. Elles disposeront également d'un poids plus important sur les marchés de l'énergie électrique. Cependant, pour réaliser cette mutualisation, il est indispensable de les gérer d'une manière optimale afin d'en assurer la faisabilité et la rentabilité.

A noter que l'appellation **Centrale Virtuelle** est déjà utilisée par EDF pour caractériser des sociétés qui achètent de l'énergie produite par les centrales d'EDF pour la revendre ensuite en leur propre nom. Nous remplaçons donc progressivement cette appellation par celle de **Centrale Agrégée** mais comme Paris ne s'est pas faite en un jour, on pourra voir cohabiter les deux termes pendant un certain temps encore.

Nous allons donc ici nous intéresser particulièrement aux services de réglage de tension que les nouveaux producteurs peuvent fournir au réseau de distribution, et à leur mise en œuvre pour répondre aux problèmes de gestion du réseau. Nous proposons donc de développer un outil de réglage de tension et de gestion de la puissance réactive dédié aux réseaux de distribution comportant de la production décentralisée. Le problème du réglage de la tension étant un problème local, nous envisageons une réponse locale, c'est-à-dire un système de réglage coordonné de tension applicable à l'échelle d'un réseau de distribution situé à l'aval d'un unique poste source.

Le travail présenté ici n'est qu'une étape d'un processus de recherche sur l'intégration de production décentralisée dans les réseaux de distribution du futur initié par le GIE IDEA. Il s'inscrit dans le cadre du projet européen de recherche **FENIX** sur la participation des GED à la sûreté du réseau électrique et aux services système.

3.3.2. Une stratégie de réglage de tension basée sur une coordination optimale des GED

Nous avons donc mis au point et validé une stratégie de réglage de tension performante et adaptable aux besoins des gestionnaires de réseaux de distribution inspirée du Réglage Secondaire Coordonné de Tension (RSCT) implanté par EDF dans le réseau de transport du nord-ouest de la France depuis 1998 [LEF00]. La solution mise en œuvre par EDF passe par une optimisation multi – objectif des consignes de tension des groupes participant au réglage, ce qui a de plus l'avantage de rendre possible une gestion intelligente de la production de puissance réactive en tenant compte des réserves de chaque groupe et du besoin de compensation locale de réactif lié à l'évolution de la charge.
Le RSCT est basé sur un calcul d'optimisation des consignes de tension des groupes pour tenir la tension en plusieurs noeuds, appelés noeuds pilotes, à l'intérieur de chaque zone de réglage. Le plan de tension global est ainsi plus finement contrôlé et les zones de réglage peuvent être sensiblement élargies par rapport à celles utilisées pour le réglage secondaire classique, ce qui réduit l'effet néfaste du couplage entre zones adjacentes.
La fonction objectif utilisée pour faire l'optimisation comporte les trois objectifs suivants :

- Tenue de la tension en différents noeuds spécifiques et représentatifs de l'évolution de la tension sur la zone de réglage. Ces noeuds sont appelés "noeuds pilotes". Cet objectif a pour but de minimiser l'écart entre les tensions mesurées aux points pilotes et les valeurs de consigne correspondantes afin d'approcher au mieux du plan de tension optimal régulièrement redéfini par le réglage tertiaire effectué au niveau du dispatching national.
- Gestion de la puissance réactive. Il s'agit cette fois de minimiser l'écart entre le niveau relatif de production de puissance réactive de chaque groupe (rapporté à sa propre réserve) et la référence définie pour toute la zone, ceci afin que chaque groupe participe à l'effort de compensation de puissance réactive en fonction de ses réserves et des distances électriques au point de consommation.
- Tension aux bornes des générateurs. Cet objectif réalise la minimisation de l'écart entre les tensions mesurées aux bornes des groupes participants et les valeurs de référence correspondantes. Cela permet d'éviter des excursions incontrôlées des consignes de tension susceptibles d'être fournies aux régulateurs de tension des alternateurs les plus éloignés des points pilotes à l'issue des calculs d'optimisation.

Nous avons appelé notre stratégie de réglage de tension adaptée aux réseaux de distribution D-RCT (pour Distribution - Réglage Coordonné de Tension). Le D-RCT a les caractéristiques suivantes :

- fonction d'optimisation multi – objectif (tensions aux nœuds pilotes et aux GED, production de réactif) pour le calcul des consignes de tension des GED;

- nœuds pilotes sélectionnés de manière optimale pour rendre le D-RCT plus efficace et plus économique;
- adaptation automatique des objectifs de l'optimisation en fonction de l'état du réseau;
- réduction des pertes par OPF basé sur une estimation prévisionnelle de la charge;
- architecture à base d'agents intelligents permettant une bonne souplesse d'utilisation.

La fonction objectif du D-RCT est :

$$\begin{aligned} \underset{i\in\alpha G}{F_{OBJ}}(V_i^{ref}) = {} & \Lambda_{V_p}\cdot n_{V_p}\cdot\sum_{j\in\alpha P}\lambda_j^{V_p}\left(\alpha(V_j^{ref}-V_j)-\sum_{k\in\alpha G}S_{V_j,V_k}\cdot\Delta V_k\right)^2 \\ & +\Lambda_{Q_G}\cdot n_{Q_G}\cdot\sum_{j\in\alpha G}\lambda_j^{Q_G}\left(\alpha(Q_j^{MAX}\cdot q^{ref}-Q_j)-\sum_{k\in\alpha G}S_{Q_j,V_k}\cdot\Delta V_k\right)^2 \\ & +\Lambda_{V_G}\cdot n_{V_G}\cdot\sum_{j\in\alpha G}\lambda_j^{V_G}\left(\alpha(V_j^{ref}-V_j)-\Delta V_j\right)^2 \end{aligned} \qquad (8)$$

où :
- F_{OBJ} est la fonction objectif à minimiser;
- V_j^{ref} et V_j sont respectivement les tensions de référence et mesurée au nœud pilote j.
- αG et αP sont respectivement les ensembles des indices des nœuds générateurs et des nœuds pilotes.
- S_{V_C,V_G} est la matrice de sensibilité reliant les variations de tension aux nœuds de charge aux variations de tension aux nœuds générateurs.
- Q_j^{MAX} et Q_j sont respectivement la réserve de puissance réactive et la puissance réactive produite par le groupe connecté au nœud j, vérifiant la condition $|Q_j| \le Q_j^{MAX}$;
- $q^{ref} = \sum Q_i / \sum Q_i^{MAX}$ est la valeur de référence uniforme de production de puissance réactive.
- S_{Q_G,V_G} est la matrice de sensibilité reliant les variations de puissance réactive aux nœuds générateurs aux variations de tension aux nœuds générateurs
- V_j^{ref} et V_j sont respectivement la tension de référence et la tension mesurée au nœud générateur j.
- α est le gain du "contrôleur";
- n_{V_p}, n_{Q_G} et n_{V_G} les indices de normalisation;
- Λ_{V_P}, Λ_{V_G}, Λ_{V_G}, $\lambda_j^{V_P}$, $\lambda_j^{Q_G}$ et $\lambda_j^{V_G}$ les coefficients de pondération qui permettent notamment de privilégier un objectif par rapport aux autres et certains noeuds par rapport aux autres.

Cette fonction objectif est n'est pas fondamentalement différente de celle utilisée pour le RSCT car le réseau de distribution comprend des noeuds, des générateurs, des lignes, etc. au même titre que le réseau de transport. La différence entre le RSCT et le D-RCT se situe surtout au niveau des contraintes de cette fonction objectif, qui sont issues des contraintes techniques, opérationnelles et contractuelles des réseaux et qui sont très différentes dans les deux cas.
Ces contraintes concernent :
- le maintien des tensions aux points de livraison des GED et aux noeuds pilotes dans les limites contractuelles [U_n +5% ; U_n -5%],
- la sécurité des GED par la limitation de la puissance réactive fournie pour éviter les échauffements et la limitation des variations des tensions de consigne pour éviter le vieillissement prématuré des divers éléments des GED.

Ce problème d'optimisation sous contraintes est continu et les valeurs initiales ne sont pas trop éloignées de l'optimum puisque le réglage s'effectue toutes les 10s (l'état du réseau n'a pas le temps d'évoluer fortement), sa résolution est donc basée sur un algorithme déterministe. L'algorithme choisi est la méthode séquentielle de programmation quadratique qui utilise les multiplicateurs de Lagrange pour former des sous–problèmes quadratiques en tenant compte des contraintes.
Les figures 23 et 24 montrent l'application du D-RCT au réseau de la figure 22, sans sélection optimale des noeuds pilotes, dans un premier temps.

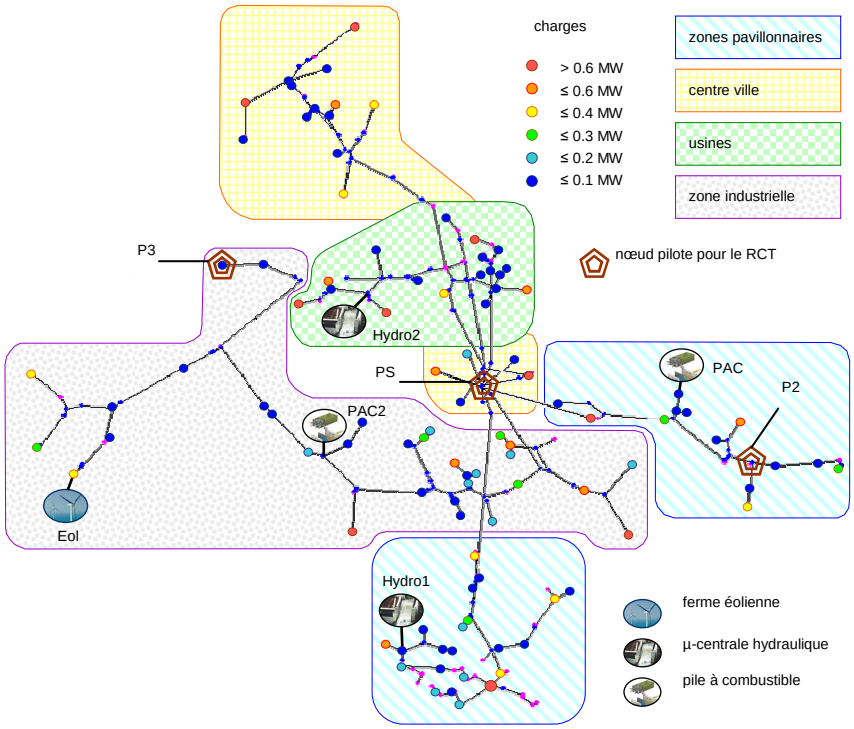


Figure 22 : *réseau de distribution 5 départs*

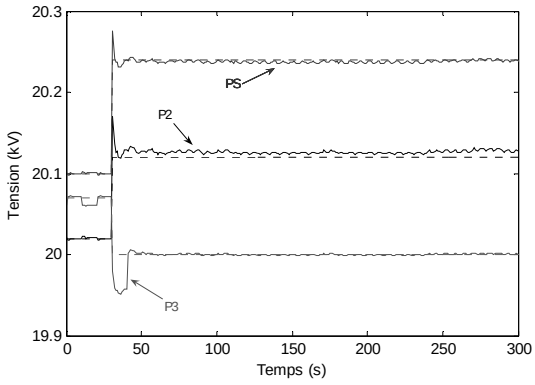


Figure 23 *: Réponse du D-RCT mono – objectif (objectif de tension aux noeuds pilotes) à un échelon de consignes*

Ces figures montrent un comportement satisfaisant du D-RCT et illustrent le compromis imposé par la frontière de Pareto dans une optimisation multi-objectifs où on ne peut améliorer un objectif (la tension en un noeud pilote donné, par exemple) sans dégrader les autres.

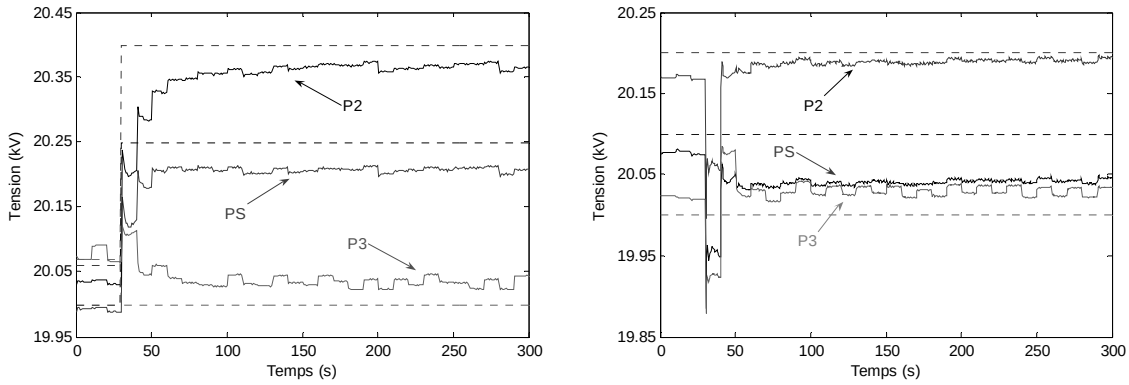


***Figure 24** : Réponse du D-RCT multi-objectifs à un échelon de consignes (à gauche) et à une variation de charge (à droite)*

3.3.3. Sélection optimale des noeuds pilotes

La sélection optimale des noeuds pilotes en terme de nombre et de placement a fait l'objet de deux approches dont le but était de minimiser une fonction objectif intégrant un objectif de commandabilité de la tension des noeuds pilotes et un objectif d'observabilité du plan de tension.

a) Une approche déterministe en quatre étapes proposée dans [CON96]:

- Définition de scenarii : La minimisation de la fonction objectif dépend fortement de la configuration et de l'état du réseau (plan de tension et état de charge). Elle dépend également de la perturbation de charge réactive appliquée initialement. Pour tenir compte de cette variabilité du réseau, il est nécessaire de définir un ensemble de scénarii à partir de différents états de charges et différentes perturbations de réactif.
- Recherche de jeux de noeuds pilotes : pour chaque scénario, cette recherche s'effectue en deux temps :

Accumulation : recherche par un algorithme d'accumulation de type "essai/erreur" des meilleurs nœuds pilotes, un par un en conservant au fur et à mesure les noeuds qui améliorent le plus la fonction objectif, jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit vérifié. Du fait de l'absence de remise en cause du choix des nœuds au fil de la recherche, le jeu de nœuds pilotes obtenu à l'issue du processus initial d'accumulation est sous–optimal. C'est pourquoi un algorithme complémentaire de recherche globale est utilisé dans un second temps.

Recherche globale: à partir du jeu initial trouvé, recherche des nœuds qui minimisent la fonction objectif par un algorithme de recherche globale de type "essai/erreur". L'algorithme de recherche globale permet d'améliorer la sélection initiale en essayant successivement pour chaque nœud sélectionné de le remplacer par chacun des nœuds non sélectionnés afin de trouver celui qui minimise la fonction objectif. Cet algorithme déterministe ne garantit pas l'obtention de l'optimum global puisqu'il n'essaye pas toutes les solutions possibles, mais est tout à fait satisfaisant quand il est utilisé avec le jeu initial fourni par accumulation.

- Calcul des indices de satisfaction : ils évaluent la fonction objectif pour chaque scénario et pour chaque jeu de noeuds pilotes.
- Sélection finale : l'ensemble de nœuds pilotes retenu sera celui qui aura obtenu le meilleur indice de satisfaction.

Cette méthode permet de trouver un jeu de nœuds pilotes quasi – optimal avec un temps de calcul très réduit. La figure 25 montre un exemple d'évolution de la fonction objectif et de la sélection des nœuds pilotes au cours des itérations pour le réseau de la figure X.

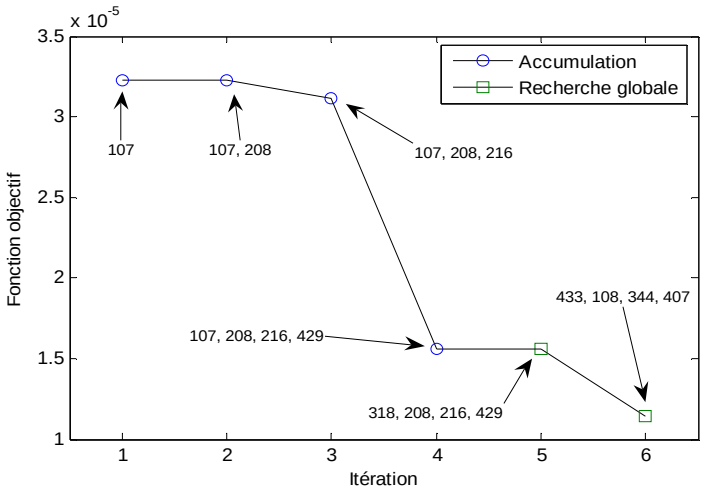


***Figure 25** : Evolution de la fonction objectif*

b) La deuxième approche utilisée pour la sélection optimale de noeuds pilotes est stochastique. L'utilisation d'un algorithme génétique initialement développé pour le placement optimal de dispositifs FACTS dans les réseaux de transport [RAD-06] nous a permis de valider la performance de l'algorithme de recherche déterministe décrit ci-dessus. Les noeuds pilotes obtenus par cette approche sont très proches de ceux obtenus par l'approche cumulative mais cette dernière est beaucoup plus rapide (quelques minutes de calcul contre quelques heures avec l'algorithme génétique).

A noter qu'afin d'évaluer l'intérêt et la pertinence de ce choix de nœuds pilotes pour le D-RCT dans les réseaux de distribution électriques du futur, nous avons appliqué cette méthode sur un réseau test comprenant trois réseaux de distribution (à l'aval de trois postes sources, 12 départs en tout) interconnectés par cinq liaisons reconfigurables à l'aide d'interrupteurs. Cette étude a introduit une nouvelle dimension qui est le nombre de reconfigurations possibles (24 en l'occurrence) dans le processus de sélection des noeuds pilotes.
Le D-RCT, en imposant la tension aux bornes des GED, crée des transits de courant réactif supplémentaires dans le réseau, ce qui a pour conséquence néfaste l'augmentation des pertes en lignes par effet Joule. On remédie partiellement à ceci par l'adaptation des consignes de tension à l'état de charge. Celle-ci s'appuie sur un calcul d'optimisation du plan de tension sous contraintes (Optimal Power Flow, OPF [CAI-04]) et la connaissance d'une courbe de charge prévisionnelle. Cette dernière peut être établie heure par heure la veille pour le lendemain.

L'architecture de la stratégie de réglage que nous avons proposée est donnée sur la figure 26.

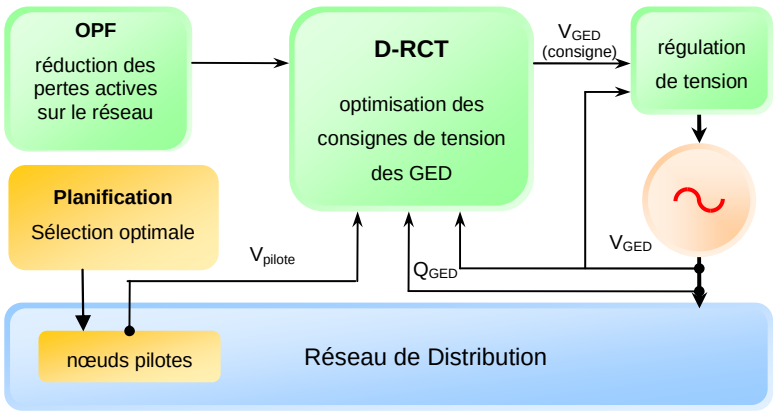


***Figure 26 :** Architecture du D-RCT*

3.3.4. Comparaison avec d'autres types de réglages

Nous avons enfin réalisé une étude comparative entre le D-RCT et deux autres types de réglage :
- Un réglage P/Q, avec Q=0, donc en fait, pas de réglage de tension, ce qui correspond à la situation actuelle et sert de casa de référence.
- Un réglage local auto-adaptatif (sans coordination ni communication) développé dans un autre projet du GIE IDEA [RAM06], dont le principe est qu'une action de réglage n'est nécessaire que lorsque la tension approche la limite inférieure ou supérieure contractuelle. Ce régulateur implanté sur chaque GED alterne intelligemment (utilisation de la logique floue) entre un mode de régulation en puissance (réglage P/Q; Q = 0 en régime normal, ce qui veut dire : pas de réglage), et un mode de régulation en tension / puissance réactive, ou réglage P/V en régime perturbé.
Cette comparaison nous a fait mettre en évidence la complémentarité du réglage coordonné et du réglage local et nous a donné l'idée de faire cohabiter les deux sur un même réseau de distribution afin d'améliorer les performances globales du réglage de tension. Les premières simulations réalisées avec ce réglage mixte sont encourageantes et nous poursuivons ces travaux dans le cadre de la thèse de Boris Berseneff.

3.3.5. Les évolutions envisagées

Le D-RCT reste malgré tout imparfait, et certaines de ses caractéristiques doivent encore évoluer. Les principales voies à explorer dans ce sens sont les suivantes :

- une meilleure gestion de l'énergie réactive peut être obtenue grâce à une coordination avec les régleurs en charge et bancs de capacités quand ils sont présents; d'autant plus que les problèmes de tension basse sur les départs où il n'y a pas de GED ne peuvent être résolus par le D-RCT et le réglage local (pas d'observabilité ni de commandabilité pour ces départs), car le régleur en charge voit une tension moyenne des départs au poste source.
- l'ajout d'un critère sur les pertes Joule dans la fonction objectif de l'optimisation des nœuds pilotes devrait permettre de réduire les pertes. Il serait également intéressant d'étudier le remplacement du critère actuel sur la puissance réactive par un critère sur les pertes Joules;
- l'utilisation en secours de la puissance active pour le réglage de tension en situation critique pourrait garantir une meilleure sécurité du réseau, par exemple en corrigeant une surtension par une baisse de la production de puissance active;
- une stratégie de gestion technico-économique globale de la centrale virtuelle doit être étudiée pour en améliorer la rentabilité, notamment par application de la stratégie de réglage de tension mixte coordonné – local;
- dans le cas d'une centrale virtuelle à grande échelle, il serait également intéressant d'étudier le problème du réglage de fréquence pour améliorer l'offre en termes de services système.

Thèses concernées par ce thème :

Olivier Richardot "Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée", thèse INPG, soutenance fixée au 10 octobre 2006

Boris Berseneff "Régulation de tension dans les réseaux de distribution du futur", thèse INPG, soutenance prévue fin 2009

4. Que chercher dans les années à venir ?

4.1. Réflexion sur les paramètres pouvant influer une orientation de recherche

A ce stade de la réflexion, il est temps pour moi de me poser la fameuse question :
"Et maintenant, que vais-je faire ?"

Pour apporter des éléments de réponse à cette question, il faut considérer que la définition d'une orientation de recherche ne dépend pas uniquement de choix ou d'envies personnelles. D'autres paramètres, et pas seulement scientifiques, entrent en jeu.

Le travail d'équipe en est un, dans le sens ou un chercheur ne peut raisonnablement pas développer ses axes de recherche sans tenir compte des orientations collectives dont, bien entendu, il se doit de participer à l'élaboration dans la mesure de ses moyens. Le rayonnement scientifique de l'équipe, et par extension du laboratoire, dépend fortement de la cohésion et de la solidarité de ses membres face aux défis qui les attendent.

L'argent, nerf de la guerre, est aussi une nécessité pour faire vivre une politique de recherche et les collaborations industrielles sont non seulement nécessaires mais aussi souhaitables car elles sont souvent source d'inspiration et peuvent permettre au chercheur de garder les pieds sur terre, si besoin est. Il ne faut pas non plus oublier qu'il y a là un des objectifs fondamentaux de la recherche, surtout lorsqu'il s'agit de recherche appliquée comme dans mon domaine : c'est le transfert des connaissances vers l'industrie qui, normalement, doit participer au développement global de la société.
Cependant, il peut y avoir un effet conjoncturel, voire d'opportunisme, lié à la recherche de financements puisqu'on peut être tenté de s'écarter de ses orientations initiales en fonction des contrats se présentant. Ce n'est pas incompatible avec une stratégie de recherche de qualité si l'on veille à garder une certaine cohérence globale.
D'un autre côté, il est aussi intéressant de glaner des financements sur fonds publics afin de pouvoir explorer des thématiques plus prospectives, c'est à dire des thématiques qui n'intéressent pas fortement les industriels à l'instant t car elles relèvent d'une vision à plus long terme. Dans ce cas, le chercheur espère avoir vu juste et qu'il sera prêt le moment venu en ayant "un coup d'avance".

Enfin, un autre objectif fondamental d'un chercheur et qu'il doit donc garder constamment à l'esprit est sa responsabilité de formation. Que ce soit la formation par la recherche des doctorants ou le transfert des connaissances vers l'enseignement, le chercheur se doit de préparer le mieux possible ses étudiants à l'insertion dans la vie professionnelle et cela peut passer par des recherches contextuelles.

Ceci étant dit, la réponse d'un point de vue scientifique à la question posée passe par un examen des connaissances acquises durant ces dernières années, une tentative d'extrapolation sur la mutation en cours des réseaux, pour au final, donner les orientations probables de mes futurs travaux en fonction de ces différents paramètres et des verrous scientifiques identifiés.

4.2. Position des travaux développés jusqu'à ce jour

En ce qui concerne les acquis, les thèmes de recherche que j'ai développé et qui entrent dans le cadre de la sécurité des réseaux et l'amélioration de leurs performances ont tout à fait leur place dans le contexte actuel. Dans les sociétés modernes et à l'ère du tout numérique, la moindre interruption de l'énergie électrique peut avoir des conséquences catastrophiques tant du point de vue

économique que du point de vue sociétal : c'est un besoin vital. Le fait de savoir gérer, autant que possible, les instabilités des réseaux, voire les situations critiques revêt donc une importance particulière. Ceci est d'autant plus vrai que l'évolution des réseaux envisageable avec les données actuelles ne nous pousse guère à l'optimisme en ce qui concerne leur sécurité future. De fait, leur mutation profonde dans le monde entier pour cause de dérégulation est en train de remettre en cause leurs fondements mêmes, basés au départ sur la gestion par un seul acteur étant à même de contrôler au mieux tous les paramètres, et sans forcément avoir de préoccupation de rentabilité à court terme. La multiplication des acteurs et la compétition engendrée par la dérégulation va conduire à des optimisations économiques et une forte concurrence pas toujours compatibles avec les contraintes techniques. En effet, les acteurs seront tentés de faire fonctionner les réseaux au plus près de leurs limites en évitant autant que possible les investissements lourds et à long terme. Les réseaux deviendront plus complexes à exploiter de part la multiplicité des acteurs et l'on peut s'attendre à des problèmes de surcharges et d'instabilité liés au fonctionnement aux limites.

De plus, certains acteurs pourront être tentés d'agir à la limite de la légalité. On pourra voir apparaître des intervenants peu scrupuleux et plus soucieux de maximiser leurs profits, quitte à mettre en danger le réseau comme cela s'est produit (rarement, toutefois) dans le passé. Il ne faut malgré tout pas noircir exagérément le tableau, il est probable que ce type de comportement reste à la marge et des mécanismes de régulation existent déjà pour éviter les débordements.

Nul doute que dans ce contexte, les nouvelles technologies à base de systèmes FACTS, mesures synchronisées par GPS, systèmes d'information et de communication (TIC), ainsi que l'implication des productions décentralisée dans la gestion globale de la sécurité des réseaux, pourront apporter sinon des solutions à court terme, au moins des pistes de recherche intéressantes sur lesquels nous sommes déjà positionnés.

Maintenant, ouvrons la discussion sur l'évolution probable des réseaux d'énergie électrique.

4.3. Que va engendrer la mutation en cours des réseaux ?

La mutation profonde des réseaux en cours est censée apporter un certain dynamisme et une opportunité de développement des secteurs de l'énergie électrique. Basée sur la doctrine libérale, la dérégulation est également censée apporter des bénéfices, qualifiés de "certains" par ses défenseurs, pour les consommateurs en terme de coût de l'énergie électrique. On peut en douter, considérant l'exemple français où les clients éligibles (gros industriels), premier concernés par la libéralisation, on vu le prix du kWh augmenter. Mais je dirais qu'il s'agit là d'une autre discussion.
Ce dont on est sûr, c'est que cette mutation ouvre des champs immenses à défricher pour la recherche dans le domaine et constitue à ce titre une opportunité sans précédent.

On voit aujourd'hui se dessiner une gestion imbriquée et hiérarchique des réseaux comprenant plusieurs acteurs à différents niveaux, de l'intelligence distribuée, des architectures adaptatives et sensiblement différente de la situation actuelle. Il semble donc que dans le futur, il deviendra plus difficile de découpler les études et la gestion du transport et de la distribution, surtout si cette dernière devient de plus en plus "active" par l'introduction croissante de production décentralisée et par les possibilités émergentes de pilotage de charge. Malgré tout, cette vision prendra probablement quelques décennies à se mettre en place et, à moyen terme, on peut encore examiner séparément les aspects transport et distribution.

4.3.1. Evolution des réseaux de transport

On peut dire, sans trop de risque de se tromper, que le réseau de transport restera un des vecteurs d'alimentation en énergie électrique dominant. Il est et sera a priori toujours la colonne vertébrale des réseaux et un facteur d'économie d'échelle et de sécurité. Il sera toutefois amené à jouer un rôle accru dans la mutualisation de la ressource électricité via les interconnections qui se développent de façon régulière (réseau de l'UCTE avec les pays de l'est, par exemple).

La sécurité des réseaux de transport deviendra un des grands enjeux du futur considérant les impacts économiques et sociétaux des grands incidents (plusieurs dizaines de milliards de dollars par grande panne). L'aspect concurrentiel lié à la dérégulation ainsi que la difficulté de construire de nouveaux ouvrages conduira les exploitants à optimiser les infrastructures et les équipements : architectures, gestion optimale des transferts d'énergie, surveillance et contrôle en temps-réel efficace, etc. De plus, la libéralisation imposera de définir un partage des responsabilités aussi clair que possible des différents acteurs qui utiliseront cette même ressource.

L'interdépendance entre les réseaux électriques, informatiques et de communication est de plus en plus marquée et il deviendra nécessaire de mieux comprendre et maîtriser ces interdépendances dans le futur pour une meilleure sécurité des réseaux de transport car certains grands incidents ont eu comme facteurs aggravants des pannes informatiques (exemple du blackout du 14 août 2003 au Nord-Est des Etats-Unis et au Canada) ou des problèmes de communication entre les opérateurs de centre de dispatching de réseaux adjacents (exemple du blackout du 28 septembre 2003 en Italie). Le terme d'infrastructures critiques pour ces trois types de réseaux est employé à juste titre et la modélisation des réseaux informatique et de communication devra être intégrée aux simulations des réseaux électriques (c'est valable aussi pour la distribution, d'ailleurs).

L'intégration de l'aspect environnemental, qui devient une préoccupation forte au niveau international, dans la conception et l'exploitation deviendra une nécessité absolue et mènera à essayer d'enterrer les lignes au maximum et à prohiber l'implantation de centrales polluantes (centrales à charbon, à pétrole, etc.), bien que ce dernier point sera probablement difficile à réaliser dans les pays en développement qui ont besoin de beaucoup d'énergie pour leur croissance économique (exemple actuel de la Chine).

De ces enjeux économiques et sociétaux découleront des enjeux techniques dont on peut ici donner quelques éléments :
- Remise en cause des modèles de planification
- Evolution des architectures
- Remise en cause de la gestion de la sécurité
- Observabilité du système local et externe du point de vue d'un gestionnaire
- Maîtrise et sécurité des transferts d'énergie, incluant la traçabilité et l'énergie réactive
- Optimisation énergétique
- Intégration croissante et nécessaire des technologies de l'information et de la communication
- Intelligence distribuée au niveau du réseau intégré
- etc.

4.3.2. Les réseaux de distribution du futur

A l'heure actuelle, les réseaux de distribution ont une architecture radiale et rigide qui n'est pas adaptée à une insertion significative de production décentralisée. La conduite de ses réseaux est basée sur un comportement passif et comporte un grand nombre d'opérations manuelles. Bien que

des systèmes de mesure comme les SCADA soient couramment mis en place, l'observabilité est réduite en général aux grandeurs des postes sources et est nulle en ce qui concerne les charges.

Les réseaux du futur devront être plus flexibles afin de multiplier les possibilités d'aiguillage des flux de puissance, notamment ceux engendrés par les productions décentralisées. On augmentera ainsi la redondance des chemins de transits et l'efficacité énergétique pour répondre aux besoins des consommateurs. Cette flexibilité pourra être obtenue :

- par l'utilisation des bouclages existants entre départs sous un même poste source ou entre départs de postes sources différents. Ces bouclages sont aujourd'hui exclusivement utilisés pour le secours des départs en défaut mais pourront être utilisés dans l'avenir pour des manoeuvres régulières de reconfiguration ou de reconstruction. L'ajout de boucles supplémentaires est également envisageable.
- par l'introduction de plus d'organes de manoeuvres télécommandés (Interrupteurs Moyenne Tension : IMT). Actuellement, il en existe typiquement deux ou trois par départs.
- par l'automatisation croissante de l'exploitation.
- par la définition et la mise en place de cellules (poches) connectées entre elles mais pouvant fonctionner de façon autonome selon les modes d'exploitation. Ces cellules pourront communiquer entre elles et avec le gestionnaire du réseau selon un concept d'intelligence distribuée.
- par le développement des systèmes de mesure et de communication sur l'ensemble du réseau.

Les gestionnaires de réseau bénéficieront de nouveaux services système apportés par les productions décentralisées (éventuellement mutualisées par des Centrales Virtuelles) et le pilotage des charges, ces dernières devenant des consommateurs "actifs" :

- Réglage de tension
- Participation des productions décentralisées à la gestion des situations critiques, notamment à l'îlotage et à la reconstruction du réseau en cas d'incident.
- Délestage sélectif : la granularité du délestage pourra être diminuée avec l'introduction de nouveaux IMT et les capacités d'îlotage intentionnel fournies par les productions décentralisées (délestage "fictif").
- Optimisation de la consommation des clients par des systèmes intelligents appropriés (dispositif Home Automation System, par exemple) leur permettant de diminuer les coûts de l'énergie et permettant au gestionnaire de voir des pointes de consommation limitées.
- Délestage intelligent : délestage partiel du consommateur lorsque la sécurité du réseau est endommagée avec un minimum d'impact pour son confort (cette fonction est réalisable également par un système de type HAS)

Pour mettre en place ces services, des moyens de communication devront être implantés entre les productions et le gestionnaire, ainsi qu'entre les charges et le gestionnaire (télérelève), ce qui règlera d'ailleurs le problème de leur observabilité.

4.4. Mes orientations de recherche pour les années à venir

4.4.1. Position du contexte

Ma formation de chercheur était axée sur les réseaux de transport et plus particulièrement sur l'étude de l'insertion des systèmes FACTS. Il y a encore 5 ou 6 ans, l'axe transport était le fer de lance de l'équipe SYREL, qui était reconnue nationalement et internationalement pour ces activités. Pourtant, lorsque j'ai intégré le GIE IDEA à sa création, je me suis lancé à plein régime dans l'étude des réseaux de distribution dont je ne connaissais pas grand chose à l'époque. Cet effort était

nécessaire pour pouvoir fournir un encadrement que j'espère de qualité à mes thésards, et pour participer à hauteur de mes moyens au succès de la mise en place du GIE. Je n'étais pas seul dans ce cas là car le régime transitoire dû à la mise en place du GIE a absorbé la quasi-totalité des forces de l'équipe SYREL. L'activité transport de l'équipe a donc chuté drastiquement et les contacts avec les industriels concernés se sont raréfiés.

En ce qui me concerne, les tous débuts dans la distribution ont quand même étés difficiles, mais j'ai énormément appris durant ces quelques années à étudier ces réseaux si différents des réseaux de transport, et à participer à la conception des réseaux du futur. Aujourd'hui, je considère que ces efforts ont été prodigués à raison.

D'un autre côté, la consolidation de mes acquis de thèse et d'encadrement sur les FACTS et leurs interactions a dû pâtir de tout cela. Maintenant que le GIE est arrivé à son régime permanent, je souhaite redéplacer le barycentre de mes recherches pour revenir vers le transport. J'ai déjà amorcé cette tendance en étant moteur dans une collaboration forte avec l'Université Polytechnique de Bucarest et le Pr. Mircea Eremia et en lançant, dans le cadre de cette collaboration, le projet de prévention contre les blackouts, pour lequel mes acquis sur les dispositifs FACTS seront utiles. De plus, cette réorientation de mes activités entre tout à fait dans la politique de recherche de l'équipe SYREL qui souhaite relancer l'activité transport et réactiver les contacts industriels et les collaborations universitaires, pour ne pas perdre définitivement la dynamique instaurée dans un passé pas si lointain que ça. Une réflexion dans ce sens est en cours au sein de l'équipe.

Je conserverai néanmoins une activité de recherche sur la distribution, d'une part pour ne pas négliger mes acquis encore une fois, d'autre part parce que cette activité est et sera utile dans l'avenir pour les études du transport et de la distribution intégrés, qui à mon sens deviendront inévitables.

Partant de ce principe, je vais définir mes orientations futures de recherche selon les axes transport et distribution.

4.4.2. Mes activités futures sur les réseaux de transport...

Pour ce qui concerne le transport, les thèmes de recherche sur lesquels je pense porter mon effort sont dans la continuité de mes travaux sur les moyens d'améliorer la sécurité des réseaux :

- Dans le but de consolider et de valoriser mes acquis sur les interactions des FACTS, je pourrais tenter de me lancer sur l'approche énergétique par les fonctions de Lyapunov pour l'amortissement des oscillations de puissance (Cf. § 2.2.4.). Même si ce thème est en sommeil depuis 5 ans dans l'équipe, le problème n'est, à ma connaissance, pas résolu au niveau international. Comme l'interconnexion des réseaux continue à suivre son cours et que les réseaux sont toujours exploités plus près de leurs limites, le problème des oscillations de puissance va s'amplifier. C'est donc toujours un thème d'actualité.

- Le thème de la prévention des blackouts, considérant la complexité et la dimension du problème ainsi que la façon originale de l'aborder, nécessitera plusieurs années avant d'aboutir sur un système de défense susceptible être intégré dans les outils de conduite des gestionnaires du transport. C'est un travail de longue haleine qui se fera par étapes car la résolution du problème dans sa globalité parait trop difficile. La méthodologie que j'envisage est la suivante :
  - Analyse et mise en oeuvre d'une méthode de délestage optimal existante au niveau du réseau de transport. Cette étape est en cours.

- Conception d'un système de coordination intelligent de contrôle et de commande pour le système intégré (du transport jusqu'au consommateur final) pour cette fonction de délestage. Je pense que nous nous baserons sur l'architecture proposée par Thi Thu Hà Pham dans sa thèse (Cf. figure 17 de ce mémoire). Cette architecture sera probablement simplifiée dans un premier temps mais il sera souhaitable de la mettre en oeuvre dans sa version complète par la suite. Il faudra définir les flux de données échangées entre les différentes entités.
- Réalisation d'un premier démonstrateur utilisant Matlab, Eurostag et le HAS (délestage intelligent chez le consommateur) et intégrant le modèle du système de coordination intelligent.
- Placement optimal de dispositifs FACTS. Cette partie a déjà été traitée en partie lors du post-doctorat de Daniel Radu [RAD06, RAD06-2].
- Analyse d'un système de mesure à grande échelle (WAMS) - placement optimal des points de mesure - modélisation du système
- Etude de la détection d'incident et/ou d'instabilité sur le réseau (méthode d'observation et de suivi de trajectoire, par exemple). Cette étape sera probablement à traiter en parallèle avec la précédente. On a joutera, si nécessaire, une analyse de la criticité.
- Conception d'un module d'analyse intelligente et d'aide à la décision qui effectuera la synthèse entre les signaux avant-coureurs d'une instabilité du réseau et les solutions possibles, quelles soient actuelles ou nouvelles (délestage intelligent, action sur les FACTS, action sur les générateurs, manoeuvres de reconfiguration du réseau, séparation du réseau, délestage classique,...)
- Intégration des différents modules logiciels réalisés sous forme d'un ou de plusieurs outils d'aide à la conduite pour les opérateurs du réseau intégré.
- Réalisation d'un deuxième démonstrateur regroupant tout ce qui précède.

Ceci étant dit, je pense que pour obtenir et valider sérieusement les résultats futurs pour ces deux thèmes, il serait très utile, voire nécessaire, de passer par la résolution d'un certain nombre de problèmes qu'on peut qualifier de verrous scientifiques. Voici ci-dessous la liste des verrous que j'identifie aujourd'hui. Cette liste n'est probablement pas exhaustive. Peut-être en existe-il d'autres qui sont cachés et que l'on découvrira au fur et à mesure de l'avancement des recherches ? Peut-être n'ai-je pas réussi à tous les identifier ? En tout état de cause, je donne cette liste dans l'état actuel de mes connaissances :

- la modélisation et la simulation de grands réseaux (y compris des portions de réseaux de distribution) avec leurs systèmes de mesures à large échelle. Un objectif pourrait être d'arriver à simuler un réseau à l'échelle nationale, puis européenne, mais en évitant l'explosion des temps de calcul. Les progrès constants, voire exponentiels, dans le domaine de l'informatique vont nous aider pour cela mais il faudra sans doute se pencher sur la réduction de la taille des modèles. Voici quelques pistes à explorer pour essayer d'arriver à cet objectif :
  - La modélisation des réseaux de transport externes par des équivalents. Des méthodes existent (équivalents statiques de Ward, REI-DEMO, ETI, équivalents dynamiques basés sur la cohérence, la méthode de la perturbation, etc. [ERE00]) mais elles posent certains problèmes:

    - soit il faut la connaissance ne serait-ce qu'une seule fois au départ du réseau extérieur. De plus, les changements de topologies du réseau extérieur ne peuvent être actualisés sans information transmise par ce dernier. Dans un contexte de libéralisation du secteur de l'électricité et donc de concurrence, ce point peut être bloquant. Il est quand même permis d'espérer avoir une certaine observabilité des réseaux externes car le réseau est une ressource

commune du fait des interconnexions et il est dans l'intérêt de chaque acteur de collaborer pour le bien de tous.
- soit l'équivalent est obtenu par linéarisation et donc le modèle dépend du point de fonctionnement.
- soit il dépend de l'endroit d'apparition du défaut.
Il faudra donc peut-être mener une réflexion sur ces méthodes ou tenter d'en développer de nouvelles.

- Dans le même ordre d'idée, développer des modèles agrégés dynamiques des réseaux de distribution avec production décentralisée car s'il peut être concevable de modéliser des grands réseaux de transport avec quelques parties de distribution, modéliser l'ensemble de la distribution d'un grand réseau parait inatteignable.

- La simulation numérique ou hybride (partie numérique + partie physique) temps-réel des grands réseaux. On rejoint le point précédent mais en ajoutant une difficulté supplémentaire qui est le respect de la contrainte temps-réel. En même temps, si on arrive à simuler correctement les grands réseaux en temps-réel, on peut résoudre la plupart des problèmes connus, notamment pour l'aide à la conduite de ces réseaux. L'enjeu est donc de taille. Cela concerne bien entendu le long terme et, en caricaturant un peu, il reste à savoir si je vivrai assez vieux pour voir cela aboutir.
  - Les simulateurs numériques temps-réel existent déjà depuis quelques années : le simulateur ARENE que j'ai mis en place au LEG en est un exemple. La taille des réseaux qu'il est possible de simuler à l'heure actuelle avec ce type de système est malgré tout réduite (quelques lignes et quelques générateurs) si on veut rester dans des coûts relativement abordables et leur architecture est assez fermée, ce qui limite les capacités d'introduction de nouveaux modèles (les systèmes de communication, par exemple). Par contre, les simulateurs de nouvelle génération sont basés sur des architectures de calculateurs PC quasi-grand public en parallèle (clusters) et/ou déportés et ils peuvent modéliser des systèmes de communication. Leur conception ouverte autorise une plus grande souplesse dans la modélisation et dans la réalisation des simulations et ce, pour des coûts nettement plus raisonnables. Il parait donc concevable aujourd'hui de développer des méthodologies pour la modélisation et la simulation temps-réel des grands réseaux.
  - Une application intéressante en tous points de ce type de simulateur à court et à moyen terme serait de réaliser un simulateur hybride utilisant le réseau physique du centre PREDIS de l'INPG qui est en cours de montage. On pourrait envisager, par exemple, de simuler numériquement un réseau de transport sur lequel serait "connecté" par l'intermédiaire d'amplificateurs un réseau de distribution physique (de taille raisonnable) avec productions décentralisées, charges, protections, son système SCADA, etc. On pourrait aussi simuler numériquement une partie d'un réseau de transport et physiquement une autre partie. Les possibilités de validation des résultats obtenus dans les thèses en cours et à venir et les perspectives de recherche seraient alors immenses.

- le traitement des nombreuses données sur des grands réseaux comprenant de plus en plus de communications et de systèmes d'acquisition et par conséquent inexploitables directement à l'échelle humaine.
  - Nous serons probablement amenés à examiner des méthodes d'exploration de données comme le "data mining". Il a pour objet l’extraction d'un savoir à partir de quantités de données importantes, par des méthodes automatiques ou semi-automatiques (détecteurs de corrélations et classifieurs automatiques), et l'utilisation industrielle ou opérationnelle de ce savoir.

Un autre point important qu'il faudra examiner attentivement concerne les méthodes d'optimisation avancées appliquées aux réseaux électriques. Aujourd'hui, les besoins d'optimisation dans l'étude et l'exploitation des réseaux, surtout lorsqu'il s'agit de temps-réel, font que ces techniques sont de plus en plus utilisées. Il ne faut pas voir ces méthodes comme un objectif de recherche, ce n'est pas notre domaine, mais comme des outils performants et nécessaires à nos études de réseaux. Le problème est alors de déterminer quel outil est adapté à quelle situation. En effet, il existe une quantité importante de méthodes d'optimisation, quelles soient déterministes ou heuristiques. Le lecteur aura pu croiser un certain nombre d'entre elles en feuilletant les pages de ce rapport. La complexité des problèmes augmentant exponentiellement avec la taille des réseaux étudiés et considérant que les réseaux électriques comportent des aspects continus et/ou discrets, il faut bien choisir la méthode d'optimisation pour ne pas voir exploser les temps de calcul. Ce n'est pas forcément évident pour un non-spécialiste. De fait, il est donc nécessaire de mener une réflexion sur l'identification, l'analyse et la classification de ces méthodes en fonction des types de problème rencontré dans l'optimisation des réseaux électriques. Je pense que nous pourrions beaucoup y gagner en terme d'efficacité dans nos recherches.

4.4.3. ...et sur les réseaux de distribution

Pour définir la suite de mes activités sur les réseaux de distribution, j'avoue que la tâche est plus délicate car je rappelle que le but est justement de me désengager progressivement de cet axe pour mettre plus de poids sur le transport.

Je pense alors que je continuerai mes investigations sur la sûreté de fonctionnement car il s'agit d'un domaine transversal qui implique une façon de penser très différente des raisonnements d'électrotechnique et il me semble qu'il me reste encore beaucoup de travail pour en maîtriser les tenants et les aboutissants. D'autre part, les méthodes de sûreté peuvent aussi bien s'appliquer aux réseaux de transport, ce qui pourra peut-être servir un jour vu la réorientation de mes activités de recherche. On peut aussi envisager d'étudier dans l'avenir les impacts réciproques de ces réseaux du point de vue de la sûreté. La suite de mes recherches à court et moyen terme dans le cadre des réseaux de distribution consistera donc principalement à développer l'outil d'aide à la conception/planification et à la conduite des réseaux selon l'approche « sûreté de fonctionnement » que j'ai évoqué dans le § 3.2.5 de ce rapport.

L'adaptation du contrôle de performances des producteurs indépendants aux réseaux de distribution est également une piste intéressante à explorer puisque l'augmentation du taux de pénétration de ces productions et leur participation aux services système semblent inéluctable dans les années à venir.

4.5. En guise de conclusion finale pour terminer cette fin de mémoire

Pour conclure, je dirais qu'aujourd'hui il m'est difficile d'affirmer que je parviendrai au bout de ce programme de recherche. On peut toujours imaginer de plus ou moins grandes choses, mais qui sait de quoi sera fait le concret de demain ? Peut-être aurai-je des choix à faire parmi les thèmes que je me suis proposé de développer, donc des limites supplémentaires à poser. C'est toujours restrictif mais enfin, on a que deux bras et une seule tête. Ce que je sais, par contre, c'est que je ne serai pas seul et que je pourrai compter sur mon équipe pour me faciliter autant que possible la tâche. Les collaborations externes, avec en premier ligne celles déjà initiées, me seront également d'un grand secours.

Maintenant, la seule chose censée qui me reste à faire pour attaquer ces années à venir est, pour employer un style un peu pompeux, de m'armer de courage et de bon sens, d'ambition et d'humilité, de témérité et de sagesse...

Bibliographie

[ALL00] R. Allan, R. Billinton, “Probabilistic assessment of power systems”, Proceedings of IEEE, Vol. 88, n°2, Février, 2000.

[AMM00] S.Ammari " Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d’interconnexion" Thèse LEG/INPG, novembre 2000

[AMM00-2] S. AMMARI, Y. BÉSANGER, N. HADJSAID, D. GEORGES "Robust Solutions for the Interaction Phenomena between Dynamic Loads and FACTS Controllers" IEEE-PES Summer Meeting, Juillet. 2000, Seattle, Washington, USA

[BES96] Y.Bésanger "Etude des FACTS et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion", Thèse LEG-INPG, juillet 1996

[BIL92] R. Billinton, R.N. Allan “Reliability Evaluation of Engineering Systems”, Plenum Press, New York and London 1992

[BIL99]R. Billinton, P. Wang “Teaching Distribution Reliability Evaluation using Monte Carlo Simulation”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol.14, No.2, May 1999

[BOY94] S. BOYD, L. EL GHAOUI, E. FERON, V. BALAKRISHNAN, “ Linear Matrix Inequalities in Systems and Control Theory ”, SIAM Books, Philadelphie, 1994.

[BR96] J.J.Bremner, E. Acha, T.J.E.Miller "Torque Coefficient Analysis of Multi-Device Power Sytems" IEE AC and DC Power Transmission, 29 avril-3 mai 1996, Londres

[BUS 03] BUSHNELL J., California’s Electricity Crisis : A Market Apart, University of California Energy Institute, Berkeley 2003.

[CAI01] California Independent System Operator Corporation, ISO Generation Monitoring and Control Requirements for AGC/Regulation Units, février 2001.

[CAI02] California Independent System Operator Corporation, Departement of Market Analysis, *Analysis of Trading and Scheduling Strategies Described in Enron Memos*, octobre 2002.

[CAI04] R. Caire, "Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat INPG, 2004.

[CAN00] J.-F. Canard, "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat INPG, 2000.

[CAM01] G.CAMPOS "Etude de l'impact des systèmes de production décentralisée et de stockage d'énergie sur la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution" DEA LEG-INPG, septembre 2001

[CHO89] M. A. CHOUDHRY, K. A. ELLITHY “Effect of load models on AC/DC system stability and modulation control design” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 2, May 1989.

[CL95] K.Clark, B.Fardanesh, R.Adapa "Thyristor Controlled Series Compensation Application- Control Interaction Considerations", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10, n°2, avril 1995

[CRIS] www.cris-inst.com

[ERE00] Eremia M., Trecat J., Gremond A. "Réseaux électriques, aspects actuels" Editura Tehnica, Bucarest, 2000

[CON96] A. Conejo, M. Aguilar, "A nonlinear approach to the selection of pilot buses for secondary voltage control", IEE proceedings – Power systems control and management, Conf. publi. No. 421, 1996.

[DEM80] F. P. DE MELLO, P.J. NOLAN, T. F. LASKOWSKI, J. M. UNDRILL “Coordinated application of stabilisers in multimachine power systems” IEEE Transactions on PAS-99 No 3, 892-901, 1980.

[EUR03] EUROSTAG 4.3, Guide d’utilisation, EdF - Tractebel, 2004.

[FAG77] Fagan JE., Synchronous Machine Modeling Mechanization and System Performance Study, Thèse de doctorat, The University of Texas at Arlington, mai 1977.

[GE90] L.Gerin-Lajoie, G.Scott, S.Breault, E.V.Larsen, D.H.Baker, A.L.Imece "Hydro-Quebec Multiple SVC Applicaiton Control Stability Study" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.5, n°3, juillet 1995

[GHA97] L. EL GHAOUI, « Approche LMI pour la Commande : Une Introduction », Ecole d’Eté d’Automatique de Grenoble sur l’Identification et Commande Robustes : Approche LMI, Grenoble, France, 1-5 septembre 1997.

[GYU90] L.Gyugyi "Solid-State Control of AC Power Transmission" EPRI FACTS Conference, workshop, Cincinnati, 1990

[HA87] R.M.Hamouda, M.R.Iravani, R.Hackman 'Coordinated Static Var Compensators and Power System Stabilizers for Damping Power Systems Oscillations" IEEE Transactions on Power Systems, n°4, novembre 1987

[HA92] A.E. Hammad "Analysis of Second Harmonic Instability for the Chateauguay HVDC/SVC Scheme" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.7, n°1, janvier 1992

[HAY 91] HAYKIN S., Adaptive Filter Theory, Englewood Cliffs, H. J. : Pretience-Hall,1991

[HIN90] N.G.Hingorani "FACTS - Flexible AC Transmission System" EPRI FACTS Conference, workshop, Cincinnati, 1990

[HIR 98] HIRST E., KIRBY B., "Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets", Oak Ridge National Laboratory, Etats-Unis, janvier 1998.

[IEEE95] Working Group on Dynamic Performance and Modeling of DC Systems and Power Electronics for Transmission Systems "Report on Test Systems for AC/DC Interactions Studies" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10, n°4, octobre 1995
[IEEE95-2] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, No. 1, Février 1995.
[IEEE96] Slow Transient Task Force of the IEEE Working Group on Modelling and Analysis of Systems Transients Using Digital Programs "Modelling and Analysis Guidelines for Slow Transients - Part II - : Controller Interactions; Harmonic Interactions" IEEE PES Winter Meeting, 21-25 janvier 1996, Baltimore
[JOO00] G. Joos, B. Ooi, D. McGillis, F. Galiana, R. Marceau, "The potential of distributed generation to provide ancillary services", IEEE PES Summer Meeting, Seattle, Washington, USA, 2000.
[KAZ90] Kazakos D., Papantoni – Kazakos P., *Detection et estimation*, New York : Computer Science Press, 1990.
[KLE74] Jack.P.C. Kleijnen “Statistical Techniques in Simulation”, Marcel Dekker, Inc. New York 1974
[LEF00] H. Lefebvre, D. Fragnier, J.-Y. Boussion, P. Mallet, M. Bulot, "Secondary coordinated voltage control system: feedback of EDF", IEEE PES Summer Meeting, Vol. 1, Seattle, Washington, USA, 2000.
[KU93] P. KUNDUR " Power system stability and control ", EPRI power system engineering series, 1993.
[LA90] E.V.Larsen, D.H.Baker, A.F.Imece, L.Gerin-Lajoie, G.Scott, "Basic Aspects of Applying SVC's to Series-Compensated AC Transmission Lines" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.5, n°3, juillet 1990
[LAN 01] LANDAU ID., BESANÇON VODA A., Identification des systèmes, Hermès, Paris, 2001.
[LJU 83] LJUNG L., SODERSTROM T., Theory and Practice of Recursive Identification, Cambridge, Mass: The MIT Press, 1983.
[MEG04] M.Megdiche "Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée", Thèse LEG-INPG, décembre 2004
[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
[MEY82] J.MEYER, Y. LEE, “Improved Dynamic Load Model for Power System Stability Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.PAS-101, No. p, Septembre 1982.
[MOR99] Réf. de la thèse de Hà
[MUL-03] B. Multon, "Production d'énergie électrique par sources renouvelables", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique D 4 005, 2003.
[NU-98] Nations Unies, "Protocole de Kyoto à la Convention – Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques", 1998.
[PA95] J.J.Paserba, C.Concordia, E.Lerch, D.P.Lysheim, D.Ostojic, B.H.Thorvaldsson, J.E.Dagle, D.J. Trudnowski, J.F.Hauer "Opportunities for Damping Oscillations by Applying Power Electronics in Electric Power Systems" CIGRE Symposium, Tokyo, 1995
[PAS98] J. C. Passelergue "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques " Thèse LEG/INPG, Novembre 1998.
[PIL 00] PILLAI, S.U., SHIM, T.I., BATALAMA, S.N., KAZAKOS D., Spectral Estimation and Modeling, The Electrical Engineering Handbook, Ed. Richard C. Dorf, Boca Raton: CRC Press LLC, 2000.
[POS00] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY’S POWER OUTAGE STUDY TEAM (POST), Findings and Recommendations to Enchance Reliability from the Summer of 1999, mars 2000
[RA89] A.J.P.Ramos, H.Tyll "Dynamic Performance of a Radial Weak Power System with Multiple Static Var Compensators" IEEE Transactions on Power Systems, Vol.4, n°4, octobre 1989
[RAD06] D. Radu, Y. Bésanger, "A multi-objective genetic algorithm approach to optimal allocation of multi-type FACTS devices for power system security" IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Quebec, Canada, 2006.
[RAD06-2] D. Radu, Y. Bésanger, E. Zamaï, *W. Lu* "Power Sytem Reinforcing for Blackout Prevention by a Multi-Objective Optimal Placement of FACTS devices" IREE, International Review of Electrical Engineering, Vol.1 N.1, pp 190-201, mars-avril 2006
[RAM06] G. Rami, "Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d'énergies décentralisées connectées au réseau de distribution", Thèse de doctorat INPG, 2006.
[RID04] M.J.Rider, C.A.Castro, V.L.Paucar, A.V.Garcia "Higher Order Interior-Point Method for Minimising Load-Shedding in a Competitive Electric Power Market", IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib., Vol.151, n°4, juillet 2004.
[RIO99] M.Rios, K.Bell, D.Kirschen, R.Allan "Computation of the Value of Security" Final Project Report, Volume I, EPSRC/ERCOS grant reference n°GR/K 80310, Manchester Centre for Electrical energy, UMIST, 1er octobre 1999, Royaume Uni
[RTE04] Référentiel technique de RTE, 2004
[SAA98] K.Belacheleb, Saadate S. "UPFC Control for line Power Flow Regulation", IEEE 8th Conference on Harmonics and Quality of Power, Vol. 2, pp660 - 664, 14-16 octobre 1998, Athènes, Grèce

[SNY99] A. F. SNYDER, "Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés", Thèse LEG/INPGrenoble, octobre 1999.
[STE 05] STERPU S., Contrôle de performances de producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques, Thèse de doctorat, INPG LEG, 2005.
[SUR06] C. Surdu, L. Manescu, O. Richardot, Y. Bésanger, N. Hadjsaid, C. Kieny, F. Georgette, G. Malarange, J. Maire, J.P. Lafargue « On the interest of the virtual power plant concept in the distribution systems » CIGRE session 2006, 27 août - 1er septembre 2006, Paris

[TH96] B.Thorvaldsson, B.Arnlov, E.Saethre, T.Ohnstad "Joint Operation HVDC/SVC" IEE AC and DC Power Transmission, 29 avril-3mai 1996, Londres
[UCT03] UCTE Opperation Handbook, Draft, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, juillet 2003.
[UCT03-2] Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, UCTE , 27 Octobre 2003
[WO96] D.A.Woodford "Electromagnetic Design Considerations for Fast Acting Controllers" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.11, n°3, juillet 1996
[YOD00] Yoder C., Hall. S., Traders' Strategies in the California Wholesale Power Markets / ISO Sanctions, Mémorandum d' Enron, décembre 2000.
[ZIM05] M.Zima, M.Larsson, P.Korba, C.Rehtanz, G.Andersson "Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems", Proceedings of the IEEE, Vol. 93, n°5, mai 2005.

Annexes

Annexe 1

Représentation linéaire du réseau – modes d'oscillation

Pour modéliser les grands réseaux électriques, on utilise souvent un modèle de comportement dynamique appelé "représentation d'état ". Ainsi, le comportement d'un réseau électrique au voisinage d'un point de fonctionnement (x_0, y_0, u_0) est donné par la représentation d'état linéaire de la forme suivante :

$$\begin{aligned} \Delta\dot{x} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \\ \Delta y &= C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u \end{aligned} \qquad \text{(A1)}$$

avec :

Δx : vecteur d'état
Δu : vecteur des variables d'entrée
Δy : vecteur des variables de sortie
A : matrice d'état
B : matrice des variables d'entrée
C : matrice des variables de sortie
D : matrice définissant la dépendance des signaux de sortie aux signaux d'entrée

où :

$$\Delta x = x - x_0 \,, \quad \Delta y = y - y_0 \,, \quad \Delta u = u - u_0$$

x_0, y_0, u_0 : état initial du système.

La réponse temporelle du système est donnée par une combinaison linéaire de modes dynamiques correspondant aux valeurs propres de la matrice d'état A [1,3]. Les valeurs propres nous permettent donc d'identifier les différents modes d'oscillation présents dans le réseau :
- Une valeur propre réelle négative correspond à un mode non oscillatoire. Une valeur propre réelle positive représente une instabilité apériodique.
- Les valeurs propres complexes viennent par paires, et chaque paire correspond à un mode d'oscillation. La partie réelle de la valeur propre donne l'amortissement. La partie imaginaire donne la pulsation d'oscillation ω.

La fréquence d'un mode $\lambda = \sigma \pm j\omega$ est :

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \qquad \text{(A2)}$$

et le taux d'amortissement τ est calculé par l'équation :

$$\tau = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \qquad \text{(A3)}$$

Une partie réelle négative représente une oscillation amortie alors qu'une partie réelle positive représente une oscillation d'amplitude croissante, et donc une instabilité.

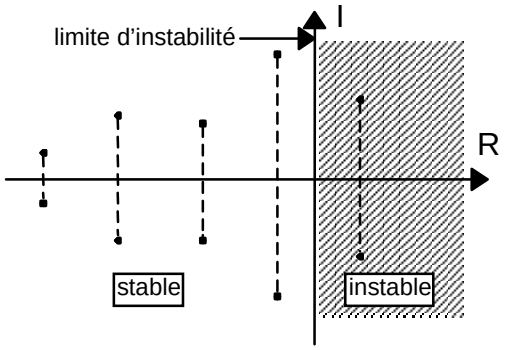


Figure A1: *Exemple de représentation des valeurs propres dans le plan complexe*

Dans l'exemple ci-dessus, une paire de complexes conjugués a sa partie réelle positive. Le système est alors instable.

On définit le mode critique du réseau comme étant le mode le plus faiblement amorti.

Dans les études de stabilité dynamique des réseaux électriques, on s'intéresse particulièrement aux modes d'oscillations basse fréquence. Ces derniers peuvent être de plusieurs types :
- les modes d'oscillation liés aux régulations d'éléments du réseau tels que les machines ou les dispositifs FACTS ;
- les modes d'oscillation torsionnels ;
- les modes d'oscillation électromécaniques, qui correspondent à un échange d'énergie cinétique entre les machines via la vitesse de rotation électrique et la position angulaire rotorique des machines. Ce sont ces modes qui posent de nombreux problèmes dans le cas des interconnexions de grands réseaux électriques.

Les modes électromécaniques sont aujourd'hui un vrai problème résultant de l'interconnexion croissante des grands systèmes électriques. Les oscillations électromécaniques dans les systèmes de puissance surviennent dans une gamme de fréquence variant de 0.2 à 2.5 Hz. Elles correspondent à un échange, entre machines, d'énergie stockée dans les masses tournantes, c'est-à-dire d'énergie cinétique.

Plusieurs types de modes d'oscillation électromécaniques sont observés :
- Les modes inter-régions ou inter-zones, qui correspondent à des modes d'oscillation entre groupes de machines. La fréquence de ces modes est généralement comprise entre 0.2 et 0.8 Hz.
- Les modes locaux, correspondant à des oscillations entre machines proches. La fréquence de ces modes d'oscillation est comprise entre 0.8 et 1.8 Hz.
- Les modes d'oscillation rencontrés dans les systèmes faiblement maillés. Une oscillation de ce type correspond à un échange d'énergie entre une machine et le système. Ces modes, dont les fréquences sont de l'ordre de 0.8 Hz, sont généralement considérés comme des modes locaux.
- Les modes d'oscillation entre machines dans un même site de production, dont la fréquence est comprise entre 1.5 et 2.5 Hz. Ils ont pour conséquence une action réciproque sur les régulations plutôt que sur les transferts de puissance et, par conséquent, ne seront pas pris en compte dans cette étude.

Annexe 2

Solutions pour l'interaction entre FACTS et charges dynamiques: méthodes basées sur les sensibilités

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, nous devons tenir compte des incertitudes des charges dynamiques afin d'éviter leur interaction avec les régulateurs FACTS.
Afin de traiter les incertitudes des modèles de charges, nous considérons essentiellement deux types d'incertitudes:
- incertitudes paramétriques des charges. Un de ces paramètres peut être la constante d'inertie *H* des moteurs à induction. Ceci traduit la diversité des moteurs qui peuvent être liés à un nœud de charge dans un réseau électrique (industriel, résidentiel...).
- erreurs sur l'estimation des caractéristiques de charge ou incertitudes sur la variation de la composition de la charge. En fait, dans un nœud de charge, outre les charges du type moteur à induction, il existe d'autres charges tels que l'éclairage qui peuvent avoir de l'importance pour certaines périodes (particulièrement la nuit) et dont les caractéristiques diffèrent de celles des moteurs. Ainsi, nous considérerons qu'une proportion de la puissance dans un nœud de charge est dynamique et représentée par un moteur à induction équivalent et que l'autre partie est statique (éclairage) et représentée par une impédance constante [IEEE95-2] comme le montre la figure A2.

On rappelle que cette proportion de charge dynamique varie entre 0 et 1 et est notée "pP".

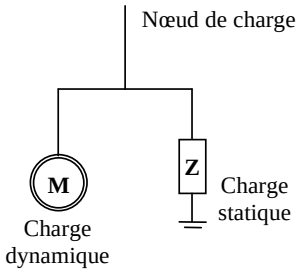


Figure A2: *Décomposition d'un nœud de charge*

Nous proposons d'utiliser des méthodes basées sur les sensibilités pour remédier à l'interaction FACTS-charge dynamique.

Concernant les régulations du STATCOM, on s'intéressera particulièrement à la boucle d'amortissement des oscillations de puissance (PSS) pour la suite de ce travail.

Méthode de compensation de la phase du mode critique

La technique classique pour calculer un bloc de compensation de phase est basée sur une méthode de sensibilité.
Le facteur de sensibilité d'un mode au gain K du PSS est défini comme suit [PAS98] :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K} = w_i^T B \cdot C v_i \qquad \text{(A4)}$$

où : v_i et w_i sont respectivement les vecteurs propres normés de droite et de gauche associés à la valeur propre λ_i.

B et *C* sont respectivement la matrice de commande et la matrice de sortie de la représentation d'état du système (A1).

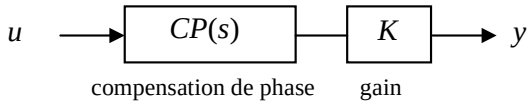


Figure A3: *Régulation PSS*

En décomposant la boucle PSS comme dans la figure A3, la sensibilité du système en boucle fermée est :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K} = w_i^T B \cdot CP(\lambda_i) \cdot C\, v_i \qquad \text{(A5)}$$

Le but de la compensation de phase est d'obtenir une phase de la sensibilité de la valeur propre du mode critique la plus proche possible de 180°. La phase optimale de compensation est alors :

$$\angle CP(\lambda_i) = \pm 180° - \angle SE(\lambda_i) \qquad \text{(A6)}$$

où :

$$SE(\lambda_i) = w_i^T B \cdot C\, v_i \qquad \text{(A7)}$$

Cependant, cette technique n'est pas robuste par rapport à la variation des paramètres dynamiques des charges. Pour remédier à ce problème, nous proposons une méthode dérivée de la méthode de sensibilité classique, mais qui présente l'avantage de prendre en compte les variations de la composition des charges et l'incertitude sur les paramètres de charge.

Méthode de compensation de la moyenne des phases de sensibilité

La technique classique de compensation de phase basée sur le calcul de la sensibilité du mode critique à une boucle du type PSS du système est valable pour un seul point de fonctionnement et suppose une connaissance certaine du modèle du réseau. En aucun cas elle ne peut traiter de la variation des paramètres du réseau ou des incertitudes de modèles. Il sera judicieux d'en tenir compte dans le calcul de la boucle PSS des FACTS.
Pour ceci, considérons le cas du réseau test 4 machines-2 zones où la charge est formée de deux composantes : une dynamique et une autre statique, et que les proportions de ces deux types de modèles de charge sont inconnues ou ne peuvent être connues du fait de leur variation continuelle dans le temps.
Soit *pP*, la proportion de charge dynamique que l'on suppose complètement inconnue, et donc pouvant varier dans l'intervalle $[0,1]$. En examinant la courbe de variation de la phase de sensibilité par rapport à la variation de la proportion de charge dynamique *pP* de la figure A4, il apparaît une distance importante entre *pP*=0 et *pP*=1.

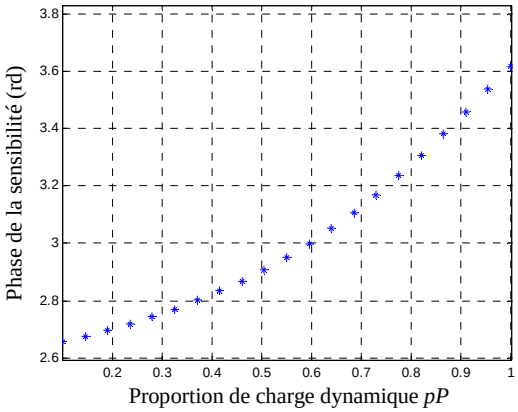


Figure A4: *Variation de la phase de la sensibilité avec pP.*

Considérons aussi la courbe de variation de la norme de la sensibilité par rapport aux proportions de charge dynamique dans le nœud de charge de la figure A5.

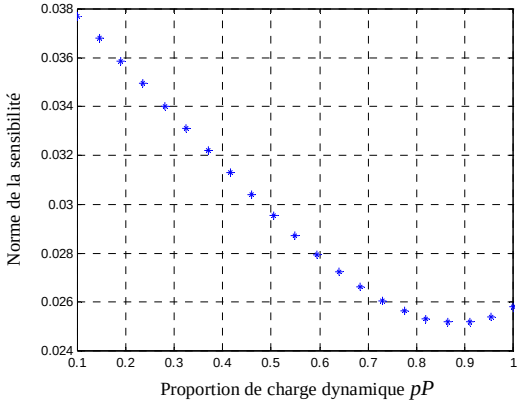


Figure A5: *Variation de la norme de la sensibilité avec* pP.

Il apparaît sur cette figure que la norme de cette sensibilité varie aussi avec les proportions de charge dynamique. Il convient alors d'en tenir compte dans le calcul de la phase optimale à compenser.
Nous proposons alors de compenser la phase moyenne pondérée par la norme de la sensibilité. Elle peut être exprimée comme suit [AMM00-2]:

$$\angle \mathrm{CP}_{\mathrm{wa}} = -acos\left(\frac{\sum_{\mathrm{i}} -\alpha_{\mathrm{i}} \cdot cos(\angle \mathrm{CP}_{\mathrm{i}})}{\sum_{\mathrm{i}} \alpha_{\mathrm{i}}}\right) \qquad \text{(A8)}$$

avec $\alpha_i = \left\| SE(\lambda_i) \right\|$, la norme de la sensibilité de la valeur propre du mode cible de l'équation (A4).
Il s'avère sur la figure A6 que la compensation basée sur la moyenne pondérée assure un bon niveau d'amortissement. Aussi, les oscillations sont suffisamment atténuées pour une large bande d'incertitudes.

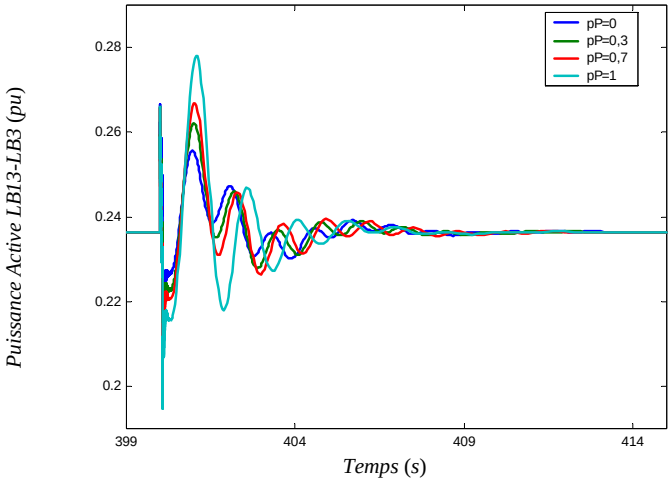
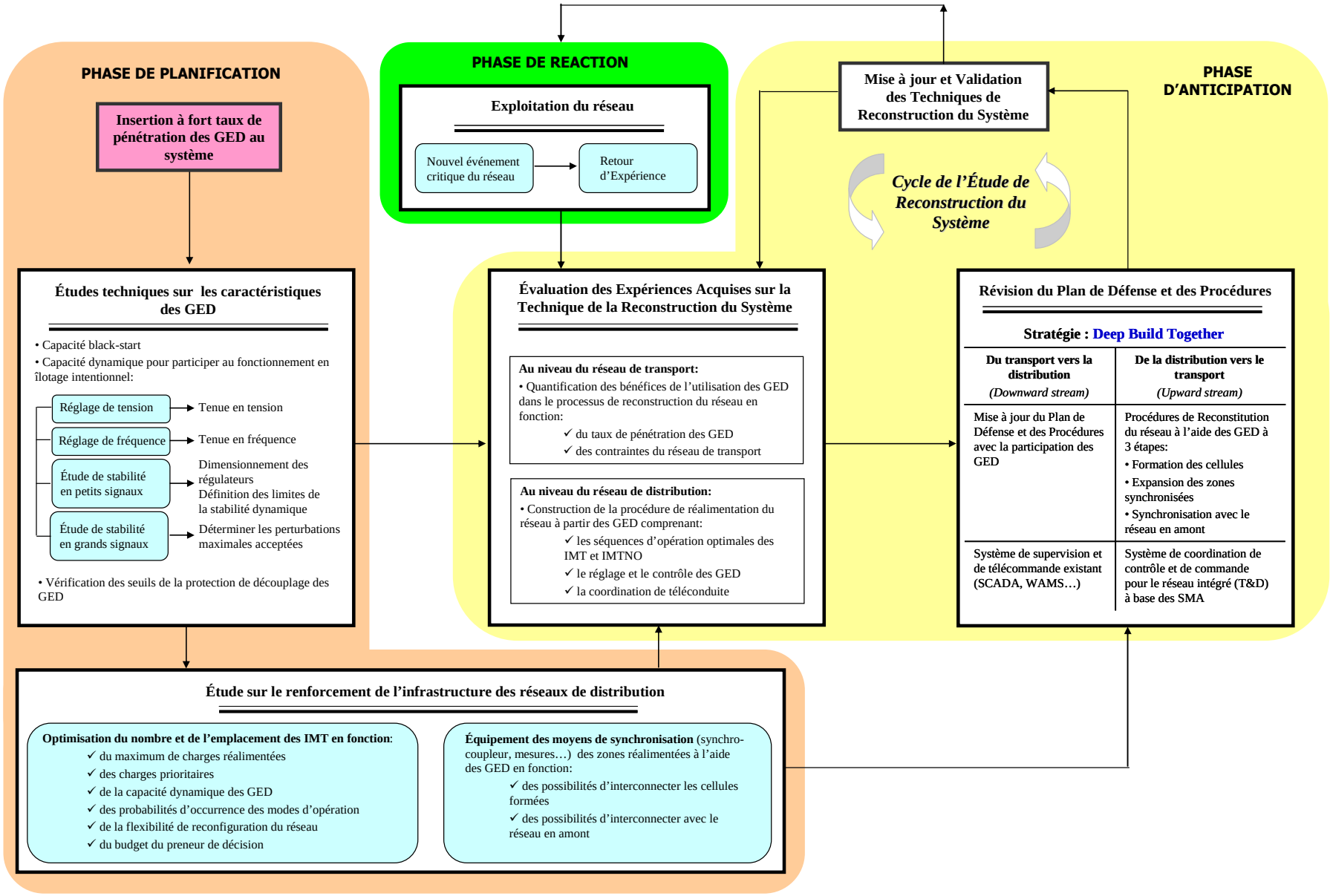


Figure A6: *Transit de puissance active de LB13 vers LB3*


PHASE DE PLANIFICATION
Insertion à fort taux de pénétration des GED au système
Études techniques sur les caractéristiques des GED
• Capacité black-start
• Capacité dynamique pour participer au fonctionnement en îlotage intentionnel:
Réglage de tension
Tenue en tension
Réglage de fréquence
Tenue en fréquence
Étude de stabilité en petits signaux
Dimensionnement des régulateurs
Définition des limites de la stabilité dynamique
Étude de stabilité en grands signaux
Déterminer les perturbations maximales acceptées
• Vérification des seuils de la protection de découplage des GED
PHASE DE REACTION
Exploitation du réseau
Nouvel événement critique du réseau
Retour d'Expérience
Mise à jour et Validation des Techniques de Reconstruction du Système
PHASE D'ANTICIPATION
Cycle de l'Étude de Reconstruction du Système
Évaluation des Expériences Acquises sur la Technique de la Reconstruction du Système
Au niveau du réseau de transport:
• Quantification des bénéfices de l'utilisation des GED dans le processus de reconstruction du réseau en fonction:
✓ du taux de pénétration des GED
✓ des contraintes du réseau de transport
Au niveau du réseau de distribution:
• Construction de la procédure de réalimentation du réseau à partir des GED comprenant:
✓ les séquences d'opération optimales des IMT et IMTNO
✓ le réglage et le contrôle des GED
✓ la coordination de téléconduite
Révision du Plan de Défense et des Procédures
Stratégie : Deep Build Together
Du transport vers la distribution (Downward stream)
De la distribution vers le transport (Upward stream)
Mise à jour du Plan de Défense et des Procédures avec la participation des GED
Procédures de Reconstitution du réseau à l'aide des GED à 3 étapes:
• Formation des cellules
• Expansion des zones synchronisées
• Synchronisation avec le réseau en amont
Système de supervision et de télécommande existant (SCADA, WAMS…)
Système de coordination de contrôle et de commande pour le réseau intégré (T&D) à base des SMA
Étude sur le renforcement de l'infrastructure des réseaux de distribution
Optimisation du nombre et de l'emplacement des IMT en fonction:
✓ du maximum de charges réalimentées
✓ des charges prioritaires
✓ de la capacité dynamique des GED
✓ des probabilités d'occurrence des modes d'opération
✓ de la flexibilité de reconfiguration du réseau
✓ du budget du preneur de décision
Équipement des moyens de synchronisation (synchro-coupleur, mesures…) des zones réalimentées à l'aide des GED en fonction:
✓ des possibilités d'interconnecter les cellules formées
✓ des possibilités d'interconnecter avec le réseau en amont

Annexe 4 :

Interface Graphique Utilisateur développée pour les services de reconstruction des réseaux

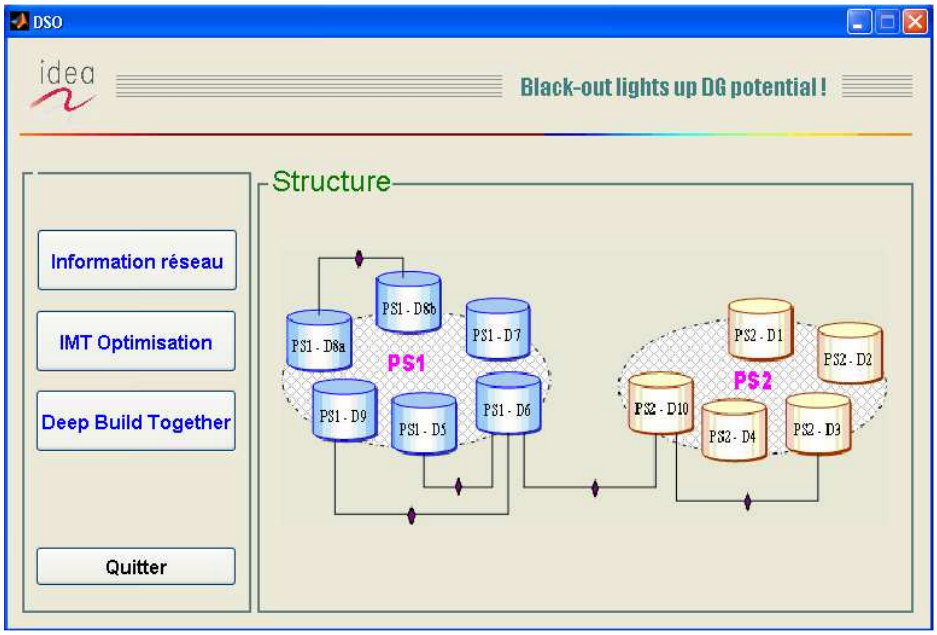


Figure A7: *Fenêtre principale*

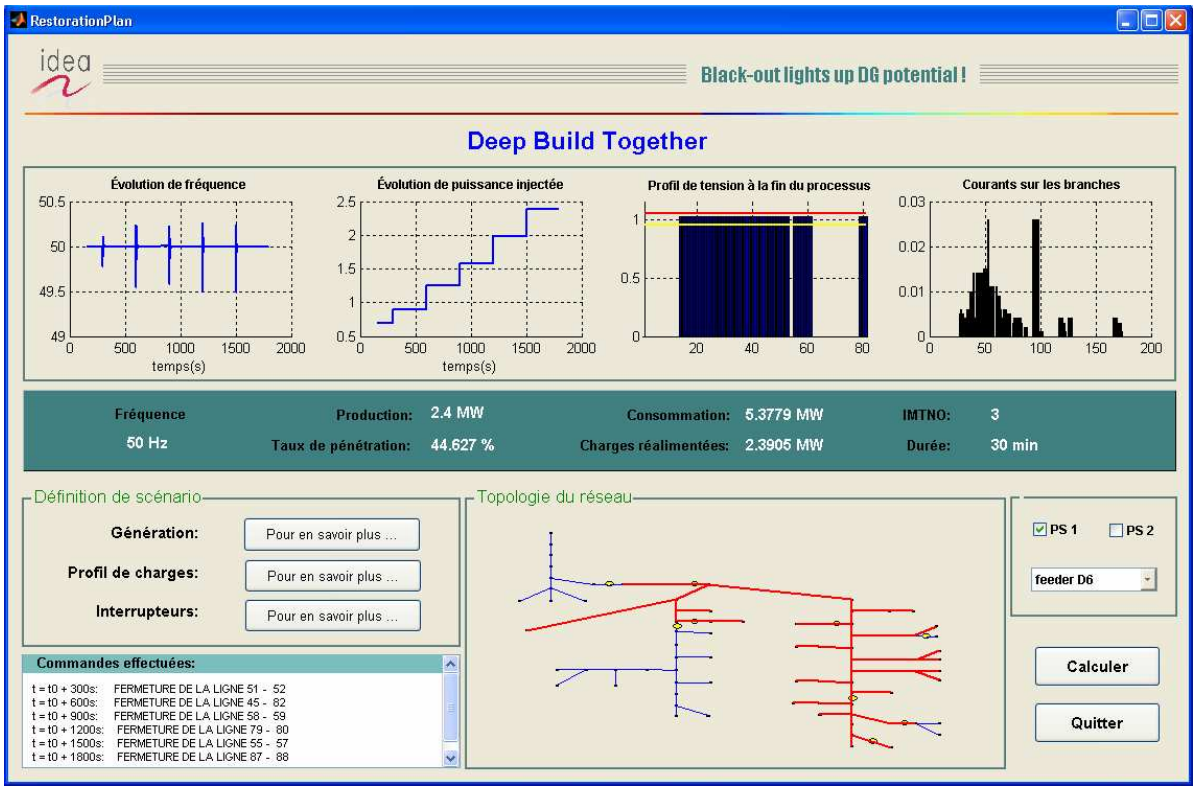


Figure A8: *Fenêtre du module "Deep Build Together"*