



HAL
open science

IMPACT DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSEE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Jean-François Canard

► **To cite this version:**

Jean-François Canard. IMPACT DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSEE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2000. Français. NNT : . tel-00688663

HAL Id: tel-00688663

<https://theses.hal.science/tel-00688663>

Submitted on 18 Apr 2012

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.

*A mes parents,
Madeleine et Roger.*

REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé au sein de l'Equipe «SYREL» (Systèmes et Réseaux Electriques) du laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble.

Je tiens à remercier :

Monsieur Jean-Paul Hautier, professeur à l'ENSAM de Lille et Monsieur Stefano Massucco, professeur à l'Université de Gênes, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être rapporteurs de ce travail. Je les remercie tous deux pour l'attention et l'intérêt qu'ils ont portés à mon travail.

Madame Hélène Gélinau, ingénieur à Electricité De France, pour avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse.

Monsieur Frédéric Dumas, ingénieur chez Schneider Electric, pour son implication, sa disponibilité et sa gentillesse tout au long de ces trois années.

Monsieur Nouredine Hadj-Said, professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour avoir dirigé mes travaux de recherche ainsi que pour les conseils et idées qu'il m'a donnés.

Les nombreuses personnes qui m'ont donné des conseils scientifiques, je pense notamment à Mesdames Régine Belhomme et Claire-Sophie Maroni ainsi qu'à Messieurs Matthieu Guillot, Laurent Guise, Robert Jeannot, Pierre Lemerle et Benoit De Metz-Noblat.

L'ensemble des personnes du service Electrotechnique et Réseaux Electriques de la Direction Scientifique et Technique de Schneider Electric.

Peter Trebillod et Rodolphe Legros qui ont participé à ce travail de thèse dans le cadre de leur stage de fin d'études.

Monsieur Daniel Roye, responsable de l'équipe «SYREL», pour ses conseils lors de mon stage de recherche de DEA ainsi que sur mon rapport de thèse.

Je remercie également la direction du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble pour m'y avoir accueillie, les anciens : Messieurs Jean-Claude Sabonnadière et Robert Perret et les nouveaux : Messieurs Jean-Pierre Rognon et Gérard Meunier.

Les doctorants de l'équipe : Sami A., Gérald C., Kerim M., Sylvain M., Jean-Christophe P. avec qui j'ai eu de nombreuses discussions scientifiques et autres.

Mes amis : Sandrine B., Coralie C., Séverine G., Nadège P., Jean-Pierre M., Emmanuel P., Laurent R. et Christophe S. pour leur soutien et leur amitié.

Ma famille qui m'a toujours aidé et encouragé tout au long des ces nombreuses années. Je sais ce que je leur dois.

SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

CHAPITRE I : DEREGULATION DU SECTEUR ELECTRIQUE

I.1. INTRODUCTION	3
--------------------------------	----------

I.2. EVOLUTION DU SECTEUR ELECTRIQUE	3
---	----------

I.2.1. Introduction.....	3
--------------------------	---

I.2.2. Le système centralisé (ancien système)	4
---	---

I.2.3. Les raisons de la dérégulation du secteur électrique.....	5
--	---

I.2.4. Effets de la dérégulation du secteur électrique	6
--	---

I.2.5. Historique de la dérégulation dans quelques pays	7
---	---

I.2.6. Conclusion	8
-------------------------	---

I.3. LES DIFFERENTS TYPES DE PRODUCTION.....	10
---	-----------

I.3.1. Introduction.....	10
--------------------------	----

I.3.2. Les éoliennes.....	10
---------------------------	----

I.3.3. La cogénération.....	11
-----------------------------	----

I.3.4. Les capteurs photovoltaïques.....	12
--	----

I.3.5. Les générateurs du futur : les piles à combustible ?	13
---	----

I.3.6. Autres moyens de production	14
--	----

I.3.7. Conclusion	15
-------------------------	----

I.4. CONCLUSION	16
------------------------------	-----------

CHAPITRE II : ETUDE DES IMPACTS DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSEE SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

II.1. INTRODUCTION	17
II.2. CARACTERISTIQUES DU RESEAU DE DISTRIBUTION ET DE LA GED...17	
II.3. ETUDE DES IMPACTS	19
II.3.1. Modification du transit de puissance	19
II.3.2. Impact sur les protections	20
II.3.2.1. Introduction.....	20
II.3.2.2. Modification des valeurs des courants de court-circuit	21
II.3.2.3. Conclusion	24
II.3.3. Ilotage	25
II.3.3.1. Introduction.....	25
II.3.3.2. Présentation des résultats	25
II.3.3.3. Conclusion	27
II.3.4. Impact sur la tension	28
II.3.4.1. Introduction.....	28
II.3.4.2. Présentation des résultats	29
II.3.4.3. Les régleurs en charge	31
II.3.4.4. Interaction entre les régleurs en charge et la GED.....	33
II.3.4.5. Conclusion	35
II.3.5. Impact sur la stabilité.....	36
II.3.5.1. Introduction.....	36
II.3.5.2. Résultats de simulation.....	36
II.3.5.3. Conclusion	39
II.3.6. Impact sur les temps critiques d'élimination de défaut	40
II.3.6.1. Introduction.....	40
II.1.1.2. Résultats de simulation.....	40
II.1.1.3. Conclusion	45
II.4. CONCLUSION	46

CHAPITRE III : ETUDE DE LA STABILITE ET DEFINITION D'INDICE

III.1. INTRODUCTION	49
III.2. THEORIE PETITS SIGNAUX.....	49
III.2.1. Introduction.....	49
III.2.2. Présentation de la théorie petits signaux.....	50
III.1.3. Conclusion	54
III.3. ETUDE DE LA STABILITE D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION EN PRESENCE DE GED	54
III.3.1. Oscillations de puissance et caractérisation.....	55
III.1.2. Effet des caractéristiques électromécaniques.....	58
III.1.3. Effet du nœud de connexion	59
III.1.4. Evolution de la stabilité en fonction du nombre de GED introduite	61
III.1.5. Conclusion	63
III.4. INDICES D'INFLUENCE	64
III.4.1. Définition des indices d'influence.....	64
III.1.2. Application des indices d'influence	64
III.1.3. Conclusion	77
III.5. INDICES DE SENSIBILITE.....	77
III.5.1. Définition des indices	77
III.1.2. Application des indices de sensibilité.....	79
III.1.3. Conclusion	83
III.2. CONCLUSION	84

CHAPITRE IV : OPTIMISATION

IV.1. INTRODUCTION	85
IV.2. ALGORITHMES D'OPTIMISATION	85
IV.2.1. Minimax.....	85
IV.2.2. Algorithme génétique	86

IV.2.3. Algorithme du Simplexe.....	87
IV.2.4. Algorithme du recuit simulé.....	89
IV.2.5. Conclusion.....	90
IV.3. AMELIORATION DE LA STABILITE PAR OPTIMISATION DES GAINS...	90
IV.3.1. Pourquoi une optimisation.....	90
IV.1.2. Définition du cône de stabilité.....	94
IV.1.3. Principe de modification d'un gain.....	95
IV.1.4. Mise en application des algorithmes d'optimisation.....	97
IV.1.5. Conclusion.....	103
IV.4. OPTIMISATION DE LA TENSION.....	104
IV.4.1. Introduction.....	104
IV.4.2. Définition et descriptif d'un OPF en tension.....	104
IV.4.3. Présentation des résultats.....	106
IV.1.4. Conclusion.....	111
IV.5. CONCLUSION.....	111

CHAPITRE IV : FONCTION D'ENERGIE TRANSITOIRE

V.1. INTRODUCTION.....	113
V.2. METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE.....	114
V.2.1. La simulation numérique.....	114
V.2.2. Les méthodes d'intelligence artificielle.....	114
V.2.3. Les méthodes directes.....	116
V.2.4. Les méthodes hybrides.....	117
V.3. FONCTION D'ENERGIE TRANSITOIRE.....	117
V.3.1. Principe.....	117
V.3.2. Théorie des FET.....	119
V.3.2.1. Centre d'Inertie Angulaire.....	119

V.3.2.2.	Hypothèses de la modélisation	120
V.3.2.3.	Equations d'état d'un réseau avec la modélisation classique.....	120
V.3.2.4.	Equations de la Fonction d'Energie Transitoire.....	122
V.1.3.	Exploitation de la fonction d'énergie transitoire.....	126
V.1.3.1.	Introduction.....	126
V.1.3.2.	Evolution des énergies injectées au cours d'un défaut	126
V.1.3.3.	Conclusion	130
V.1.4.	Calcul des TEC avec la Fonction d'Energie Transitoire.....	131
V.1.4.1.	Calcul de l'énergie critique	131
V.1.4.2.	Estimation des TEC à partir de la FET.....	135
V.1.4.3.	Comparaison des TEC obtenus par différentes méthodes	139
V.4.	CONCLUSION	141

CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....143

BIBLIOGRAPHIE.....145

ANNEXES

Annexe A :	Topologie et caractéristiques du réseau de répartition	151
Annexe B :	Régulations associées à la GED	153
Annexe C :	Caractéristiques de la GED	154
Annexe D :	Puissance de court-circuit	155
Annexe E :	Théorie petits signaux	157
Annexe F :	Zoom sur l'évolution de la puissance active d'une des sept GED	162
Annexe G :	Topologie du réseau de distribution 2 et les caractéristiques de sa GED	163
Annexe H :	Evolution de la puissance active des GED A et D avant et après l'optimisation dans le cas de la déconnexion de la GED B	165
Annexe I :	Autres optimisations de réseaux en présence de génération d'énergie dispersée...167	
Annexe J :	Valeurs des TEC pour le réseau de distribution 1	173

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION

Le monde actuel est en pleine évolution (libéralisation des marchés économiques, ouverture des frontières, monnaie unique, etc.). En effet depuis plusieurs années, il y a un vaste mouvement international de libéralisme qui apparaît. Les secteurs d'activités concernés sont nombreux et variés. L'outil informatique en est un exemple. Finis les ordinateurs centraux commandant de multiples terminaux aujourd'hui, nous disposons de stations à la fois autonomes et reliées en réseaux. Un autre exemple est le transport ferroviaire en Grande Bretagne. Chaque activité est autonome financièrement.

Le secteur électrique est lui aussi en pleine mutation. Dans de nombreux pays un vaste mouvement de dérégulation apparaît. Les causes (volonté politique, intérêt économique, etc.) et les buts recherchés (augmentation des capitaux étrangers, amélioration de sociétés électriques, ouverture des marchés, etc.) de ce mouvement de dérégulation sont très variés. L'une des conséquences de la dérégulation des marchés électriques est la connexion de nouveaux moyens de production. Ceux-ci sont très diversifiés (ferme éolienne, centrale de cogénération, capteurs photovoltaïques, piles à combustible, etc.). La plage de variation de la puissance injectée dans les réseaux d'énergie est vaste. Elle s'étend de quelques kilowatts à une dizaine de mégawatts. Cette introduction de production au sein des réseaux existants n'est pas sans impact sur ceux-ci (modification du plan de tension et de la répartition des courants de défaut, etc.). L'étude de ces impacts est nécessaire pour qu'elle se fasse sans dégradation en terme de qualité et des performances du fonctionnement des réseaux.

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse s'inscrivent dans ce contexte. Ils ont porté sur l'étude des impacts résultant de l'introduction de Génération d'Energie Dispersée (GED) dans les réseaux de distribution.

Dans le premier chapitre, les causes et un historique de la dérégulation du secteur électrique sont présentés. Puis les principaux moyens de production d'énergie seront introduits (éoliennes, centrale de cogénération, capteurs solaires, etc.).

Plusieurs impacts liés à ces nouveaux moyens de production d'énergie dans les réseaux d'énergie seront présentés et discutés dans le deuxième chapitre. On détaillera notamment l'impact de la GED sur le plan de tension, sur les transits de puissance, sur la dégradation de la stabilité, sur les protections.

L'évolution de la stabilité des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée sera abordée dans le troisième chapitre. La modification de la stabilité sera étudiée au travers de simulations dynamiques et de l'analyse modale. Des indices seront ensuite définis afin de quantifier les interactions entre différents éléments des réseaux (génération d'énergie dispersée, générateur du réseau de répartition, etc.). Les résultats des indices seront comparés à des simulations dynamiques.

Le quatrième chapitre est consacré à l'optimisation des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée. Deux optimisations seront entièrement développées. Il s'agira, pour la première, de l'optimisation des gains présents dans les régulations en vue d'améliorer la stabilité. La deuxième portera sur l'optimisation du plan de tension de réseaux en présence de génération d'énergie dispersée.

La Fonction d'Energie Transitoire (FET) sera introduite dans le dernier chapitre. Après avoir présenté les concepts de la FET, elle sera utilisée pour déterminer les temps d'élimination critiques de défaut. Ces valeurs des temps d'élimination critique de défaut seront comparées à d'autres méthodes de calculs.

Une conclusion générale et des perspectives viennent clore cette thèse.

CHAPITRE I

DEREGULATION DU SECTEUR ELECTRIQUE

CHAPITRE I

DEREGULATION DU SECTEUR ELECTRIQUE

I.1. INTRODUCTION

Aujourd'hui, nous assistons dans le monde à une mutation fondamentale du domaine des réseaux électriques qui est la dérégulation du secteur électrique. Le mode de fonctionnement des sociétés électriques est de plus en plus remis en cause. Les raisons de cette dérégulation sont variées selon les pays (volonté politique, économique, etc.). De plus, les buts recherchés peuvent être différents (amélioration des sociétés électriques, désengagement de l'Etat, etc.). Cependant, une des conséquences de ce mouvement de dérégulation du secteur électrique est l'apparition de nouveaux moyens de production (éoliennes, centrale de cogénération, capteurs photovoltaïques, etc.) au sein des réseaux électriques existants.

Dans ce chapitre, après avoir introduit les principales raisons du mouvement de dérégulation et ses conséquences sur les sociétés électriques, les principaux moyens de production d'énergie seront présentés. Nous verrons que ces moyens de production utilisent souvent les énergies renouvelables (vent, eau). Parfois, ils sont associés à un réseau de chaleur (cogénération).

I.2. EVOLUTION DU SECTEUR ELECTRIQUE

I.2.1. Introduction

La dérégulation, dont fait l'objet le secteur électrique actuellement, est en partie due aux utilisateurs d'électricité qui, dans un contexte de concurrence, souhaitent pouvoir choisir leur fournisseur. Comme nous le verrons plus loin, c'est aussi grâce à de nombreux facteurs comme les nouvelles technologies, les préoccupations liées à l'environnement, des choix politiques et économiques que les réseaux électriques ont été dérégulés. Afin de mieux comprendre les raisons de cette évolution nous articulerons notre propos autour de deux points :

- le système centralisé (ancien système),
- les raisons de la dérégulation,

Les effets de la dérégulation sur le secteur électrique ainsi qu'un bilan sur son état d'avancement pour certains pays seront aussi exposés [1].

I.2.2. Le système centralisé (ancien système)

Plusieurs raisons ont fait que les réseaux électriques ont longtemps été exploités de façon centralisée. La principale provient du coût financier très élevé de la construction et de l'entretien des infrastructures de production, de transport et de distribution de l'électricité. Ce coût financier implique une notion de monopole naturel du réseau. En effet, la construction de plusieurs réseaux concurrents serait dénuée de sens. C'est cet aspect de monopole naturel qui a souvent contribué à déboucher sur une gestion complète du réseau par une seule entité.

Une autre raison résulte des spécificités de l'industrie électrique qui est de remplir des missions de service public comme :

- l'obligation de fourniture,
- la continuité de service,
- l'égalité de traitement des usagers,
- l'adaptation du réseau aux besoins.

Afin de répondre à ces missions, la présence d'un organisme régulateur, dont le rôle est souvent joué par l'Etat, est obligatoire. Or la manière la plus simple de tenir ce rôle est de n'avoir qu'un seul interlocuteur, ce qui contribue également à centraliser l'exploitation des réseaux.

Cette structure a également été construite sur des bases d'économie, de sécurité du système et de qualité de fourniture de l'énergie. Cette structure, très centralisée et contrôlée par des centres de conduite hiérarchisés, permet de surveiller et de contrôler le réseau à tout instant. Ainsi, la production est ajustée à la consommation instantanément. La tension est également contrôlée sur une plage bien spécifiée aux moyens de dispositifs souvent coordonnés. On peut résumer en disant que grâce à cette centralisation l'organisme régulateur peut, de façon relativement aisée, contrôler le secteur électrique en [2]:

- accordant des droits exclusifs au concessionnaire,
- protégeant les usagers contre les abus du monopole,
- faisant respecter les missions de service public,
- sauvegardant l'intérêt collectif (aménagement, sauvegarde des emplois).

I.2.3. Les raisons de la dérégulation du secteur électrique

Comme nous l'avons présenté ci-dessus, les réseaux électriques dans beaucoup de pays industrialisés se sont développés et ont été exploités de façon centralisée. Aujourd'hui, c'est toujours le cas dans de nombreux pays. La production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (centrales nucléaires, hydrauliques, etc.). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques, etc.). L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants. Mais depuis déjà quelques années, on assiste dans le monde à une libéralisation de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. En effet, le mode de fonctionnement centralisé est de plus en plus remis en cause aussi bien par les électriciens que par l'opinion et les pouvoirs publics [2]. Il semble que le monopole naturel dont nous parlions dans le paragraphe précédent, ne se réduise qu'à deux domaines spécifiques que sont le transport et la distribution (le service client/consommateur est exclu de la distribution). La production et la vente d'électricité sont désormais ouverts à la concurrence. Plusieurs raisons peuvent être invoquées pour expliquer ce phénomène. Elles sont regroupées dans le Tableau I-1 [3].

Moteurs	Freins
<p><u>Economiques</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • coûts attractifs de certains petits équipements, • coût de construction et d'entretien des lignes, • réduction des coûts de l'électricité par le jeu de la concurrence, <p><u>Techniques</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • problèmes électrotechniques dus aux lignes longues, • coût des pertes en ligne, • manque de production, <p><u>Politiques</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • évolution de la réglementation en faveur des énergies renouvelables et de la cogénération, • amélioration du fonctionnement des entreprises, • préoccupations liées à l'environnement, • apport de capitaux extérieurs. 	<p><u>Economiques</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • adaptation des réseaux coûteuse, • changement des structures, • mise en œuvre pratique des modes d'organisation et d'exploitation, <p><u>Techniques</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • prise en compte des producteurs pour la conduite des réseaux, • problèmes de raccordement, de protection et de contrôle des producteurs, • difficultés d'exploitation.

Tableau I-1 : Les moteurs et freins de la dérégulation

Cette dérégulation du secteur électrique a un effet de complexification du système électrique (colonne Difficultés du Tableau I-1). En effet, un réseau électrique possédant des sources dispersées doit être conçu pour répondre à deux objectifs, parfois contradictoires, que sont l'autonomie et la solidarité.

Autonomie et Solidarité - un paradoxe délicat

L'évolution du système électrique vers un système dérégulé pose le problème de concilier l'autonomie avec la solidarité, la compétition avec la coopération. Nous verrons plus loin que certains pays ont apporté des réponses à cela, grâce à des organisations complexes faisant intervenir tous les acteurs (y compris l'Etat) afin de contrôler l'ensemble du système électrique.

I.2.4. Effets de la dérégulation du secteur électrique

Les différents moteurs (volonté politique, contraintes économiques et techniques) de la dérégulation du secteur électrique viennent d'être vues. Cette dérégulation modifie profondément les sociétés électriques. La dérégulation du secteur électrique consiste en différents points [2]. Les principaux sont présentés ci-dessous.

- Les sociétés électriques sont désintégrées. Les activités constituant le secteur électrique, production transport et distribution, n'appartiennent plus à une seule société mais à plusieurs. Cette opération est appelée la désintégration verticale. Parfois, pendant la phase de désintégration les sociétés électriques sont aussi privatisées.
- Il y a obligation pour les sociétés possédant un réseau de transport et/ou de distribution de donner l'Accès à un Tiers à leur Réseau (ATR). L'Accès des Tiers au Réseau consiste pour un producteur d'électricité à utiliser un réseau de transport et/ou de distribution d'une autre société électrique moyennant un droit de passage pour alimenter un consommateur.
- De nouvelles sociétés peuvent s'implanter pour produire de l'électricité. Selon la puissance des générateurs la production est raccordée soit à un réseau de transport, soit à un réseau de distribution. Par ce fait, la production d'électricité est dite décentralisée.
- Certains consommateurs peuvent choisir leur distributeur d'électricité. Ces consommateurs sont appelés des clients éligibles. Un client éligible peut choisir un fournisseur d'électricité et passer un contrat de fourniture d'électricité.

L'état d'avancement de la dérégulation est plus ou moins avancé selon les pays. Nous allons voir maintenant un historique et un bilan de la dérégulation du secteur électrique dans plusieurs pays du monde.

I.2.5. Historique de la dérégulation dans quelques pays

Les Etats-Unis ont ouvert la voie de la dérégulation en 1978 en adoptant la loi PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act) pour augmenter la production indépendante d'électricité [2]. Dans les années suivantes d'autres lois ont été votées afin de poursuivre la dérégulation du secteur électrique [4]. Aujourd'hui, la plupart des Etats ont dérégulé leur secteur électrique.

Douze ans plus tard (1990), l'Angleterre démantelait le Central Electricity Generating Board (CEGB) et instaurait ainsi la concurrence entre les producteurs pour alimenter les gros consommateurs industriels et les distributeurs privatisés. L'Angleterre est ainsi le premier pays de l'Europe à déréguler son industrie électrique [5][6]. Depuis, plusieurs pays de l'Europe (Suède, Allemagne, Finlande, etc.) ont à leur tour dérégulé leur industrie électrique [2]. Le mouvement de la dérégulation en Europe s'est ensuite accéléré et amplifié en raison d'une directive européenne [7]. En effet, la CEE a adopté une directive (Directive 96/92CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur d'électricité) qui doit permettre la libéralisation partielle du marché de l'électricité des pays de la communauté européenne qui n'ont pas encore dérégulé. Chaque pays doit ouvrir son marché de production d'électricité à la concurrence pour l'alimentation des clients éligibles. Ces clients éligibles pourront ainsi choisir un fournisseur d'électricité soit dans leur pays soit dans un autre pays de l'Europe. Ce texte a été adopté après 10 ans de débats à cause de la diversité des systèmes électriques en Europe. Cette directive sera révisée le 1 janvier 2006, elle pourra être modifiée (possibilité d'augmenter davantage l'ouverture du marché). La libéralisation se fera avec l'échéancier présenté Tableau I-2.

Consommation annuelle des clients pour l'éligibilité	Date
40 GWh	01/01/1999
20 GWh	01/01/2000
9 GWh	01/01/2003

Tableau I-2 : Echéancier d'éligibilité des clients

Certains pays de l'Europe (Suède, Finlande, Norvège, Angleterre et Allemagne) ont déjà mis en place l'ATR de façon encore plus poussé que celui de la directive européenne. A l'opposé, la France

est mise en demeure par Bruxelles car l'ouverture du marché électrique n'est pas réalisée comme le prévoit l'échéancier précédent [8].

La dérégulation du secteur électrique pour les pays d'Amérique Latine a commencé au début des années 1980 avec le Chili [9]. Certains de ces pays ont réalisé une désintégration verticale totale et privatisé le secteur électrique. D'autres pays ont choisi une dérégulation plus modérée en ouvrant la production à de nouveaux acteurs et à une privatisation partielle des entreprises électriques. Enfin, d'autres pays n'ont pas encore dérégulé le secteur électrique. Les réformes des pays d'Amérique Latine ont été menées pour remédier aux problèmes financiers et de gestion pendant les années 1980. Les buts des réformes étaient d'avoir une plus grande efficacité des entreprises (car la productivité était en baisse, baisse de la qualité du service, diminution de l'entretien des centrales thermiques, pertes élevées) ainsi qu'une participation plus forte des capitaux étrangers (pour remédier à la baisse d'investissement de l'Etat). Ces réformes avaient aussi pour objet de diminuer le rôle de l'Etat et d'avoir une concurrence à la production et à la vente de l'électricité.

En Asie du sud-est (ASE), la Malaisie en 1985 fut le premier pays Asiatique à procéder à une dérégulation de son secteur électrique. Les modifications du secteur électrique ont commencé véritablement il y a 12 ans dans quelques pays d'ASE par des réformes modestes [10]. Ces réformes mettaient fin au pouvoir de l'Etat sur les entreprises électriques. Puis le phénomène s'est accentué et développé dans d'autres pays. Actuellement, en ASE les modifications des lois vont permettre d'avoir un espace de concurrence au niveau de la production d'électricité. Le secteur privé peut ainsi produire et vendre l'électricité au réseau. Les causes des réformes du secteur électrique en ASE sont similaires à celles de l'Amérique Latine.

Parti plus tard, le continent africain a semblé vouloir rattraper le retard par rapport à d'autres pays. Les réformes engagées, au début des années 1990, portent avant tout sur l'amélioration de la gestion des sociétés électriques [11].

I.2.6. Conclusion

Les modifications du secteur électrique d'un pays dépendent de l'état de ce secteur (efficacité, taille, etc.) et des buts que les pays veulent obtenir. Les causes des modifications du secteur électrique dans les différents pays peuvent être regroupées en trois catégories :

- libéralisation du marché pour favoriser une concurrence du marché de l'électricité,
- manque de moyens pour financer et maintenir le secteur électrique,
- augmentation de l'efficacité du secteur électrique.

Cette évolution du secteur électrique se décline dans deux types de pays [12] :

- les pays émergents (Asie, Afrique) qui trouvent dans cette dérégulation un moyen de développer leurs infrastructures en faisant appel à des capitaux extérieurs,
- les pays structurés (Etats-Unis, pays de l'Europe) à qui ce mouvement permet de développer le libéralisme économique.

Pour les pays qui ont déjà dérégulé leur secteur électrique, des problèmes sont apparus.

Un des principaux problèmes de la dérégulation du secteur électrique qui comporte l'ATR est le prix de péage correspondant à l'accès aux réseaux. Plusieurs possibilités peuvent être utilisées [2].

Un autre problème est le nombre insuffisant de producteurs pour permettre une bonne concurrence de l'ensemble de la production d'électricité.

Pour certains pays, la dérégulation a permis de favoriser les énergies renouvelables et de développer la cogénération mais pas pour les pays de l'Amérique Latine.

Certains pays ont créé des lois qui obligent les compagnies d'électricité à acheter l'électricité produite par les producteurs indépendants à un prix supérieur à celui qu'elles peuvent produire.

Au-delà de ces problèmes des questions ne sont pas encore résolues :

- comment éviter la réintégration verticale du secteur électrique (production, transport, distribution) par la concentration des capitaux ?
 - qui doit programmer les équipements du futur (lignes, centrales, etc.) ?
 - lorsque le système électrique est désintégré il faut un régulateur. Ce régulateur a plusieurs rôles (veiller à ce que la concurrence se passe bien, délivrer les autorisations des sociétés électriques). Mais qui doit être le régulateur, des commissions comme aux Etats-Unis ou une seule personne comme en Angleterre ?
 - le régulateur surveille la gestion du réseau mais qui doit surveiller le régulateur ?

Les problèmes présentés ci-dessus ne concernent pas les problèmes techniques liés à l'introduction de la GED dans les réseaux de distribution. Ceux-ci sont présentés dans le deuxième chapitre.

La dérégulation des systèmes électriques dans de nombreux pays n'est actuellement que dans une étape intermédiaire avant d'atteindre une dérégulation plus avancée.

I.3. LES DIFFERENTS TYPES DE PRODUCTION

I.3.1. Introduction

La dérégulation du secteur électrique favorise fortement la connexion de nouveaux moyens de production électrique. Dans ce contexte, la production d'électricité devient une activité à part entière. Elle peut être réalisée soit par des entreprises électriques de l'ancien système, soit par de nouvelles qui se lancent dans la production d'électricité.

Les moyens utilisés pour la production d'électricité sont très variés. Il y a les centrales de cogénération, les petites centrales hydrauliques, les éoliennes et les capteurs photovoltaïques. D'autres développements sont attendus dans le futur, notamment pour ce qui est des piles à combustible. Un descriptif de plusieurs de ces moyens de production va être réalisé. Seul les moyens de production d'électricité raccordés au réseau seront présentés.

I.3.2. Les éoliennes

Le premier pays qui a utilisé les éoliennes pour produire de l'électricité fut le Danemark à la fin du 19^{ème} siècle. Au début du 20^{ème} siècle des éoliennes furent installées en Europe et aux Etats-Unis. La puissance installée était de quelques dizaines de kilowatts. La production d'électricité grâce aux éoliennes a connu véritablement un essor à partir des années 1980. La puissance installée a augmenté en moyenne de 20 % par an pendant les années 1988 à 2000 dans le monde (Figure I-1). Pour l'an 2000, l'énergie produite devrait être à peu près de 14 TWh. L'union européenne devrait voir sa puissance installée multipliée par dix dans les années 2005-2010. Des prévisions à 10 ans font état que 10 % de l'électricité pourrait provenir des éoliennes pour les pays suivants : Pays-Bas, Espagne, Danemark, Angleterre et les Etats-Unis [13].

Le mode de fonctionnement des éoliennes est simple. Elles exploitent la force du vent pour entraîner un alternateur asynchrone, plus rarement synchrone, dont la puissance nominale varie entre 200 kW et 2 MW. Les éoliennes peuvent fonctionner dès que le vent est supérieur à 3 m/s et doivent être arrêtées lorsque le vent dépasse la vitesse de 20-25 m/s pour des raisons de sécurité. Dans cette plage de fonctionnement, une régulation de vitesse oriente les pâles de l'éolienne de façon à maintenir une vitesse constante. Les performances d'une éolienne dépendent principalement du vent sur les sites d'implantation souvent remarquables (force du vent constante) : bord de mer, en mer (offshore) ou en plaine. Les éoliennes sont souvent connectées au réseau par tranche de deux ou trois. Dans le cas des générateurs asynchrones, une batterie de condensateurs fournit la puissance réactive absorbée. Parfois, un dispositif d'électronique de puissance assure l'interface avec le réseau

pour une meilleure qualité de fourniture. Cette interface évite les fluctuations de puissance. Cependant, il augmente le coût de production.

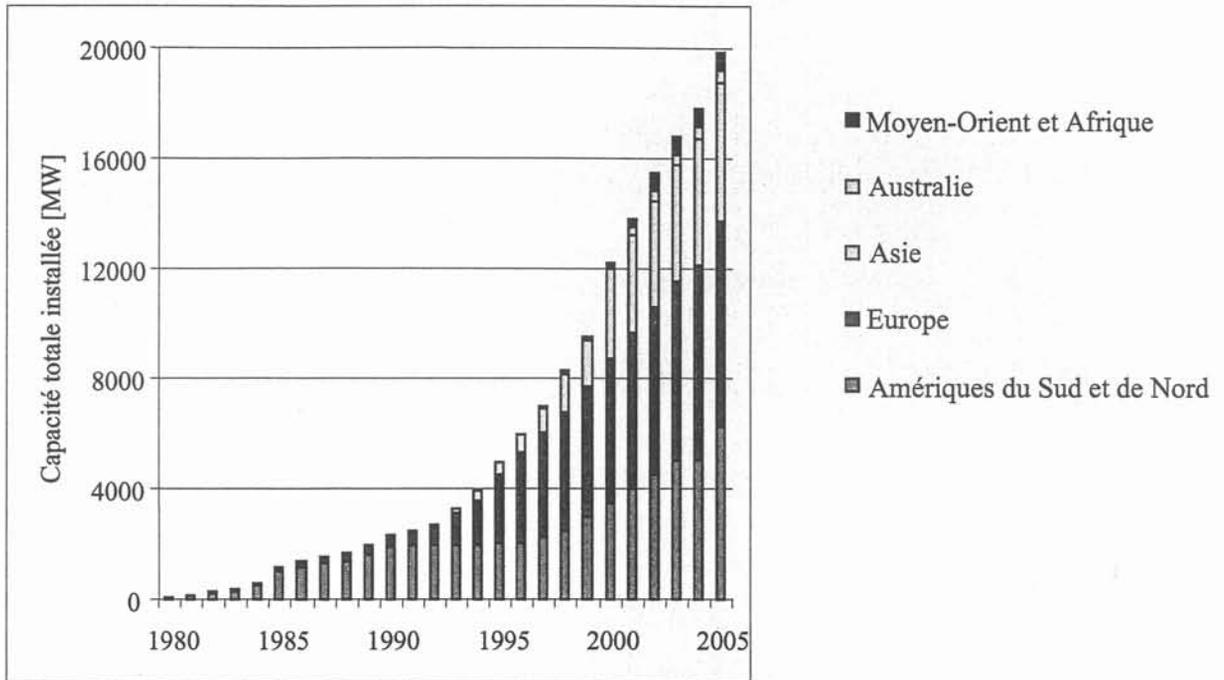


Figure I-1 : Evolution de la puissance éolienne installée

Le potentiel éolien dans le monde est considérable. L'Argentine, la Russie, la Chine, la Nouvelle Zélande, la Grèce ont un potentiel de plusieurs centaines de giga-watts. L'association européenne pour l'énergie éolienne estime que la puissance installée en Europe sera de 100 GW en 2030 (elle est en 2000 de 5,2 GW) [14]. Des recherches sont encore réalisées afin d'augmenter la puissance des générateurs à 3 MW voire 5 MW.

I.3.3. La cogénération

La cogénération, appelée aussi production combinée, permet la production simultanée de chaleur et d'énergie mécanique. Cette énergie mécanique, produite par un moteur thermique, une turbine à vapeur (TAV) ou une turbine à gaz (TAG), sert à entraîner un alternateur synchrone produisant ainsi de l'électricité. La puissance électrique produite est très variable selon les applications. Elle varie entre une centaine de kilowatts et plusieurs dizaines de mégawatts. La combinaison de production de chaleur et d'électricité permet d'avoir un rendement global excellent de 80 à 85 %.

La production d'électricité à partir de la cogénération a augmenté de 11 % entre les années 1985 et 1990 [15][16]. En Europe, plus de 6 % de l'électricité provient de la cogénération. Le potentiel de la cogénération est très important dans le monde et ceci du fait :

- d'un prix extrêmement compétitif,
- d'un rendement global excellent,
- d'une technologie mature,
- de diverses incitations (aides financières, etc.).

I.3.4. Les capteurs photovoltaïques

Les capteurs photovoltaïques convertissent l'énergie de la lumière en électricité en exploitant l'effet photovoltaïque qui apparaît à la jonction des semi-conducteurs. Le rendement énergétique actuellement est compris entre 5 et 16 % selon les technologies de semi-conducteurs utilisés (silicium monocristallin, multicristallin et amorphe). Du fait que l'électricité produite est continue, l'injection d'électricité sur le réseau se fait au travers d'un onduleur. Les installations photovoltaïques raccordées à un réseau sont de deux types :

- Les toits solaires sont de petites installations de capteurs solaires souvent placées sur les toits de plusieurs maisons raccordées entre elles. L'électricité produite est principalement consommée par l'installation de la maison elle-même. Le surplus d'électricité permet d'alimenter généralement un réseau électrique qui alimente les autres installations desservies par ce réseau.
- Les centrales solaires sont des installations de plusieurs mégawatts, l'électricité produite est destinée à être injectée entièrement sur le réseau. Plusieurs pays (Etats-Unis, Allemagne, Suisse, Espagne, etc.) ont mis en service des centrales solaires dans les années 1990.

L'évolution de la puissance électrique installée dans le monde est représentée sur la figure ci-dessous [17]. Bien que son évolution varie rapidement, elle n'est pas encore très significative. Ceci provient du fait que la production d'électricité à partir de capteurs photovoltaïques n'est actuellement pas très compétitive. En effet, le prix du kilowattheure est élevé. Il varie entre 1,6 et 6 francs selon la technologie de semi-conducteur utilisé et la quantité de batteries installée. Il s'agit là du principal frein pour ce type de production d'énergie.

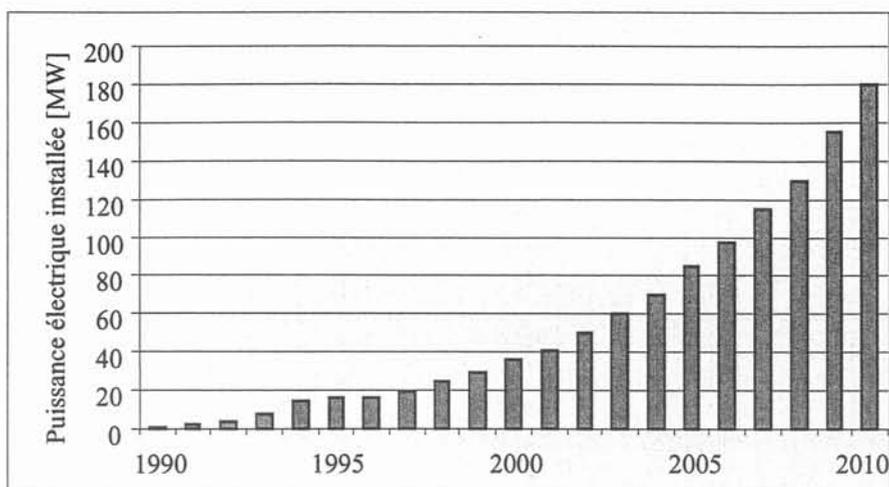


Figure I-2 : Puissance électrique installée dans le monde

Il semble que la diminution du prix de l'électricité des capteurs photovoltaïques et donc le développement de ce type de production décentralisée ne pourra se faire qu'avec une avancée technologique significative et des aides financières.

I.3.5. Les générateurs du futur : les piles à combustible ?

La Pile à Combustible (PAC) inventée en 1839 a connu une lente évolution technique du fait des problèmes liés aux matériaux et aux moyens déjà disponibles. Aujourd'hui, la pile à combustible focalise une attention soutenue de la part de nombreux acteurs et ce, dans tous les domaines. Les programmes de recherche sont nombreux et les gouvernements, aussi bien que les compagnies privées, investissent de façon massive dans ce «nouvel eldorado énergétique». Plusieurs facteurs expliquent cette frénésie :

- Les contraintes environnementales se font de plus en plus pressantes et de nombreux pays se sont engagés à réduire leur taux d'émission de CO₂ suite à la conférence de Kyoto (réduction de 8 % des émissions de gaz à effet de serre en 2012 par rapport à celles de 1990).
- Les récentes avancées technologiques permettent d'envisager de nouvelles solutions alternatives dont fait partie la PAC.

Le principe de fonctionnement d'une PAC est simple. A partir d'une réaction chimique entre un carburant (hydrogène, gaz naturel, etc.) et un comburant (oxygène), de l'électricité est produite. Selon le nombre d'éléments mis en série et/ou en parallèle, la puissance électrique est plus ou moins importante [18]. Ce moyen de production, comme le photovoltaïque, nécessite un onduleur. Il existe

trois technologies différentes qui permettent de produire de l'électricité. De plus, de la cogénération peut être réalisée avec les effluents de la pile.

	PAFC	MCFC	SOFC
Température	200 °C	650 °C	1000 °C
Rendement	36 - 45 %	50 - 60 %	50 - 55 %
Puissance	1-300 kW	10 kW-100 MW	1 kW-500 MW
Etat d'avancement	Aboutie	pas encore mature	Encore expérimentale

Tableau I-3 : Etat d'avancement des PAC

La PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) est la technologie mature (la seule à être au stade commercial). Elle semble néanmoins avoir trop d'inconvénients pour s'imposer (pureté du combustible, corrosion). La SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) n'est pas encore au point mais fait l'objet de recherches intensives, notamment aux Etats-Unis. La MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) comporte de nombreux écueils techniques (corrosion) mais fait l'objet d'un développement soutenu au Japon (public et privé) car en matière de rendement, c'est la plus performante.

La PAC est tout sauf une technologie simple (sans quoi elle se serait imposée depuis longtemps) et à l'heure actuelle, sa viabilité économique pour la production d'électricité dispersée n'est encore pas démontrée.

I.3.6. Autres moyens de production

La petite hydroélectricité

Ce mode de production est le plus ancien, le plus simple et le moins coûteux. De plus la technologie est mature. La force de l'eau est utilisée pour entraîner un générateur le plus souvent synchrone.

Le potentiel mondial de la petite hydroélectricité est de 400 à 500 TWh par an. Actuellement la petite hydroélectricité dans le monde produit 80 TWh par an [19]. En Europe, un programme (Altener) de développement de la petite hydroélectricité vise en 2005 le doublement de la production d'électricité avec les petites centrales hydrauliques ce qui représente 30 TWh.

La géothermie

Les centrales géothermique utilisent l'énergie thermique (vapeur) provenant du sous-sol pour produire de l'électricité. Cette énergie thermique dépend du gradient géothermique du lieu et de la profondeur du forage. L'électricité est produite grâce à un alternateur synchrone qui est entraîné par une turbine à vapeur.

Le potentiel géothermique dans de nombreux pays comme les Etats-Unis, l'Italie, le Japon, le Mexique, le Costa Rica, l'Islande, etc. est important [20]. Ce potentiel est de 2000 à 3500 MW rien que pour le Costa Rica.

D'autres moyens de production électrique peuvent être utilisés comme les moteurs diesels, les moteurs Stirling [21].

I.3.7. Conclusion

La dérégulation des systèmes électriques facilite souvent l'implantation de nouveaux moyens de production à partir des énergies renouvelables (vent, soleil, géothermie, eau) du fait des aides financières des gouvernements (Etats-Unis, Allemagne, etc.) et des contraintes écologiques. Il apparaît clairement que les pays qui possèdent un nombre important de producteurs indépendants (Etats-Unis, Angleterre, Allemagne, etc.), utilisant les énergies renouvelable ou non, sont les pays qui ont dérégulé leur système électrique. Ces pays ont facilité l'implantation des producteurs indépendants grâce notamment aux lois, aux aides et à l'obligation d'achat de l'électricité par les sociétés électriques.

Depuis plusieurs années, les éoliennes et la cogénération connaissent un fort développement dans le monde. Ces deux moyens de production ont des technologies matures, le prix du kilowattheure est compétitif et le potentiel mondial est considérable. D'autres moyens de production connaîtront peut être un développement similaire dans les années à venir comme le photovoltaïque raccordé au réseau et les piles à combustible. L'expansion de ces deux moyens de production ne se fera que si des avancées technologiques sont réalisées afin d'augmenter le rendement et de diminuer de façon significative le prix du kilowattheure.

Les différents moyens de production d'électricité peuvent être classés dans trois catégories. Il y a les moyens de production qui utilisent :

- les générateurs synchrones : petite hydroélectricité, éoliennes (très peu répandu), cogénération, géothermie,
- les générateurs asynchrones : éoliennes,

- un dispositif d'électronique de puissance : capteurs photovoltaïques, piles à combustible, éoliennes (peu répandu).

I.4. CONCLUSION

Le secteur électrique est actuellement en pleine évolution. Les réformes engagées dans de nombreux pays engendrent une modification profonde des sociétés électriques. Suite à ces réformes, des problèmes sont déjà apparus. D'autres problèmes apparaîtront sans doute avec une dérégulation totale. Dans les années à venir, la dérégulation du secteur électrique dans le monde sera poursuivie du fait de l'ouverture des marchés.

Ce mouvement de dérégulation du secteur électrique a favorisé l'apparition de moyens de production au sein des réseaux de distribution. Cette insertion de production, comme nous allons le voir dans le deuxième chapitre, n'est pas sans impact sur ceux-ci. Plusieurs de ces impacts vont être présentés (impact du plan de tension, modification des courants de défaut, impact sur la stabilité, diminution des temps d'élimination critique de défaut, etc.).

CHAPITRE II

ETUDE DES IMPACTS DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSEE SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

CHAPITRE II

ETUDE DES IMPACTS DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSEE SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

II.1. INTRODUCTION

L'énergie produite par ces nouveaux moyens de production est destinée à être produite localement (au plus près des centres de consommation) et n'est donc pas destinée à être transportée sur de grandes distances. Elle peut s'étaler de quelques kilowatts à quelques mégawatts et peut également être couplée avec de la production de chaleur (cogénération). L'insertion de cette génération d'énergie est prévue dans la majorité des cas dans les réseaux de distribution du fait de l'ordre de grandeur des puissances injectées.

L'insertion de cette génération d'énergie au sein du système électrique existant n'est pas sans impact sur l'exploitation et le fonctionnement de ce dernier. Elle présente un véritable défi de par les multiples incertitudes actuelles sur les capacités d'intégration de telles productions dans le système, avec tous les problèmes qui y seront engendrés et les adaptations nécessaires à opérer sur le système actuel. Dans les paragraphes suivants, plusieurs de ces impacts vont être présentés. Mais tout d'abord on décrira le réseau de distribution et la génération d'énergie dispersée (GED) utilisée pour mettre en avant ces impacts.

II.2. CARACTERISTIQUES DU RESEAU DE DISTRIBUTION ET DE LA GED

Le réseau de distribution utilisé, pour l'étude des impacts, est constitué de 4 zones distinctes et d'un poste source. La topologie de ce réseau est présentée Figure II-1. Il s'agit d'un réseau de distribution français existant. Il comporte environ 300 nœuds dont 127 charges impédantes et 300 lignes. Des moteurs asynchrones sont aussi connectés au réseau. Ils sont uniformément répartis dans le réseau de distribution. Ces moteurs asynchrones représentent 30 % de la puissance consommée dans le réseau. L'ensemble des charges de ce réseau absorbe une puissance active de 40 MW. La tension nominale de ce réseau de distribution est de 20 kV. Il est connecté à un réseau d'alimentation par l'intermédiaire du poste source (annexe A).

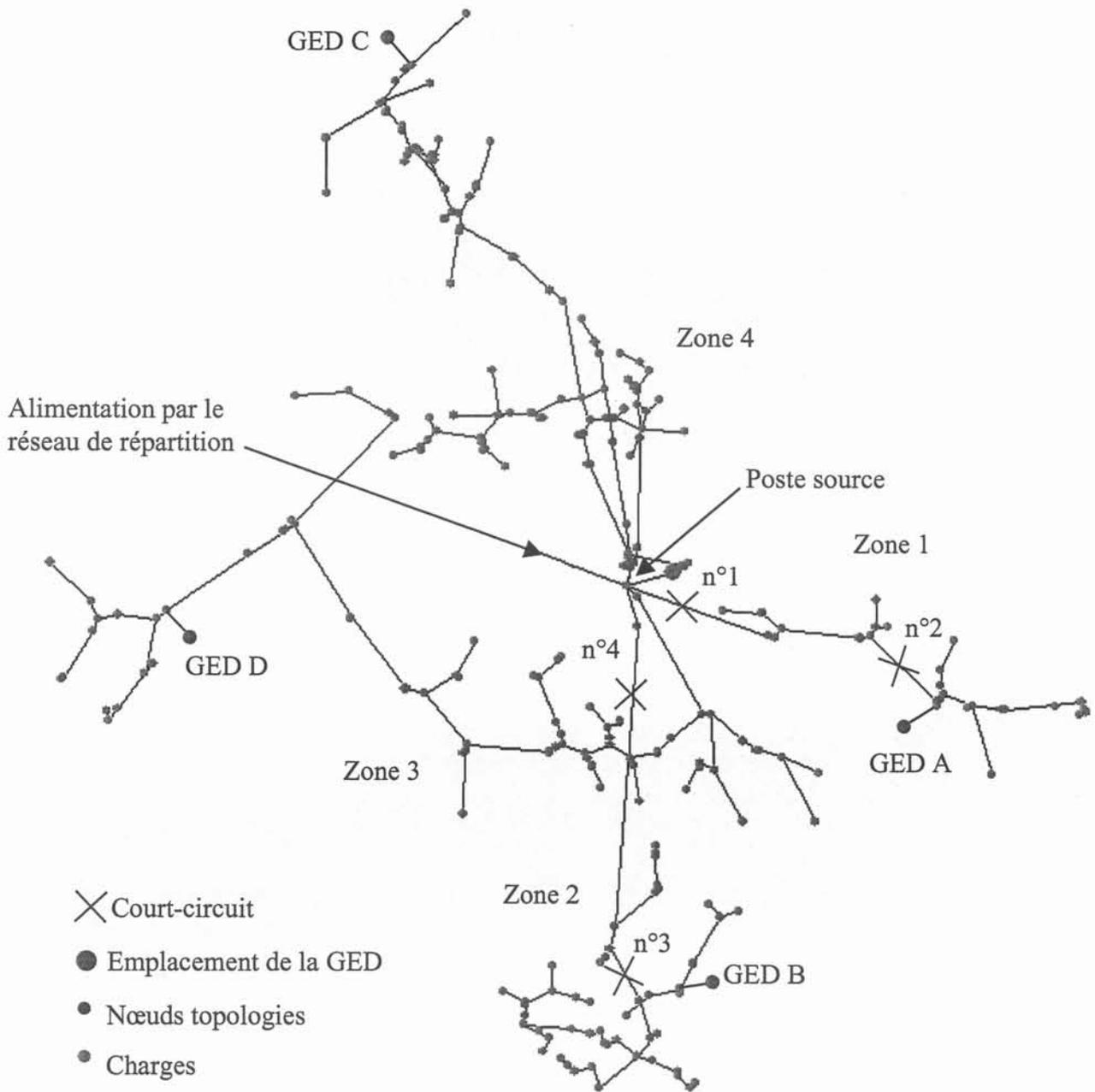


Figure II-1 : Topologie du réseau de distribution, emplacement de la GED et des courts-circuits

Deux types de générateurs d'énergie dispersés sont connectés au réseau de distribution. Il y a les générateurs synchrones et les générateurs asynchrones qui sont connectés au réseau de distribution par l'intermédiaire d'un transformateur. Les nœuds où la GED est susceptible d'être connectée sont représentés par des points repérés par les lettres GED A, B, C et D sur la Figure II-1.

Les générateurs synchrones connectés au réseau de distribution ont une puissance active de 1 ou 4 MW. Pour chaque générateur synchrone deux régulations sont associées (une régulation de tension et une régulation de puissance). Deux modèles pour la régulation de tension sont considérés:

- Celui qui permet de réguler la tension d'excitation des générateurs synchrones afin de maintenir la tension au nœud de connexion du générateur. Il correspond à la régulation IEEE de type 1 modifiée [22].
- Celui qui assure un déphasage entre la tension et le courant constant. Cette régulation est utilisée par EDF pour des générateurs dont la puissance active est inférieure ou égale à 10 MW.

Pour les régulations de puissance, la régulation utilisée est soit :

- une régulation de type IEEE [22]. Cette régulation permet de réguler la puissance active de l'alternateur afin de maintenir une vitesse constante.
- une régulation utilisée par EDF. Cette régulation est en réalité juste une consigne de puissance.

Tout au long de ce rapport les régulations de type EDF et IEEE seront nommées modèle 1 et modèle 2 respectivement.

En ce qui concerne les générateurs asynchrones, aucun dispositif de régulation ne leur est associé. Des condensateurs fournissent la puissance réactive consommée par les générateurs asynchrones lorsqu'ils sont connectés.

Les différents résultats sont obtenus avec le logiciel EUROSTAG qui a été développé par les sociétés EDF (France) et TRACTEBEL (Belgique). Ce logiciel permet d'étudier les dynamiques électromécaniques intervenant dans les réseaux à l'exception des régimes transitoires électromagnétiques. Grâce à son pas variable, le comportement du réseau peut être simulé sans détérioration de la précision des calculs et il permet de faire de longues simulations.

Ce réseau de distribution avec de la GED va être utilisé pour présenter différents résultats de simulation. La répartition et le modèle des régulations des générateurs synchrones utilisés ainsi que la puissance de la génération dispersée connectée au réseau de distribution seront donnés pour chaque simulation effectuée. Les caractéristiques des générateurs et les régulations utilisés ainsi que les transformateurs associés sont présentés dans les annexes B et C.

II.3. ETUDE DES IMPACTS

II.3.1. Modification du transit de puissance

L'un des premiers impacts liés à l'introduction de la GED dans un réseau de distribution qui vient à l'esprit concerne la modification des transits de puissance. Sur la Figure II-2, la

représentation du transit de puissance active est donnée pour un réseau de distribution sans GED. Pour ce réseau, la puissance totale consommée est égale à P_0 . Cette puissance provient du réseau de répartition et se répartie sur les différents départs du réseau de distribution. Quand de la GED est introduite (Figure II-3), la puissance qui transite au travers du poste source diminue et devient égale à P_0' . Dans le même temps la puissance P_1 change de sens (si la puissance de la GED est supérieure à la puissance de la charge 1). La puissance qui transite dans cette branche ne provient plus du poste source mais de la GED. Il peut arriver, selon l'état de charge du réseau et de la puissance délivrée par la GED, que la puissance qui transitait dans le poste source (P_0') change de signe. Dans ce cas, le transit de puissance se fait du réseau de distribution vers le réseau de répartition.

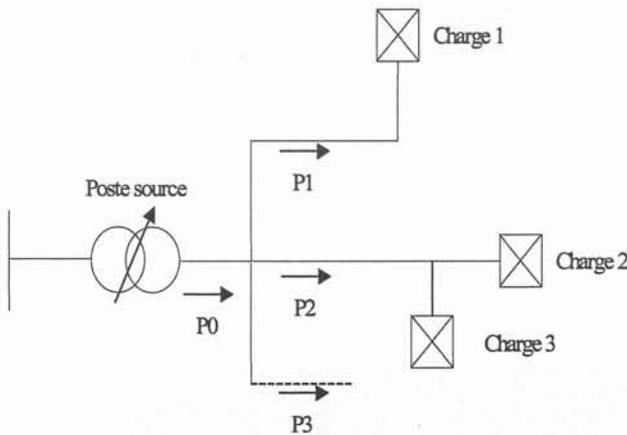


Figure II-2 : Réseau de distribution sans GED

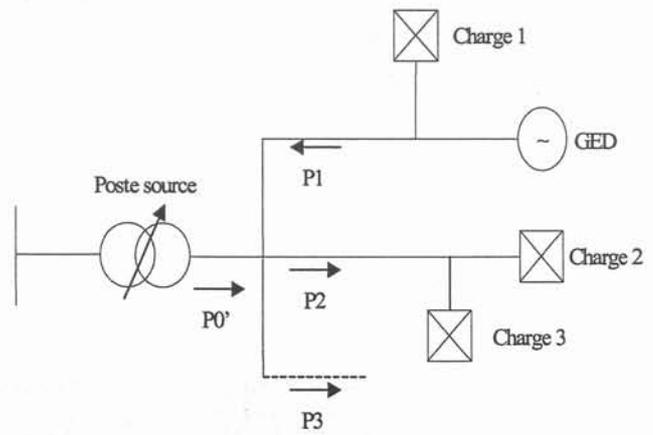


Figure II-3 : Réseau de distribution avec GED

La modification du transit de puissance est à étudier lorsque de la GED est introduite afin de s'assurer que l'ensemble des matériels présents sur les réseaux de distribution (appareils de mesure, protections, etc.) fonctionneront correctement. La modification du transit peut provoquer le changement de ces matériels, notamment les appareils de protection, qui sont très souvent unidirectionnels. Un transit de puissance peut changer lorsque de la GED est connectée mais aussi lorsque l'état de charge du réseau change (jour/nuit par exemple).

La modification du transit de puissance est un des nombreux impacts de la GED sur les réseaux de distribution. Nous allons en voir d'autres qui ne viennent pas forcément à l'esprit au premier abord et qui sont beaucoup plus subtils.

II.3.2. Impact sur les protections

II.3.2.1. Introduction

La connexion de générateurs d'énergie dispersés dans un réseau de distribution peut provoquer une modification du fonctionnement des appareils de protection présents dans le réseau.

Cette modification du fonctionnement se traduit notamment par une perte de sélectivité entre les différentes protections du réseau. Cette perte de sélectivité est due à la modification des valeurs des courants de défaut et de la répartition de ces courants. Cette modification des courants est à étudier, pour savoir s'il faut que les protections soient modifiées ou non, afin de conserver une bonne sélectivité entre les protections.

II.3.2.2. Modification des valeurs des courants de court-circuit

La connexion d'un nouveau générateur (asynchrone ou synchrone) au réseau provoque, en cas de défaut, une modification des courants. Cette modification des courants peut affecter la sélectivité entre les appareils de protection, notamment, par la variation des temps de déclenchement des protections [23][24].

Les deux figures ci-dessous donnent les courants de court-circuit pour plusieurs puissances de génération d'énergie dispersée connectée et ceci pour deux courts-circuits différents. La localisation des courts-circuits et de la GED sont données sur la Figure II-1. Trois cas vont être représentés :

Cas 1 : la GED A est constituée de générateurs synchrones avec des régulations du modèle 1 (■)

Cas 2 : la GED A est constituée de générateurs synchrones avec des régulations du modèle 2 (■)

Cas 3 : la GED A est constituée de générateurs asynchrones (□)

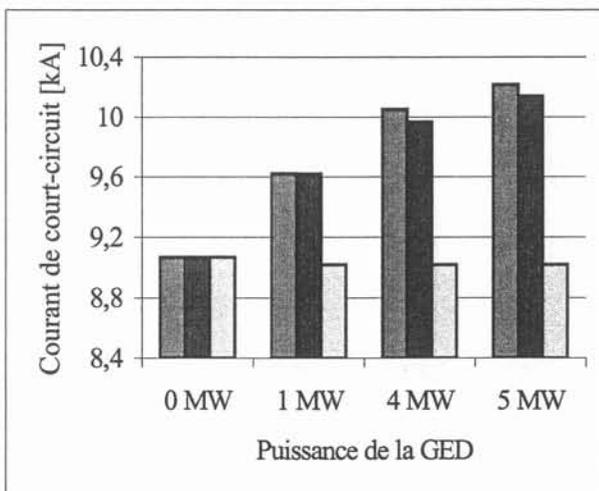


Figure II-4 : Courant du court-circuit n°1

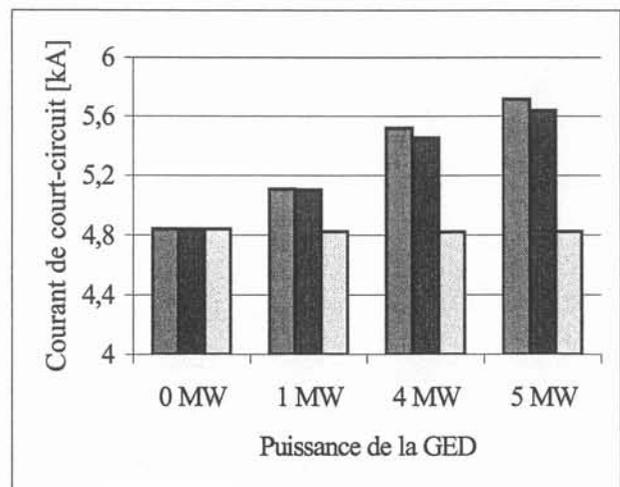


Figure II-5 : Courant du court-circuit n°2

Pour un court-circuit donné le courant de défaut augmente dès que de la GED synchrone est raccordée au réseau de distribution. Cette augmentation est fonction du nombre de GED raccordées et de leur puissance. La variation du courant de court-circuit est de 5 % lorsqu'il y a 1 MW de GED

raccordée. Cette variation passe à 18 % lorsqu'il y a 5 MW de GED raccordée. On peut constater que la GED synchrone équipée des régulations du modèle 1 injecte un courant légèrement plus important (de 1 à 3 %) comparée à la GED synchrone équipée des régulations du modèle 2. Les courants injectés sont pratiquement les mêmes car les régulations n'ont pas le temps de réagir. En effet, la durée du court-circuit est inférieure aux constantes de temps des régulations.

En ce qui concerne la GED constituée de générateurs asynchrones, l'injection de courant de défaut est pratiquement nulle. Ceci provient du fait que les générateurs asynchrones se démagnétisent très rapidement (de 20 à 40 ms).

L'évolution des courants de court-circuit en fonction de la localisation de la GED pour les courts-circuits 2 et 3 est présentée ci-dessous. Les cas suivants sont alors considérés :

Cas 1 : Aucune GED n'est connectée au réseau (■).

Cas 2 : la GED est constituée de deux générateurs synchrones avec des régulations du modèle 1 connectés au nœud A (■).

Cas 3 : la GED est constituée de deux générateurs synchrones avec des régulations du modèle 1 connectés aux nœuds A et B (un générateur de 1 MW par nœud) (□).

Comme on peut le voir sur la figure ci-dessous, l'augmentation du courant de court-circuit dépend de la localisation du défaut par rapport à la GED. Un générateur participe davantage à ce court-circuit lorsque la GED est proche de celui-ci. Pour le court-circuit numéro 2, la variation du courant est de 6 % pour le cas 2, elle est seulement de 2 % pour le cas 3. A l'inverse pour le court-circuit numéro 3 la variation est de 0,5 % pour le cas 2 et de 3 % pour le cas 3. Les variations ne sont pas très importantes car il n'y a que deux générateurs synchrones raccordés au réseau de distribution. Il a été vu précédemment que les variations pouvaient devenir beaucoup plus significatives si le nombre de GED est plus important.

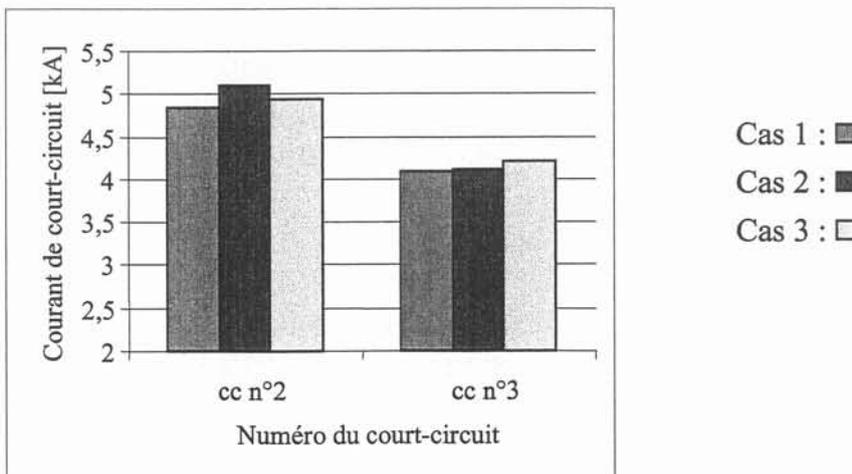


Figure II-6 : Valeurs des courants de court-circuit

D'une manière générale, l'ensemble des générateurs d'un réseau participe au courant de défaut. La participation de chaque générateur dépend de la distance électrique qui le sépare du défaut. Dans tous les cas, le courant de défaut est une somme algébrique du courant provenant du réseau amont par l'intermédiaire du poste source et du courant injecté par la GED. La variation des courants de court-circuit n'est que de quelques pour cents lorsque la GED n'est constituée que d'un générateur synchrone de 1 MW. Cependant, cette variation peut devenir beaucoup plus importante si le nombre de générateurs augmente et/ou si la puissance de la GED augmente. La modification de la répartition et des valeurs de courant de court-circuit n'est pas sans impact sur le plan de protection. Deux exemples vont être présentés.

Exemple 1 : Déclenchement intempestif

La connexion d'une GED synchrone peut provoquer des déclenchements intempestifs de la protection du départ où est connectée la GED (protection 1 Figure II-7) [25]. Ces déclenchements intempestifs interviennent lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ où est raccordée la GED. La GED participe au courant de défaut ($I_{cc \text{ GED}}$) et la protection qui détecte le défaut est celle qui est sur la ligne de la GED (Protection 1). Ceci est d'autant plus vrai que le défaut est proche du poste source et que le producteur est important (courant de défaut plus élevé) [26].

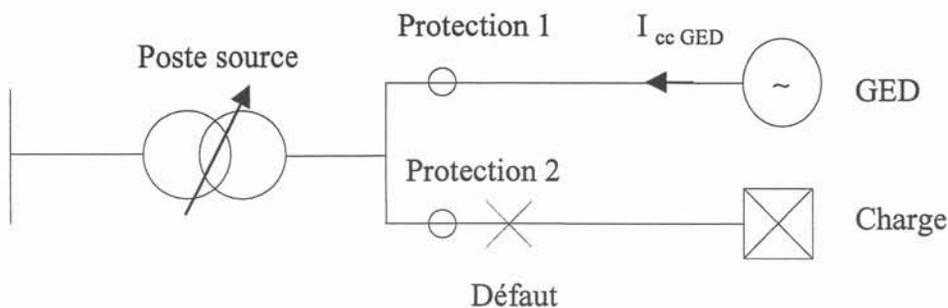


Figure II-7 : Défaut sur un départ adjacent

Exemple 2 : Aveuglement de la protection

La protection ampèremétrique d'un départ avec une GED peut parfois ne plus détecter un défaut si celui-ci est loin de la protection ou si le seuil de la protection a été relevé. La protection du départ ne détecte plus le défaut car l'impédance entre le départ et le défaut devient plus importante que celle entre le défaut et la GED. Elle ne détectera le défaut que lorsque la GED sera déconnectée [26]. La GED sera déconnectée du réseau par une protection de découplage par exemple.

Dans l'exemple ci-dessous, le courant de court-circuit sans GED est de 573 A. Il est de 400 A quand la GED est connectée ($S_n = 6$ MVA). Le courant qui traverse la protection ne représente qu'une partie du courant de défaut. Ceci est d'autant plus vrai que le défaut est proche de la GED et que la GED a une puissance de court-circuit élevée. Si le seuil de la protection 1 est réglé pour un courant de défaut sans GED, la protection ne détectera pas le défaut. Il faut que le seuil de détection soit inférieur au courant de défaut avec GED, pour le cas le plus défavorable, mais supérieur au courant de fonctionnement normal de la ligne.

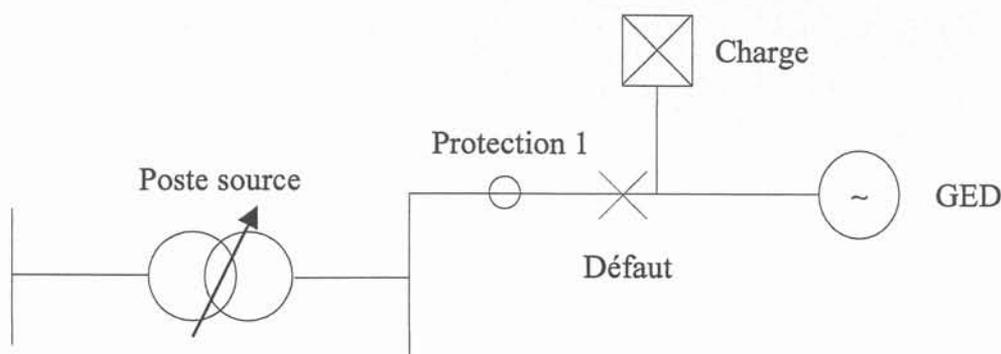


Figure II-8 : Court-circuit sur une ligne avec un générateur synchronisé

La modification des courants de court-circuit modifie une grandeur importante dans un réseau. Cette grandeur est la puissance de court-circuit (S_{cc}). Dans l'annexe D, on trouvera une présentation de la puissance de court-circuit ainsi que des valeurs de puissance de court-circuit lorsque de la GED est raccordée au réseau de distribution.

II.3.2.3. Conclusion

Dans ce paragraphe, nous avons présenté l'évolution des courants de court-circuit lorsque de la GED est introduite dans un réseau de distribution. Nous ne nous sommes intéressés qu'aux courts-circuits triphasés car ces courts-circuits sont les plus virulents. Cependant, dans les réseaux de distribution, les courts-circuits sont souvent monophasés ou biphasés. Il est, par conséquent, nécessaire de les étudier aussi.

Quand l'effet de l'insertion de la GED n'est plus marginal, notamment au niveau des élévations des courants de court-circuit, les protections devront être changées ou modifiées (seuils). Avant la connexion d'une nouvelle GED, une étude doit être menée pour vérifier si les protections existantes ne doivent pas être modifiées afin de conserver une bonne sélectivité. L'impact de la GED sur le plan de protection est très important. Le réglage des protections dans un

réseau de distribution comportant de la GED nécessite une étude approfondie du fait de la complexité du problème. Ceci ne fait pas l'objet du travail de cette thèse.

II.3.3. Ilotage

II.3.3.1. Introduction

Le troisième impact concerne le fonctionnement en mode iloté, c'est à dire sans autre source d'électricité que celle fournie par les GED. Nous allons voir si le fonctionnement en mode iloté de cette GED est possible ou non.

L'ilotage d'une partie d'un réseau de distribution est la conséquence d'ouverture d'au moins une ligne dans le réseau. Cette ouverture de ligne peut résulter d'un défaut de fonctionnement (court-circuit, surcharge d'une ligne, etc.).

II.3.3.2. Présentation des résultats

Pour ces simulations, le réseau de distribution comporte de la GED (2 générateurs synchrones) qui est connectée au nœud A de la zone 1. L'ilotage de la zone 1 est réalisé en ouvrant la ligne qui part du poste source vers la zone 1 : c'est la ligne où nous avons créé précédemment le court-circuit numéro 1. L'ouverture de la ligne a été faite lorsque :

- le transit des puissances active et réactive est nul dans cette ligne et les régulations de la GED sont du modèle 2 (cas 1)
- le transit de la puissance active seul est nul ($\Delta Q = 0,35$ MVAR puissance réactive du poste source vers la zone 1) et les régulations de la GED sont du modèle 2 (cas 2).
- le transit des puissances active et réactive est nul dans cette ligne et les régulations de la GED sont du modèle 1 (cas 3).

Cas 1

Les deux figures ci-dessous nous montrent l'évolution de la tension au nœud de connexion de la GED A et la puissance active d'une des GED. L'ouverture de la ligne intervient à $t = 1$ s, il n'y a pas de transit de puissance dans la ligne. Après l'ouverture de la ligne, les valeurs observées subissent une très légère modification. Les régulations de la GED assurent le maintien des grandeurs d'un réseau (tension et fréquence). Pour ce cas de figure, les GED alimentent les charges de la zone 1. Le fonctionnement en mode iloté est possible.

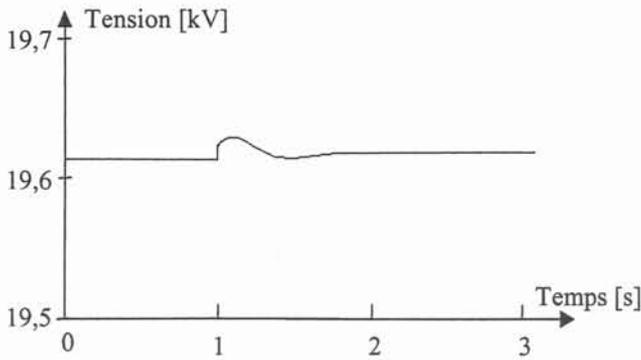


Figure II-9 : Evolution de la tension cas 1

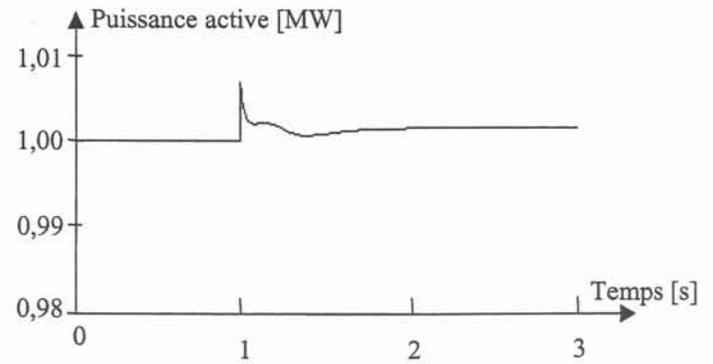


Figure II-10 : Evolution de la puissance active cas 1

Cas 2

La simulation précédente est refaite mais le transit de puissance de la ligne qui est ouverte est non nul. Les courbes ci-dessous nous montrent l'évolution de la puissance active et la fréquence d'une des GED synchrones de la zone 1. Au moment de l'ouverture de la ligne ($t = 1$ s), les GED se mettent à osciller. L'amplitude des oscillations de puissance augmente avec le temps. Dans le même temps la fréquence de la zone iloté diminue fortement. Les GED deviennent instables. Le fonctionnement iloté n'est pas possible car les GED présentent dans le réseau iloté ne peuvent pas fournir la puissance nécessaire pour alimenter les charges présentes dans la zone 1.

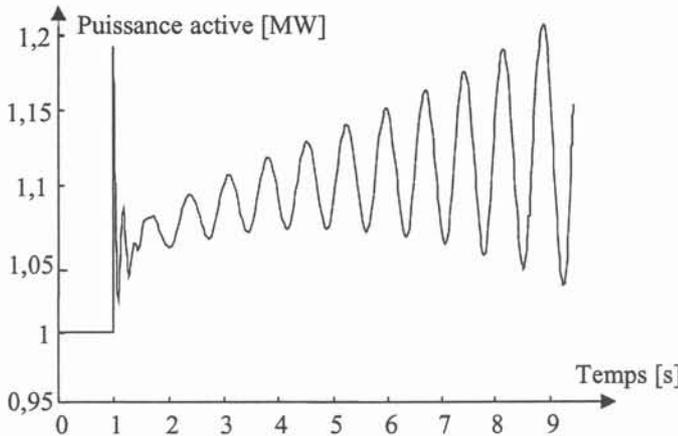


Figure II-11 : Evolution de la puissance active cas 2

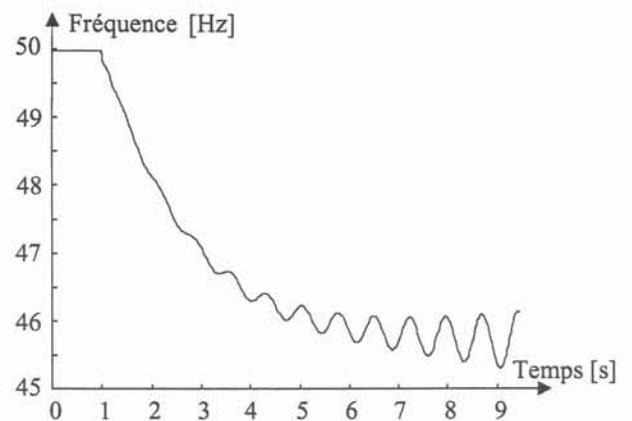


Figure II-12 : Evolution de la fréquence cas 2

Cas 3

Les régulations du modèle 2 sont maintenant remplacées par le modèle 1. On peut voir que dès l'ouverture de la ligne, qui a un transit de puissance nul, la puissance active après avoir diminuée fortement se met à osciller autour de zéro. Lorsque des régulations du modèle 1 sont utilisées, le fonctionnement en mode iloté n'est pas possible car il n'y a plus aucune référence de tension et de fréquence sur les générateurs de la zone 1.

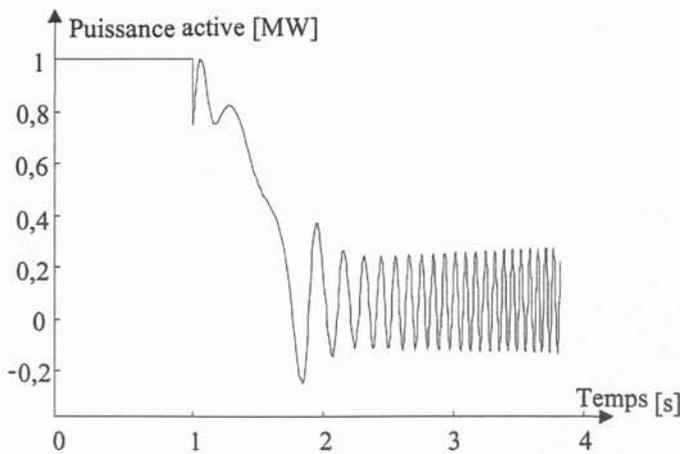


Figure II-13 : Evolution de la puissance active cas 3

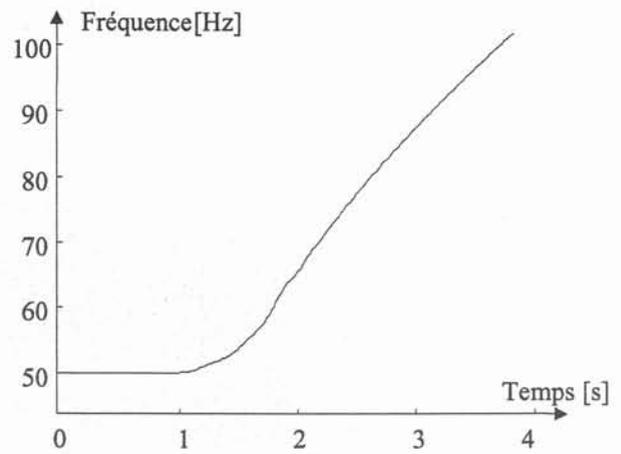


Figure II-14 : Evolution de la fréquence cas 3

Bien que le transit de puissance soit nul, il faut que la ligne soit quand même fermée afin d'assurer le synchronisme des GED.

II.3.3.3. Conclusion

La première simulation (cas 1), bien que le réseau iloté reste stable, n'est pas réaliste car il est très peu probable que la ligne qui est déclenchée ait un transit de puissance active et réactive nul. Lorsque des régulations du modèle 1 sont implantées (cas 3), le fonctionnement en mode iloté n'est pas possible car il n'y a plus aucune référence de tension et de fréquence sur les GED de la zone.

Pour de la GED constituée de générateurs asynchrones directement couplés au réseau le fonctionnement en mode iloté est impossible car ces générateurs ne fournissent aucune puissance réactive.

Des protections doivent être placées pour chaque GED. Ces protections doivent permettre ainsi de déconnecter la GED dès qu'un défaut intervient sur le réseau [29]. Ces protections limiteront les régimes transitoires qui apparaissent à la suite de perturbations. Elles éviteront ainsi que la GED ne fonctionne en régime iloté lorsqu'un défaut apparaît sur le réseau. Ce fonctionnement n'est pas souhaitable car le passage en fonctionnement iloté risque de s'effectuer avec des variations de tension et de fréquence importantes qui peuvent provoquer des dommages aux matériels. De plus, il est peu probable que la GED puisse fournir l'énergie de manière continue à la zone iloté, surtout si la GED utilise des énergies renouvelables (vent, soleil). Afin de réaliser cette déconnexion, les protections peuvent être de plusieurs types : fréquentielles, ampèremétriques, voltmétriques.

- La protection fréquentielle permet de détecter les variations de fréquence survenant sur le réseau. Une variation de la fréquence au-delà des limites permises provoque le découplage du générateur du réseau.

- La protection ampèremétrique est basée sur un seuil de courant. Elle détecte une élévation anormale du courant. L'inconvénient de cette protection est qu'elle risque de ne pas détecter un défaut lointain ou fortement impédant.

- La protection voltmétrique détecte les variations de tension sur les phases. Elle détectera plus de situations de défaut que la protection ampèremétrique du fait d'une plus grande sensibilité. Cette protection risque par contre de provoquer des déclenchements intempestifs à cause, par exemple, d'une variation de la tension du fait de la connexion ou déconnexion d'un autre générateur sur la même ligne.

La meilleure solution pour éviter le fonctionnement en mode îloté est une protection télécommandée par la protection de la ligne où est connectée le générateur. Dès le déclenchement de la protection du départ, la protection du générateur est actionnée. Ce type de protection nécessite une communication soit entre les protections (ligne et générateur), soit entre la protection du générateur et le poste de contrôle. Dans ce cas, le poste de contrôle gère le déclenchement et le réenclenchement des protections. Cette protection est bien plus efficace que les autres, mais elle est plus onéreuse.

Remarque : Certaines GED ne peuvent pas fonctionner en mode îloté. Ces GED (piles à combustible, capteurs photovoltaïques, certaines éoliennes) sont connectées au réseau par l'intermédiaire d'un onduleur assisté. Néanmoins, ces générateurs nécessitent des protections afin d'assurer la protection des personnes et du matériel.

II.3.4. Impact sur la tension

II.3.4.1. Introduction

L'impact qui va être traité dans ce paragraphe concerne le profil de tension. Pour cela différentes simulations vont être présentées. Ces simulations vont mettre en avant les effets de l'introduction de la GED sur le profil de tension. Nous verrons que ces effets peuvent être bénéfiques, mais aussi parfois néfastes. Afin d'expliquer les impacts néfastes sur le plan de tension, le principal moyen de réglage de la tension dans les réseaux de distribution sera présenté.

II.3.4.2. Présentation des résultats

La Figure II-15 regroupe les tensions des nœuds A et PS (nœud du Poste Source) pour trois types de GED étudiées (GED asynchrone, GED synchrone avec des régulations du modèle 1 et 2). La puissance connectée au nœud A est de 4 MW.

La tension pour l'ensemble des nœuds est plus élevée lorsque de la GED est connectée avec des régulations du modèle 1, comparée aux cas de la GED avec des régulations du modèle 2. En effet, ces dernières ont pour rôle de maintenir une tension (20 kV pour notre cas) au nœud où est connectée la GED (nœud A). De ce fait, la tension à ce nœud ne peut pas être supérieure à 20 kV tant que la GED n'est pas en butée de puissance réactive. Les régulations du modèle 1 maintiennent un déphasage. Le niveau de tension n'est donc pas pris en compte.

La connexion de GED qui est constituée de générateurs asynchrones provoque une élévation de la tension. Cette élévation est moins importante que pour les générateurs synchrones car les générateurs asynchrones ne fournissent pas de puissance réactive.

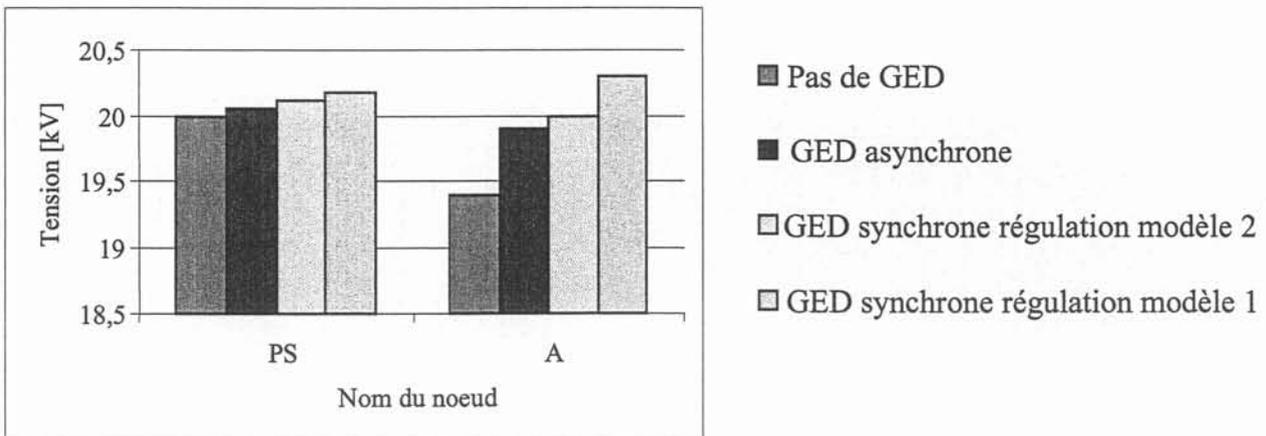


Figure II-15 : Evolution de la tension pour les nœuds PS et A en fonction du type de GED

La tension au nœud de connexion de la GED et des nœuds voisins change du fait de la modification du transit de puissance dans le départ.

Les tensions de cinq nœuds du réseau pour deux points de fonctionnement différents (cas 1 et 2) sont données sur les deux figures ci-dessous. Pour chaque cas, il y a deux niveaux de puissance injectée par la GED : 5 MW au nœud A (■), 5 MW aux nœuds A et C (□). La GED est constituée de générateurs synchrones associés à des régulations du modèle 1. Le cas où il n'y a pas de GED est aussi présenté (■).

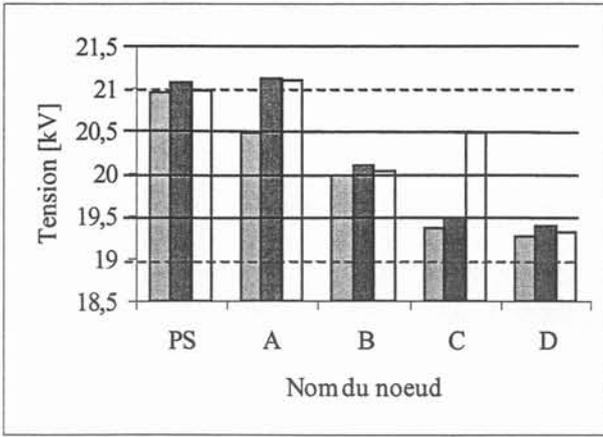


Figure II-16 : Evolution de la tension cas 1

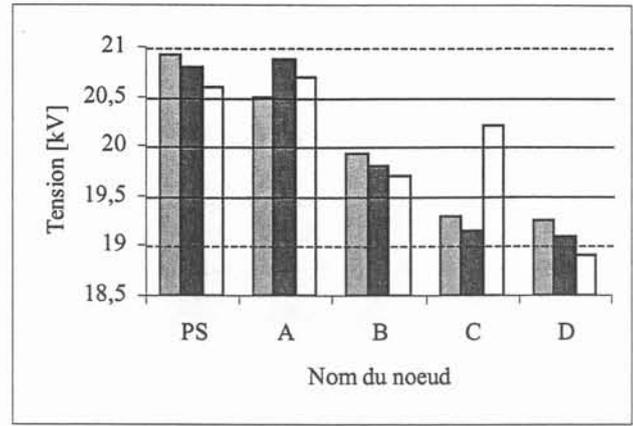


Figure II-17 : Evolution de la tension cas 2

Cas 1 (Figure II-16)

La connexion de GED provoque une augmentation sensible de la tension au nœud où elle est connectée (2,7 % pour le nœud A). Pour des nœuds d'un autre départ (nœuds B, C et D), la variation est beaucoup plus faible (0,6 % pour le nœud B). La tension au nœud A devient supérieure à la tension limite (21 kV) lorsque la GED est connectée, mais aussi pour les nœuds environnants (résultats non présentés). Cette surtension provient du fait que de la puissance active est injectée et que la GED est constituée de régulation du modèle 1. L'augmentation de la tension dépend de la puissance délivrée par la GED. La variation est de 1,3 % pour la connexion de 1 MW, 2 % pour 3 MW et 2,7 % pour 5 MW. La variation de tension est plus importante pour la connexion du premier mégawatt que pour les autres.

L'introduction de GED permet de soutenir la tension, surtout sur le départ où elle est connectée dans le réseau de distribution. Cette augmentation de tension est dite bénéfique si la tension ne dépasse par la tension limite de 21 kV.

Cas 2 (Figure II-17)

Pour ce cas, il n'y a plus de surtension au nœud A mais il est possible de voir (Figure II-17) que la connexion de GED (5 MW) entraîne une diminution de la tension aux nœuds B, C et D. Cette diminution s'accroît lorsque la GED au nœud C est connectée. Pour ce nœud, la tension augmente du fait de l'injection de puissance. Dans le même temps, la tension au nœud D devient inférieure à la limite autorisée soit 19 kV. Pour ce cas, il n'y a plus de surtension au nœud de connexion de la GED (nœud A) mais une sous-tension sur un nœud (ainsi que sur les nœuds environnants) d'un départ ne comportant pas de GED.

Nous venons de voir l'impact de la GED sur le profil de tension d'un réseau de distribution. Pour comprendre les problèmes engendrés par la connexion de GED, il faut s'attarder sur les moyens de réglage de la tension dans les réseaux de distribution.

Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution est effectué, soit par la connexion ou la déconnexion de condensateurs au niveau du poste source, soit par les régleurs en charge des transformateurs. Ce deuxième moyen de réglage est le principal moyen de réglage de la tension dans les réseaux de distribution. C'est celui qui va être présenté dans le paragraphe suivant. L'impact de la GED sur ce moyen de réglage sera également présenté.

II.3.4.3. Les régleurs en charge

Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution est réalisé par le changement de prises des transformateurs. Le changement de prises peut s'effectuer soit après avoir isolé le transformateur du réseau (réglage hors charge), soit sans déconnecter le transformateur du réseau (réglage en charge). Nous ne nous intéressons ici qu'aux transformateurs dont le réglage est effectué en charge [30].

Le réglage de la tension par les transformateurs avec des changeurs de prises fonctionnant en charge consiste à passer d'une prise à une autre sans déconnecter le transformateur du réseau. Lors du passage d'une prise à une autre, une résistance (plus rarement une inductance) est insérée. L'insertion de cette résistance permet de limiter le courant lors du changement de prises. En effet, pendant ce changement, un courant important peut circuler dans une partie des spires du transformateur et ceci du fait qu'au moment du changement de la prise il y a un court-circuit.

Le changement de prises (qu'il soit pour augmenter ou pour diminuer la tension) intervient lorsque la tension mesurée en un point du réseau dépasse soit la tension minimale U_{\min} soit la tension maximale U_{\max} et que le dépassement de la tension dure un temps minimum t_{\min} .

Dans notre exemple, Figure II-18, il n'y a changement de prises que pour le deuxième dépassement de la tension en dessous de U_{\min} . En effet dans ce cas, le dépassement de la tension limite dure un temps supérieur au temps minimum ($\Delta t_1 > t_{\min}$). Pour le premier dépassement de la tension (U_{\min}), il n'y a pas de changement de prises car dans ce cas, la tension est redevenue supérieure à U_{\min} et ceci avant la durée t_{\min} ($\Delta t_0 < t_{\min}$). La tension mesurée est généralement la tension au niveau du jeu de barres du poste source.

Le temps t_{\min} évite que le régleur en charge ne cesse de commuter en permanence chaque fois que la tension mesurée dépasse les tensions limites (U_{\min} ou U_{\max}). Les régleurs en charge ne doivent pas intervenir pendant les variations de tension dues aux connexions ou aux déconnexions de charges importantes. Les tensions limites (U_{\min} et U_{\max}) sont calculées à partir de la tension de

consigne. Il y a un deuxième temps important dans les régleurs en charge. Ce temps correspond au temps minimum entre le changement de deux prises (t_{pmin}).

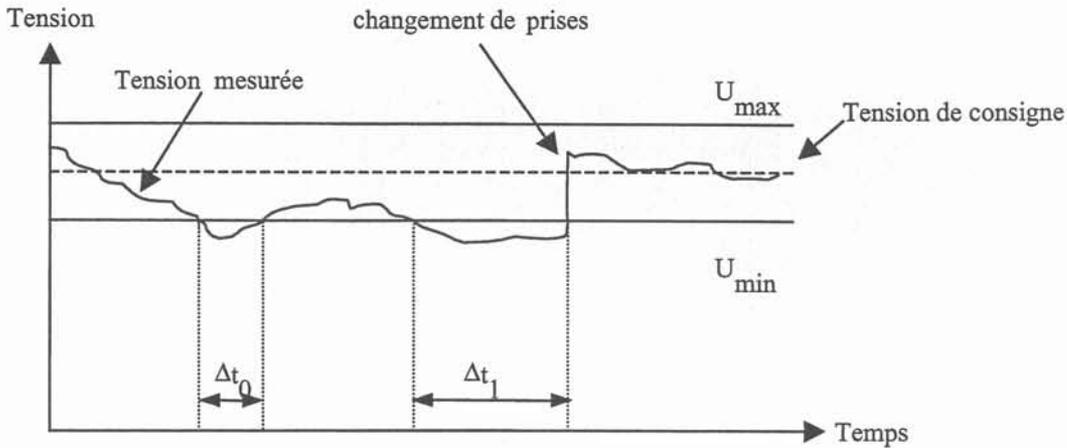


Figure II-18 : Principe de changement de prises

Quand un poste source possède plusieurs transformateurs (généralement deux ou trois) avec des régleurs en charge débitant en parallèle, la coordination des régleurs en charge est nécessaire sinon il y a un risque d'instabilité des régleurs. Il peut alors se produire un déséquilibre entre les charges des transformateurs. La coordination des régleurs en charge peut être réalisée facilement car ceux-ci sont généralement munis de commande électrique.

Les régleurs en charge ont généralement soit 19, 21 ou 25 prises. Ils peuvent compenser une variation de la tension de l'ordre de $\pm 12\%$ de la tension nominale. Il existe deux types de régleurs en charge. Il y a les régleurs en charge sans et avec compoundage. Le fonctionnement de ces deux types va être décrit dans les deux paragraphes suivants.

Régleur en charge sans compoundage

Pour un transformateur avec un régulateur en charge sans compoundage, la tension mesurée (U_{mes}), généralement à la sortie du transformateur, est comparée aux tensions U_{min} et U_{max} . Si $U_{mes} > U_{max}$ alors il y a un changement de prises afin de réduire l'écart de tension. Par contre si $U_{mes} < U_{min}$ le changement de prise va permettre d'augmenter la tension au secondaire du transformateur.

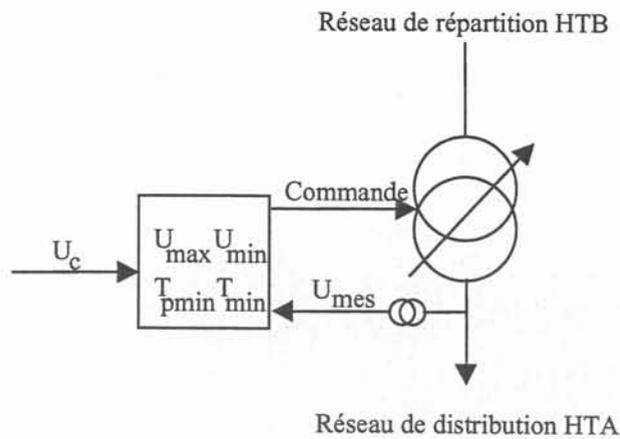


Figure II-19 : Schéma de principe d'un transformateur sans compoundage

Régleur en charge avec compoundage

Lorsqu'il y a un compoundage, la tension comparée aux tensions U_{\min} et U_{\max} est une somme vectorielle de la tension mesurée et de la chute de tension dans la résistance de compoundage. Le compoundage permet de prendre en compte le courant débité par le ou les transformateurs du poste source (donc de l'état de charge du réseau) et par conséquent d'estimer la chute de tension dans le réseau. Le réglage de la tension permet ainsi de maintenir une tension en un point du réseau (centre de gravité, nœud très chargé, etc.).

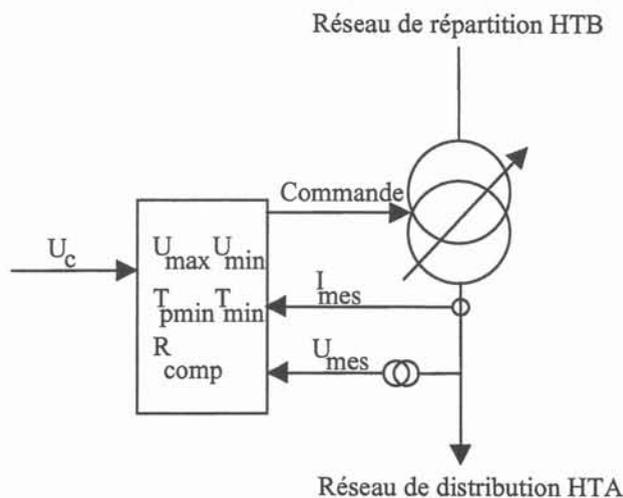


Figure II-20 : Schéma de principe d'un transformateur avec un compoundage

II.3.4.4. Interaction entre les régulateurs en charge et la GED

Les simulations du cas 2 ont mis en évidence une sous tension sur un départ qui ne comportait pas de GED. Pour ce cas, le régulateur en charge possédait une résistance de compoundage. Du fait de

l'introduction de GED, la puissance transitant dans le poste source diminue, ce qui provoque un changement (diminution) de la prise. Du fait du mode de fonctionnement des régleurs en charge avec compoundage, l'état de charge du réseau est estimé à partir de la mesure de la tension en sortie du transformateur et du courant transitant dans celui-ci. L'introduction de GED modifie (diminution) le transit de puissance dans le transformateur du poste source. Le régleur en charge estime donc une chute de tension dans le réseau moins importante. Par conséquent, il diminue la prise ce qui a pour effet de faire diminuer la tension pour l'ensemble des nœuds du réseau. Cette diminution de la tension est sans conséquence pour les nœuds du départ où la GED est connectée. En effet, du fait de la connexion de la GED, la tension a augmenté. Par contre pour les nœuds des départs ne comportant pas de GED, la baisse de tension peut amener la tension du départ en dessous de la limite autorisée (19 kV par exemple). Ce phénomène de baisse de tension sera d'autant plus significatif que la puissance de la GED est importante et que la résistance de compoundage est grande.

Compte tenu des constantes de temps des régleurs en charge, la tension dans le réseau peut chuter davantage lorsque la GED est déconnectée. La figure ci-dessous nous montre l'évolution de la tension pour le nœud repère D lorsque 5 MW de GED sont connectés au nœud repère A, puis lorsque la GED est déconnectée. Avant la déconnexion de la GED, la tension est de 19,01 kV. Lorsque la GED est déconnectée, et avant le changement de la prise, la tension chute à 18,8 kV. Une fois que le régleur en charge change de prises, cette tension est de 19,25 kV.

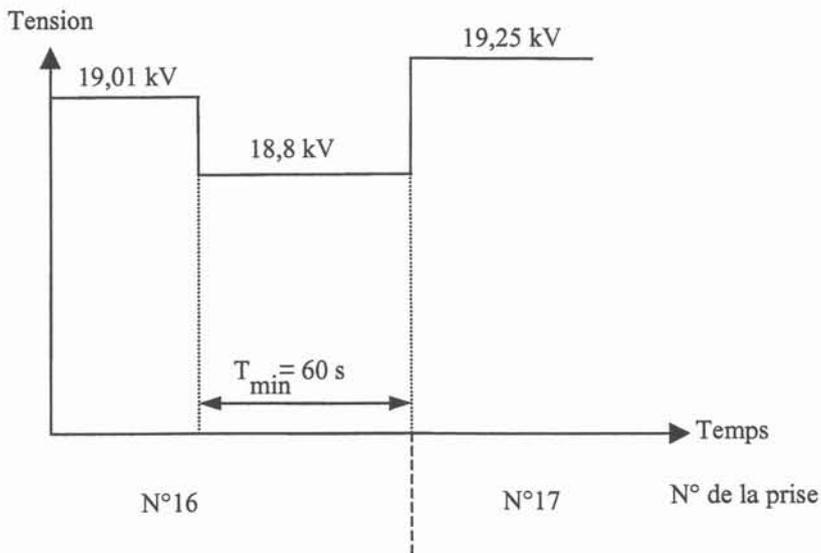


Figure II-21 : Evolution de la tension pour le nœud D

Le régleur en charge, estimant un mauvais état de charge du réseau, détermine une prise qui peut créer des sous tensions ou des surtensions dans le réseau. Afin de mieux prendre en compte l'état de charge du réseau, des informations supplémentaires doivent être transmises au régleur en charge.

Ces informations sont le courant qui transite dans chaque départ, la puissance fournie par la GED ainsi que la tension au nœud de raccordement de la GED [31]. Ces informations supplémentaires peuvent aider la régulation du régleur en charge pour fixer la prise (Figure II-22).

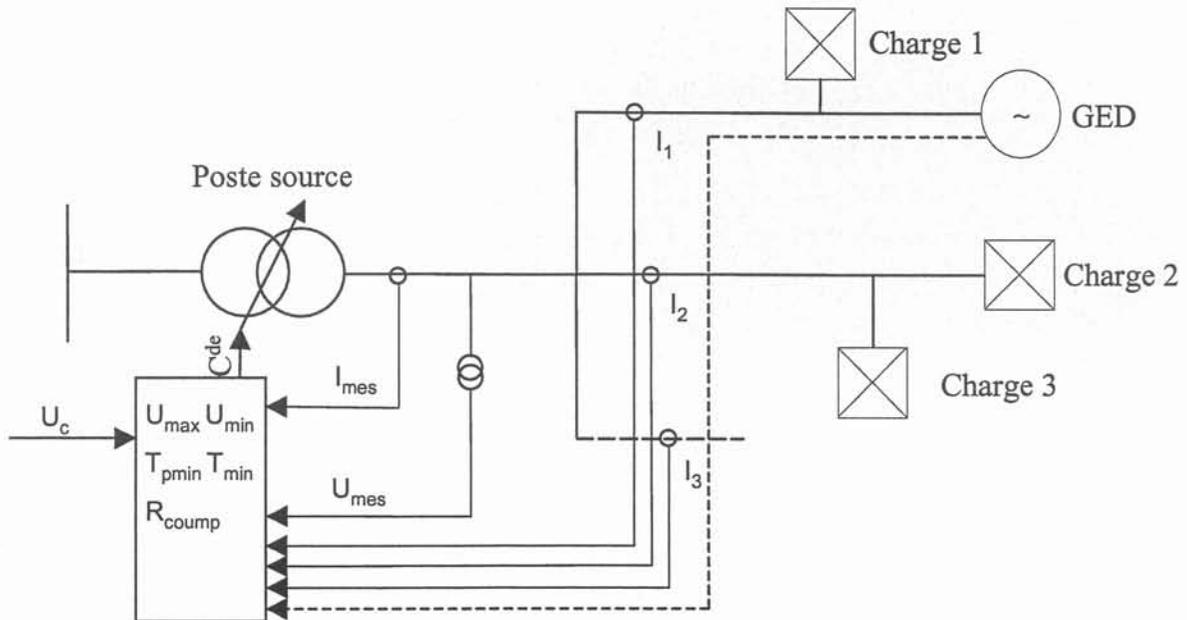


Figure II-22 : Réseau de distribution avec mesure de courant sur chaque départ

II.3.4.5. Conclusion

Les différentes simulations réalisées permettent de voir l'impact de la génération d'énergie dispersée sur le réglage de la tension dans les réseaux de distribution. Lorsque de la GED est connectée, la tension en certains nœuds du réseau peut devenir supérieure ou inférieure à la limite autorisée et ceci en régime permanent, c'est à dire tant qu'il n'y a pas de changement d'un élément du réseau (modification de la charge, modification de la puissance générée, etc.).

Les différents impacts sur le profil de tension lorsque de la génération d'énergie dispersée est connectée à un réseau de distribution sont :

- l'augmentation de la tension aux nœuds de connexion de la GED et pour les nœuds voisins,
- le risque de diminution de la tension pour les départs adjacents ne comportant pas de GED du fait d'un changement de prise du régleur en charge du poste source,
- la baisse de tension pendant la constante de temps du régleur après la déconnexion d'une GED,
- l'augmentation, après la déconnexion de GED, de la tension lorsqu'une GED est constituée de générateurs asynchrones et ceci, sans modification de la prise du régleur en charge.

Les surtensions peuvent être éliminées par une adaptation de la puissance réactive générée par la GED. Selon la valeur de la tension, la puissance réactive est plus ou moins importante. La variation possible de la tension par adaptation de la puissance réactive de la GED dépend de la capacité de fourniture et d'adsorption de la GED [32].

Les variations de tension (augmentation ou diminution) seront d'autant plus importantes que la puissance fournie par la GED est importante et que la valeur du compoundage est grande. Lorsque le régulateur en charge ne possède pas de compoundage, le réglage de la tension est moins perturbé par la GED. A chaque connexion ou déconnexion de GED le profil de tension doit être vérifié afin de s'assurer que la tension pour l'ensemble des nœuds est bien comprise dans les plages autorisées.

II.3.5. Impact sur la stabilité

II.3.5.1. Introduction

De nombreuses perturbations interviennent dans les réseaux électriques (défaut, perte d'une ligne, etc.), elles sont la cause de régimes perturbés. Il est nécessaire de les étudier, afin de s'assurer que les générateurs évoluent vers des conditions de fonctionnement acceptables (pas de perte de synchronisme). Le régime perturbé peut se décomposer en deux parties : le régime transitoire et le régime dynamique. Le régime transitoire intervient juste après la perturbation et il dure quelques millisecondes. Ce régime correspond à l'apparition de phénomènes dus aux constantes de temps électriques des matériels. Le régime dynamique, qui correspond plutôt aux phénomènes plus lents comme les réponses des régulations, intervient après le régime transitoire et il peut durer plusieurs secondes. C'est ce régime dynamique que nous allons étudier. Le comportement dynamique de la GED après des perturbations va être présenté dans le paragraphe suivant. Les simulations mettront en avant les oscillations de puissance engendrées par l'introduction de la GED [33].

II.3.5.2. Résultats de simulation

Un court-circuit triphasé est créé afin de voir le comportement dynamique de la GED. Il s'agit du court-circuit numéro 1 (Figure II-1). Trois cas vont être présentés.

Premier cas

Pour ce cas, le réseau de distribution comporte quatre GED synchrones associées à des régulations du modèle 1. Il y a deux GED (GED A1 et GED A2) dans la zone numéro 1 ainsi que

deux GED (GED B1 et GED B2) dans la zone 2. La puissance fournie est de 1 MW par GED (GED A1, A2 et B1). Elle est de 4 MW pour la GED B2.

Pendant le court-circuit, il y a pour les quatre GED, un régime transitoire important. Une fois que le court-circuit est éliminé, les quatre GED se mettent à osciller à une fréquence d'environ 4,5 Hz. Comme il est possible de le voir sur les figures ci-dessous, les oscillations de puissance de GED A1 et GED B1 sont en opposition de phase ainsi que les oscillations de puissance de la GED A2 et B2. Cela signifie que les GED des deux zones échangent de la puissance active. Les oscillations des générateurs d'une même zone (GED A1 A2 ou GED B1 B2) sont en phase.

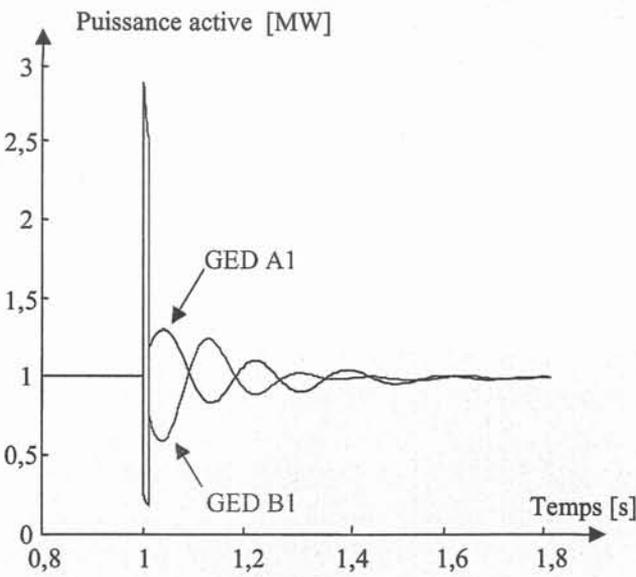


Figure II-23 : Evolution de puissance active de la GED A1 et B1

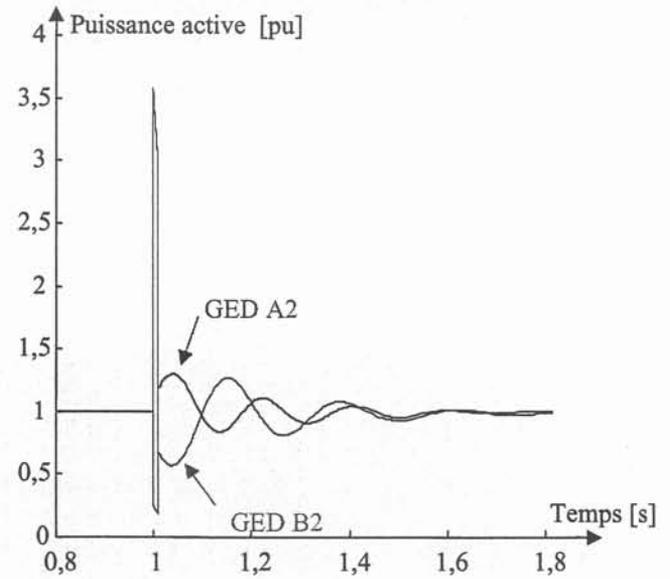


Figure II-24 : Evolution de la puissance active de la GED A2 et B2

Cet échange de puissance entre deux zones se traduit par des oscillations de puissance sur les départs de chaque zone. L'évolution du transit de puissance active de la zone 1 est donnée sur la Figure II-25. Sur cette figure, on voit bien les oscillations de puissance dues à l'échange de puissance entre les GED des deux zones. Ces oscillations durent environ une seconde.

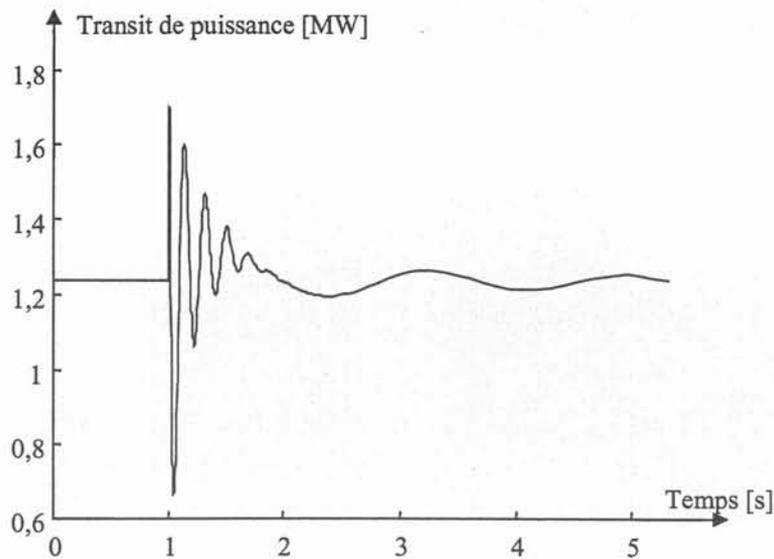


Figure II-25 : Evolution du transit de puissance de la ligne du départ de la zone 1

Deuxième cas

La Figure II-26 nous montre l'évolution de la puissance active de la GED A1 lorsque celle-ci possède des régulations du modèle 1 puis du modèle 2. L'évolution du transit de puissance de la zone 1 pour les deux modèles de régulation est donnée Figure II-27. Le court-circuit a toujours les mêmes caractéristiques. On peut constater que lorsque les générateurs possèdent des régulations du modèle 2, l'amplitude ainsi que la durée des oscillations sont moins importantes. Cela s'explique par le fait que la GED constituée de régulation du modèle 2 assure un véritable rôle de régulation.

La modification des oscillations du fait du modèle des régulations utilisées se retrouve sur l'évolution du transit de puissance (Figure II-27).

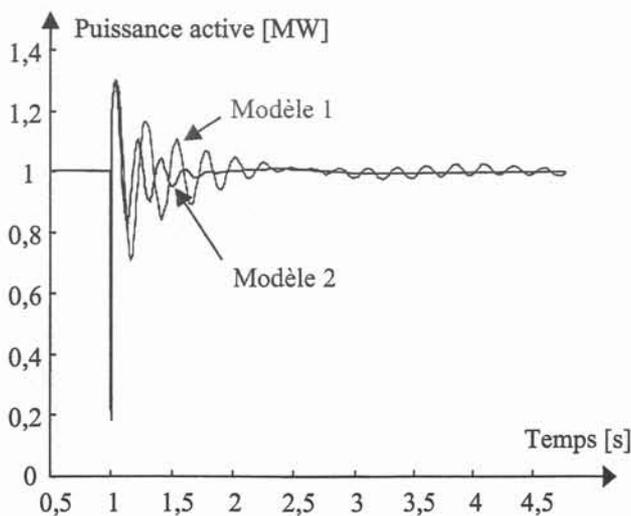


Figure II-26 : Evolution de la puissance active selon le modèle de régulation

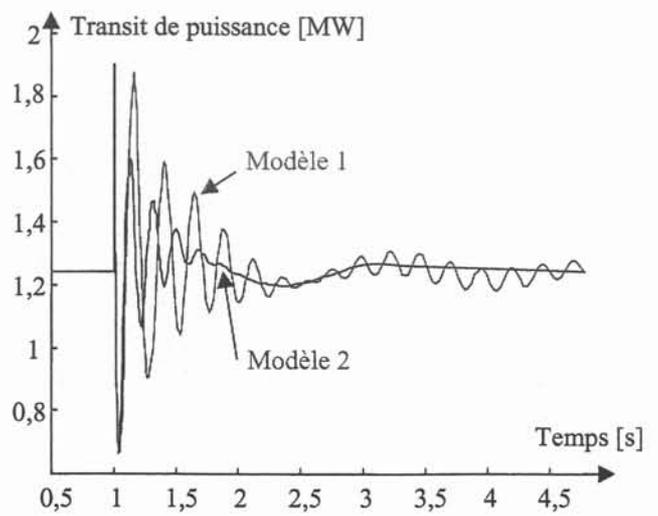


Figure II-27 : Evolution du transit de puissance selon le modèle de régulation

Troisième cas

De la GED composée de générateurs asynchrones est maintenant connectée à la place des générateurs synchrones de la zone 1 et 2. Chaque générateur asynchrone fournit une puissance active de 0,5 MW. Le court-circuit a toujours les mêmes caractéristiques. Pendant le court-circuit (Figure II-28) la puissance générée chute brutalement. Ceci provient du fait que les générateurs asynchrones se démagnétisent. La puissance active de la GED A1 est nulle pendant le court-circuit car la tension est nulle du fait de la proximité du court-circuit. La GED B1, étant plus éloignée du court-circuit, a une puissance active non nulle ($P = 0,23$ MW). Une fois que le défaut est éliminé, les générateurs asynchrones retrouvent le même état de fonctionnement que précédemment sans passer par un régime oscillatoire. Les générateurs asynchrones de la zone 1 et 2 n'oscillent pas. Il n'y a donc plus d'oscillation de puissance entre les deux zones.

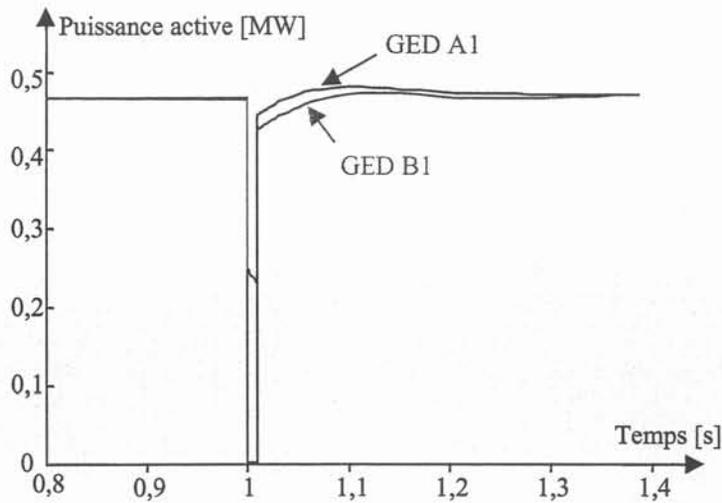


Figure II-28 : Evolution de la puissance active d'une GED asynchrone

II.3.5.3. Conclusion

L'insertion de GED synchrones dans un réseau de distribution peut faire apparaître des oscillations de puissance entre les GED lorsqu'un défaut intervient. Ces oscillations de puissance vont engendrer des échanges de puissance entre les différents départs du réseau de distribution. Lorsque la GED est constituée de générateurs asynchrones, il n'y a pas d'échange de puissance entre les générateurs.

Ces oscillations devront être maîtrisées afin de ne pas provoquer une perte de stabilité. Le réglage optimum des paramètres contenus dans les régulations peut être un moyen pour réduire ces oscillations. L'introduction de limiteurs de courant permet aussi de diminuer ces oscillations de puissance entre GED [34].

II.3.6. Impact sur les temps critiques d'élimination de défaut

II.3.6.1. Introduction

Le dernier impact de la GED sur les réseaux de distribution qui va être présenté concerne la modification des temps d'élimination critique de défaut. Le Temps d'Elimination Critique de défaut (TEC) correspond à la durée maximale d'application d'une perturbation telle que le système ne perde pas la stabilité. Le TEC est déterminé, pour une perturbation donnée, à partir des variations des angles internes des générateurs synchrones. L'angle interne d'un des générateurs du réseau est pris comme référence. La variation d'angle interne entre l'angle interne du générateur de référence et chaque générateur $\Delta\theta_i$ est comparée à une référence $\Delta\theta_d (\pm 180^\circ)$. Lorsque $\Delta\theta_i > \Delta\theta_d$, le ou les générateurs satisfaisant cette condition sont considérés comme instables. Dans l'outil de simulation utilisé (logiciel EUROSTAG), une fonction permet de déterminer la valeur du Temps d'Elimination Critique pour une perturbation donnée. Cette détermination est effectuée de façon dichotomique.

II.3.6.2. Résultats de simulation

La recherche des TEC est faite pour plusieurs défauts. Ces défauts sont des courts-circuits triphasés sur des lignes différentes (croix sur la Figure II-1). Chaque court-circuit est réalisé au milieu de la ligne considérée et l'impédance de court-circuit est nulle. On va s'intéresser à la variation de TEC en fonction de différents paramètres (nombre de GED, effet des modèles des régulations, etc.).

Effet de l'emplacement de la GED sur les TEC

La Figure II-29 rassemble les TEC lorsque deux GED synchrones, associées à des régulations du modèle 1, sont connectées au nœud repère A, cas numéro 1, et lorsque les GED sont connectées en deux nœuds différents, cas numéro 2 (nœuds repères A et B). On constate que les TEC, pour le cas numéro 2, sont tous inférieurs aux TEC du cas numéro 1. La variation du TEC pour le défaut numéro 1 est la plus faible (4,1 %). La variation des TEC devient de plus en plus importante pour les défauts suivants (17 % pour le défaut n° 1 et 58 % pour le défaut n° 4). En ce qui concerne le défaut numéro 3, la variation ne peut être calculée car, pour ce défaut, la valeur du TEC n'est pas déterminée pour le cas numéro 1. L'accroissement de la variation des TEC provient du fait qu'il y a plusieurs GED qui sont connectées dans le réseau à des nœuds différents. Les noms des GED, pour le cas 1 et 2, qui sont devenues instables pour les cinq défauts sont donnés dans le Tableau II-1. Lorsque ce réseau de distribution ne possède pas de GED, les TEC sont supérieurs à une seconde.

Pour le cas numéro 1 : l'instabilité est détectée pour la GED A (il y a deux GED connectées au nœud repère A).

En ce qui concerne le cas numéro 2, la GED A est instable pour le court-circuit numéro 2. Pour les autres défauts l'instabilité est détectée pour la GED B, (GED connectée au nœud repère B).

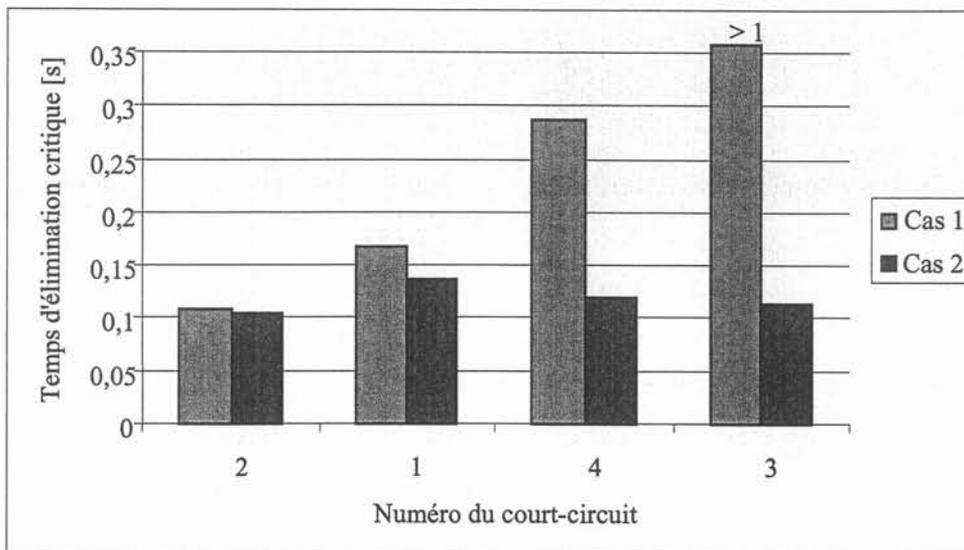


Figure II-29 : Evolution des TEC en fonction de la répartition de la GED

Numéro du court-circuit	2	1	4	3
Cas 1		GED A		Stable
Cas 2	GED A		GED B	

Tableau II-1 : Nom de la GED instable

Effet des régulations sur les TEC

Les TEC sont maintenant déterminés lorsque le réseau de distribution possède une GED synchrone avec des régulations du modèle 1 puis du modèle 2. La GED est connectée au nœud repère A.

Comme on peut le voir sur la Figure II-30, les valeurs de TEC sont légèrement plus importantes lorsque la GED possède des régulations du modèle 2. La variation des TEC est de 2 % pour les courts-circuits numéros 1 et 2. Par contre, pour le court-circuit numéro 4, la variation est beaucoup plus significative car la durée du court-circuit est plus importante. L'augmentation des TEC provient du fait que les régulations du modèle 2 assurent un véritable rôle de régulation. Par conséquent, la durée du court-circuit doit être plus importante afin de provoquer l'instabilité de la GED. Pour les TEC des courts-circuits 1 et 2, la variation n'est pas importante car les régulations

n'ont pas le temps d'entrer en jeu dans l'évolution des grandeurs. Par contre pour le court-circuit numéro 4, la valeur de TEC étant plus importante, les régulations rentrent en ligne de compte.

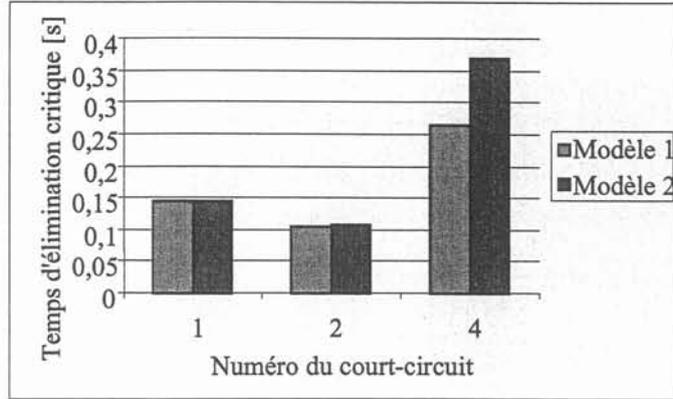


Figure II-30 : Evolution des TEC en fonction du modèle de régulation

Effet des caractéristiques électromécaniques de la GED sur les TEC

5 MW de GED sont connectés au réseau de distribution de deux façons différentes. La GED est constituée de générateurs synchrones avec des régulations du modèle 1.

Cas 1 : il y a 1 GED de 1 MW au nœud B, ainsi que 1 GED de 4 MW au nœud A.

Cas 2 : il y a 1 GED de 1 MW au nœud B, ainsi que 4 GED de 1 MW au nœud A.

Lorsque les GED sont connectées avec la configuration du cas 1 ou du cas 2, les TEC sont les mêmes pour les défauts 1, 3 et 4. Cependant, pour le défaut numéro 2, le TEC est différent. Il y a une variation de 22 %. Pour ce court-circuit, le TEC est nettement plus important pour le cas 1. La GED A possédant des caractéristiques électromécaniques (puissance et inertie) plus importantes doit être soumise à une durée de court-circuit plus longue avant de rentrer en instabilité.

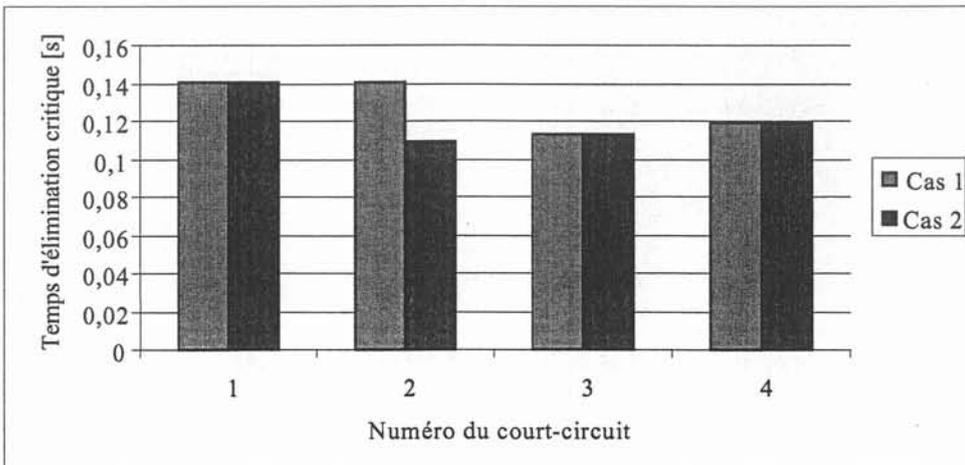


Figure II-31 : Evolution des TEC selon la puissance de la GED

Effet du nombre de GED sur les TEC

De la GED, constituée de générateurs synchrones avec des régulations du modèle 1, est connectée au réseau de distribution. La puissance active de la GED raccordée au nœud A varie de 1 MW à 9 MW par tranche de 2 MW, ce qui correspond aux cas 1 à 5. Pour l'ensemble de ces cas, il y a une GED synchrone connectée au nœud B.

La connexion d'un nombre de GED de plus en plus important provoque une augmentation des TEC pour le court-circuit 2. L'augmentation est de 10 % entre les cas 1 et 5. Le fait de connecter de plus en plus de GED provoque, pour les courts-circuits 3 et 4, une diminution de ceux-ci. Pour le court-circuit numéro 1, il y a d'abord une stagnation puis une légère diminution. La connexion d'un nombre croissant de GED engendre une augmentation des TEC pour un défaut proche du nœud de connexion. Au fur et à mesure que le défaut s'éloigne du lieu de connexion de la GED (nœud A), les TEC ont tendance à stagner puis à diminuer.

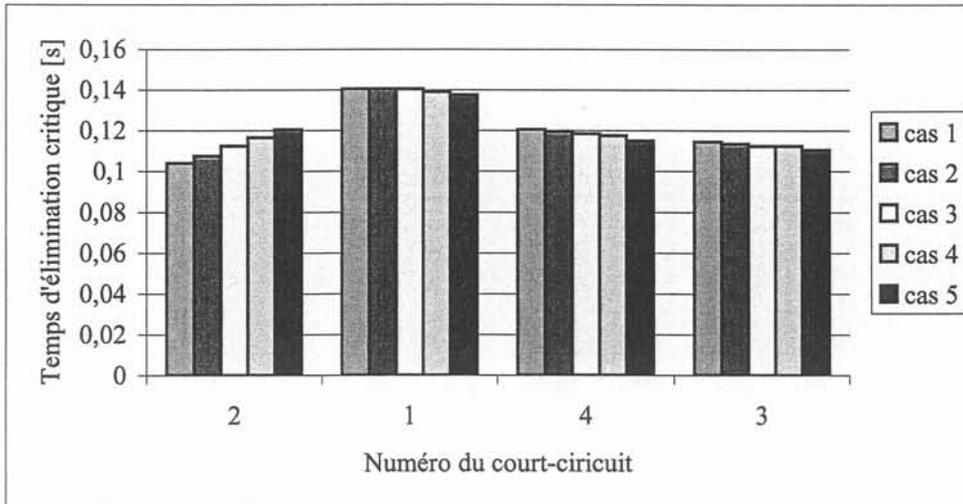


Figure II-32 : Evolution des TEC en fonction du nombre de GED

A partir des recherches de TEC effectuées, trois cartographies ont été réalisées. Ces cartographies permettent de visualiser rapidement et facilement l'ordre de grandeur des TEC lorsque 1, 2 et 4 GED sont connectées aux nœuds A, B et C-D respectivement. Les TEC sont représentés avec quatre couleurs différentes selon leurs valeurs.

La connexion d'une GED (de 1 MW, Figure II-33) entraîne une diminution importante des TEC sur le départ où elle est connectée. La connexion d'une deuxième GED (Figure II-34), puis de deux autres (Figure II-35) entraîne une diminution sur les autres départs. Avec seulement quatre GED, 85 % des nœuds du réseau ont un TEC inférieur à 0,2 s.

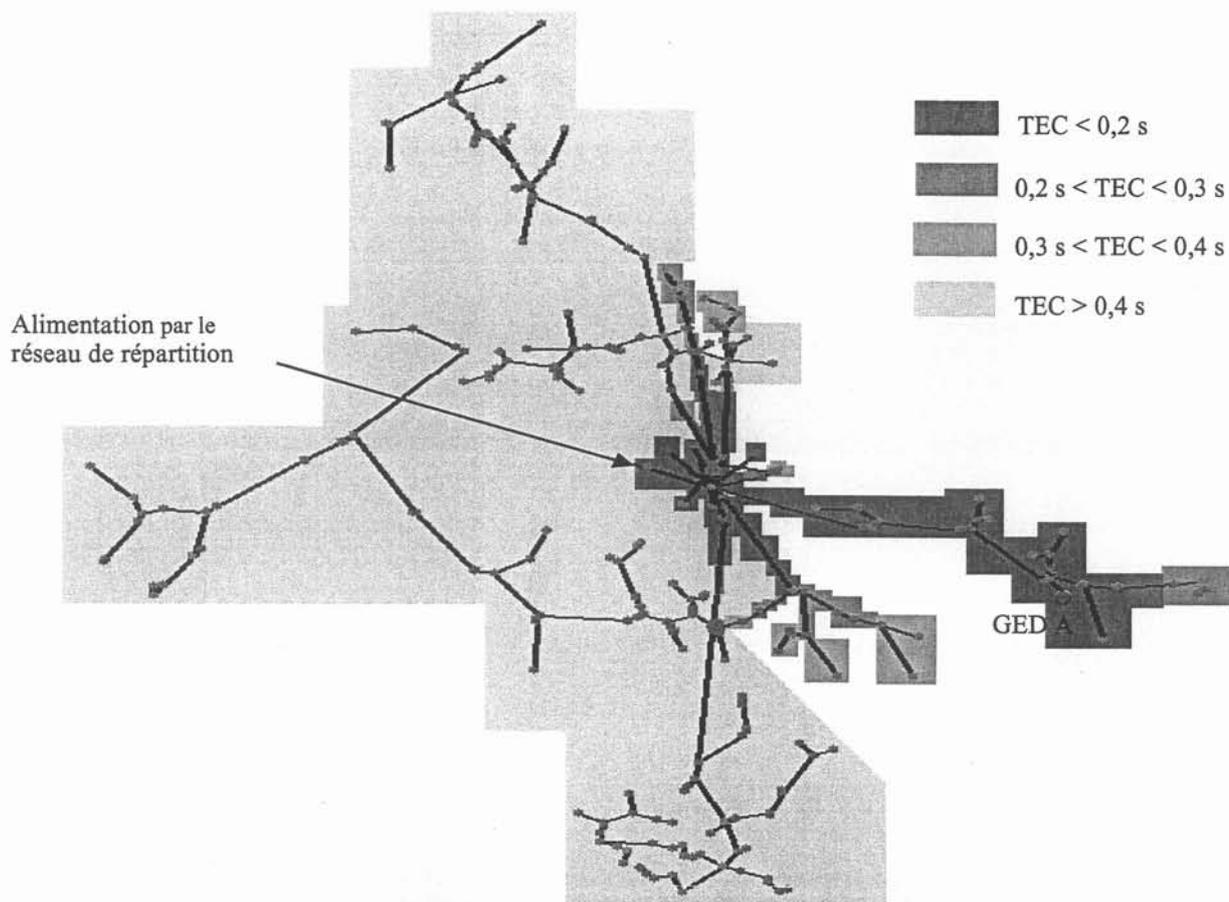


Figure II-33 : Cartographie 1 (1 GED)

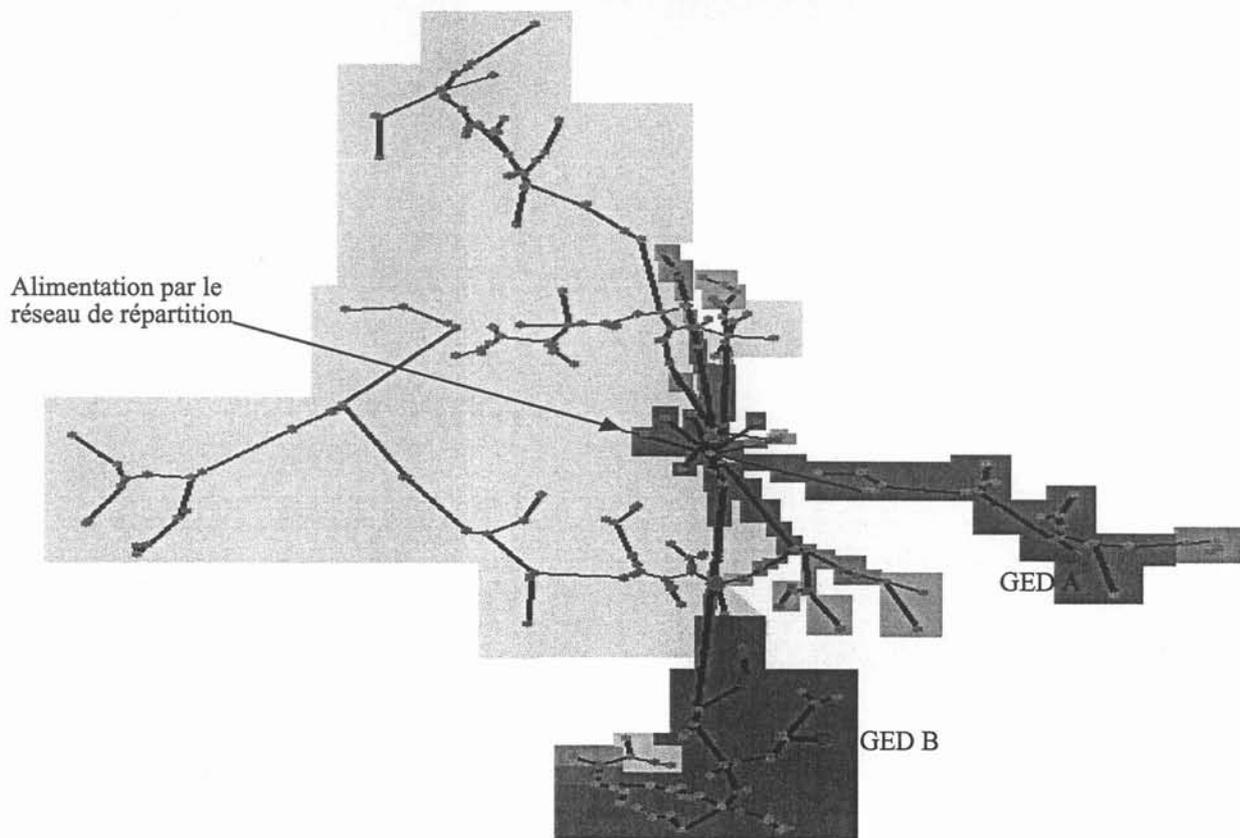


Figure II-34 : Cartographie 2 (2 GED)

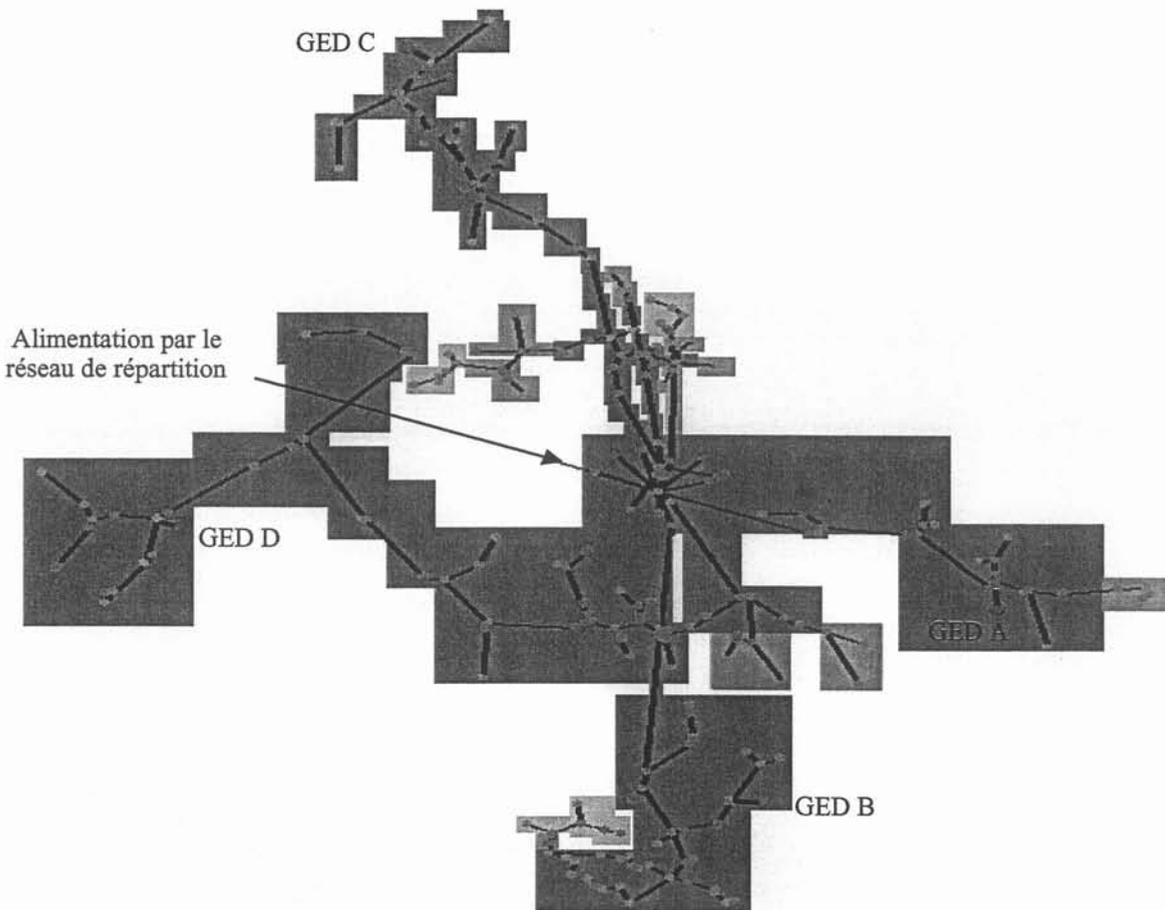


Figure II-35 : Cartographie 3 (4 GED)

II.3.6.3. Conclusion

La recherche de TEC effectuée a permis de mettre en évidence que :

- dès qu'une GED est connectée dans le réseau de distribution, la valeur du TEC est modifiée. En effet, avant la connexion d'une GED la valeur de TEC est supérieure à 1 seconde pour le critère d'angle choisi. Dès qu'une GED est connectée les TEC diminuent (Figure II-33).
- le nombre de GED connectées au même nœud ou en des nœuds différents engendre une variation des TEC. En effet, la répartition de la GED connectée dans le réseau modifie notablement les valeurs des TEC. Dans notre réseau de distribution, avec seulement quatre GED connectées en quatre nœuds différents, pratiquement l'ensemble des TEC est inférieur à 0,2 seconde.

La variation des TEC dépend notamment des caractéristiques électromécaniques de la GED. On peut noter la tendance générale qui est que plus la GED a une faible puissance, plus la diminution des TEC sera importante. L'évolution des TEC est à prendre en compte dès l'introduction d'une nouvelle GED afin d'assurer une sélectivité des protections.

La recherche des TEC pour de la GED constituée de générateurs asynchrones n'est pas possible avec la définition utilisée. Les générateurs asynchrones, du fait de leurs caractéristiques intrinsèques, ne peuvent être définis avec un angle interne comme les générateurs synchrones.

II.4. CONCLUSION

Plusieurs impacts liés à l'introduction de génération d'énergie dispersée dans un réseau de distribution ont été présentés. Les résultats sur les impacts présentés dans ce chapitre ont aussi été observés sur un autre réseau de distribution comportant de la GED [35]. Les différents résultats obtenus confirment ceux présentés dans ce chapitre. Certains de ces impacts peuvent être sans conséquence néfaste sur le fonctionnement du réseau et des matériels (modification du transit de puissance dans une ligne). D'autres peuvent être bénéfiques (augmentation de la tension pour certains nœuds). Cependant, il arrive que ces impacts sur le réseau soient aussi néfastes : diminution de la tension pour les départs adjacents à la GED, apparition d'oscillations entre les GED à la suite d'une perturbation, diminution importante des TEC.

Ces impacts sur le réseau dépendent du type de GED et de ses caractéristiques mais aussi du nombre de GED introduites dans le réseau. Certains des impacts seront d'autant plus significatifs que la puissance de la GED est grande (élévation de la tension, courant de court-circuit). Par contre les TEC eux seront moins modifiés. Pour de la GED de faible puissance, la modification des TEC sera beaucoup plus significative que précédemment. Par contre, les variations de tension et des courants de court-circuit seront quant à eux moins importantes.

Quand la GED représente une très faible part de l'alimentation d'une zone, elle peut être traitée au cas par cas. Lorsque cette génération représente une part importante de l'alimentation dans une zone, la téléconduite doit tenir compte des générateurs dispersés d'une façon globale. La prise en compte au coup par coup entraînerait un coût important et risquerait de surcharger le poste de téléconduite par trop d'informations. De plus, les puissances des générateurs dispersés sont peut être faibles par rapport à la puissance des charges d'une zone, mais la puissance totale des générateurs peut devenir non marginale.

D'autres impacts existent lorsque de la GED est connectée dans un réseau. La GED comportant des dispositifs d'électronique de puissance modifiera la qualité de l'énergie du fait de l'injection d'harmoniques.

Tout au long de la description des impacts, les deux modèles de régulations ont été utilisés. Il s'avère que seul le modèle 1 est utilisé pour de la GED ayant une puissance active inférieure à

10 MW. Comme on a pu le constater, c'est ce modèle qui engendre les impacts les plus importants (élévation de la tension au nœud de raccordement, variation plus importante des courants de court-circuit, etc.).

Nous allons, dans la suite de ce travail de thèse, nous intéresser à l'évolution de la stabilité des réseaux de distribution comportant de la GED. Ceci va être fait grâce à la théorie petits signaux complétée par des simulations dynamiques.

CHAPITRE III

ETUDE DE LA STABILITE ET DEFINITION D'INDICE

CHAPITRE III

ETUDE DE LA STABILITE ET DEFINITION D'INDICE

III.1. INTRODUCTION

Nous venons de voir plusieurs impacts liés à l'introduction de génération d'énergie dans les réseaux de distribution. Un de ces impacts concerne l'apparition d'oscillations à la suite de perturbations. Ces oscillations peuvent être amorties mais aussi peuvent croître, rendant alors le réseau instable. Ces oscillations, du fait des caractéristiques des générateurs (puissance, inertie, etc.) constituant la GED, ont des fréquences plus élevées que celles survenant dans le réseau de transport. Afin de bien étudier ces oscillations et de connaître leurs propagations dans les réseaux de distribution, un chapitre est consacré à l'étude de la stabilité des réseaux de distribution en présence de GED.

Dans ce chapitre, les principaux points de la théorie petits signaux vont être exposés. A partir de cette théorie, les valeurs propres pourront être exploitées pour étudier la stabilité du réseau. Cette analyse sera complétée par des simulations dynamiques. On s'attardera sur l'évolution de cette stabilité en fonction du nombre de GED raccordée au réseau, des caractéristiques et du nœud de connexion de la GED. Puis des indices d'influence et de sensibilité, obtenus avec la théorie petits signaux, seront présentés. Le but des indices d'influence est de caractériser, en chaque nœud du réseau, l'influence d'un générateur. Les indices de sensibilité, quant à eux, caractérisent l'interaction entre un pôle d'un générateur et une variable du réseau (puissance d'un autre générateur, gain d'une régulation, etc.). En utilisant ces indices, il est possible de connaître le degré de sensibilité d'un pôle par rapport à une variable.

III.2. THEORIE PETITS SIGNAUX

III.2.1. Introduction

La théorie petits signaux, grâce à l'analyse modale, permet de rendre compte de l'état de stabilité du système par l'intermédiaire des pôles de la matrice qui caractérise le système (matrice d'état). Les fréquences et les amortissements calculés à partir des pôles de la matrice d'état permettent de caractériser les différents modes d'oscillations. De plus, l'étude des petits signaux permet de quantifier la participation des différentes variables d'état du système aux modes

d'oscillations. Les principaux points de cette théorie seront abordés dans le paragraphe suivant. L'ensemble de la théorie petits signaux est décrit dans l'annexe E.

III.2.2. Présentation de la théorie petits signaux

Le comportement d'un système tel qu'un système de puissance peut être décrit par un système de 'n' équations différentielles non linéaires du premier ordre mis sous forme matricielle [36]. Cette représentation peut être utilisée pour étudier la stabilité transitoire d'un système. Pour l'étude de la stabilité dynamique, le système de 'n' équations différentielles non linéaires du premier ordre mis sous forme matricielle peut être linéarisé autour d'un point de fonctionnement. Cette représentation permet d'étudier le comportement du système lorsqu'il y a une petite perturbation dans le système. La représentation matricielle du système linéarisé est donnée par les équations ci-dessous.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta x}{\partial t} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \\ \Delta y &= C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u \end{aligned} \quad (\text{III-1})$$

avec

Δx : vecteur d'état

Δy : vecteur des variables de sortie

Δu : vecteur des variables d'entrée

A : matrice d'état

B : matrice des variables d'entrée

C : matrice des variables de sortie

D : matrice définissant le facteur de dépendance des valeurs d'entrée par rapport aux variables de sortie

A partir de cette représentation d'état linéarisée du système, les valeurs propres de la matrice d'état (A) peuvent être calculées.

Valeurs propres

Les valeurs satisfaisant l'équation $\det(s.I - A) = 0$ correspondent aux pôles du système. Ces valeurs sont les valeurs propres de la matrice d'état A. Cette équation est appelée équation caractéristique du système. Les valeurs propres de la matrice A sont les valeurs de paramètre scalaire λ pour lesquelles il existe une solution non triviale (autre que $\Phi=0$) à l'équation :

$$A.\Phi = \Phi.\Lambda \tag{III-2}$$

A : matrice nxn

Φ : vecteur nx1

$$(A - \lambda.I).\Phi = 0 \tag{III-3}$$

Pour une solution non triviale,

$$\det(A - \lambda.I) = 0 \tag{III-4}$$

Les valeurs propres sont de la forme $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$ et peuvent être complexes ou seulement réelles (Figure III-1). Une valeur propre complexe avec une partie réelle négative (λ_1) représente une oscillation amortie alors qu'une partie réelle positive (λ_3) représente une oscillation non amortie. Dans ce cas, le système est instable. Les valeurs propres complexes viennent par paires. Une valeur propre réelle négative (λ_2) ne provoque pas d'oscillations. Lorsque la valeur réelle est positive (λ_4) il y a une instabilité aperiodique dans le système.

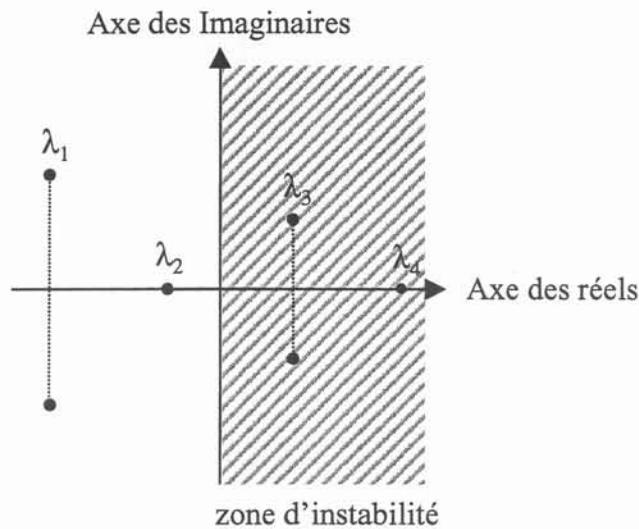


Figure III-1: Représentation des valeurs propres dans le plan complexe

Grâce aux valeurs propres, il est possible de calculer la fréquence des oscillations et l'amortissement pour les différents modes d'oscillations :

- la fréquence d'oscillation : $f_i = \frac{\omega_i}{2\pi}$,
- le taux d'amortissement : $\xi_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}}$.

Le calcul des valeurs propres du système permet donc de savoir si le système étudié est stable, grâce aux modes d'oscillations, et de déterminer les fréquences d'oscillations et les amortissements de ces modes oscillants.

Vecteurs propres associés à une valeur propre

Pour chaque valeur propre λ_i de la matrice d'état (A), un vecteur Φ_i peut être défini comme le vecteur propre de droite A associé à la valeur propre λ_i .

$$A \cdot \Phi_i = \lambda_i \cdot \Phi_i \quad i = 1, \dots, n \tag{III-5}$$

avec $\Phi_i = \begin{vmatrix} \Phi_{li} \\ \dots \\ \Phi_{ni} \end{vmatrix}$

De même, le vecteur Ψ_i est appelé vecteur propre de gauche associé à la valeur propre λ_i . Ce vecteur satisfait l'équation suivante :

$$\Psi_i \cdot A = \lambda_i \cdot \Psi_i \quad i = 1, \dots, n \tag{III-6}$$

avec $\Psi_i = | \Psi_{li} \quad \dots \quad \Psi_{ni} |$

Les vecteurs propres de gauche et de droite correspondant aux différentes valeurs propres sont orthogonaux.

$$\Psi_j \cdot \Phi_i = 0 \quad \text{si } i \neq j$$

$$\Psi_i \cdot \Phi_i = 1 \text{ si ces vecteurs sont normalisés}$$

Matrices modales

Les matrices modales Φ et Ψ sont formées des vecteurs propres de droite et de gauche réciproquement pour les différentes valeurs propres λ_i .

$$\Phi = | \Phi_1 \quad \dots \quad \Phi_n | \quad \text{matrice } nxn$$

$$\Psi = \begin{bmatrix} \Psi_1^T & \dots & \Psi_n^T \end{bmatrix}^T \quad \text{matrice } nxn$$

Facteurs de participation

Les facteurs de participation permettent de connaître la participation de chaque variable d'état du système sur les différents modes. Les facteurs de participation sont déterminés grâce aux matrices modales Φ et Ψ . Ils sont obtenus par :

$$P = \begin{bmatrix} P_1 & \dots & P_n \end{bmatrix} \quad (\text{III-7})$$

$$\text{avec } P_i = \begin{bmatrix} P_{i1} \\ \dots \\ P_{in} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{i1} \psi_{i1} \\ \dots \\ \phi_{in} \psi_{in} \end{bmatrix}$$

Chaque valeur P_{ij} permet de mesurer la participation relative de la $i^{\text{ème}}$ variable d'état au $j^{\text{ème}}$ mode d'oscillations et réciproquement. Les facteurs de participation donnent donc la participation relative des variables d'état du système sur les différents modes d'un système. Ils permettent d'identifier les variables d'état les plus impliquées dans chaque mode.

Commandabilité et observabilité

Un système est commandable si par une commande donnée le système peut passer d'un état à un autre. Un système est observable si par l'observation de la sortie du système on peut en déduire l'état initial.

Le système représenté par l'équation III-1 peut être réécrit en remplaçant Δx par Φz . On a alors

$$\begin{aligned} \Phi \cdot \frac{\partial z}{\partial t} &= A \cdot \Phi \cdot z + B \cdot \Delta u \\ \Delta y &= C \cdot \Phi \cdot z + D \cdot \Delta u \end{aligned} \quad (\text{III-8})$$

En multipliant la première équation à gauche par Φ^{-1} , nous avons alors :

$$\begin{aligned}\frac{\partial z}{\partial t} &= \Lambda.z + B_m.\Delta u \\ \Delta y &= C_m.z + D.\Delta u\end{aligned}\tag{III-9}$$

avec

$\Phi^{-1}.A.\Phi = \Lambda$ matrice contenant dans sa diagonale les vecteurs propres λ_i

$B_m = \Phi^{-1}.B$ matrice de commandabilité

$C_m = C.\Phi$ matrice d'observabilité

L'élément $B_m(i,j)$ de la matrice B_m est le facteur de commandabilité du mode λ_i par le signal u_j . De même l'élément $C_m(j,i)$ de la matrice C_m est le facteur d'observabilité du mode λ_i par le signal y_j . Lorsque l'élément de $B_m(i,j)$ est nul, le mode correspondant (λ_i) est dit incommandable par le signal u_j . De même lorsque l'élément de $C_m(i,j)$ est nul le mode correspondant (λ_i) est dit inobservable par le signal y_j .

III.2.3. Conclusion

La stabilité d'un système peut être étudiée en utilisant les outils découlant de la théorie petits signaux. A partir des valeurs propres, il est possible de caractériser les oscillations (fréquence et amortissement). De plus, les facteurs de participation nous renseignent sur les variables du système qui engendrent les oscillations.

Le logiciel de simulation utilisé (Eurostag) permet de générer un fichier au format Matlab contenant la linéarisation du système (réseau, charges, générateurs, régulations, etc.). A partir de ce fichier linéarisé, les valeurs propres peuvent être obtenues afin de caractériser les différents modes.

III.3. ETUDE DE LA STABILITE D'UN RESEAU EN PRESENCE DE GED

La stabilité d'un réseau de distribution en présence de GED est dégradée (apparition d'oscillations en cas de perturbation). De plus, selon le nombre, les nœuds de connexion et les caractéristiques de la GED, la stabilité du réseau évolue. Il est donc nécessaire de l'étudier afin de s'assurer que l'introduction d'un nouveau moyen de production n'engendrera pas une instabilité.

L'analyse modale permet de rendre compte de l'état de stabilité du système par l'intermédiaire des pôles de la matrice qui caractérise le système. Cette méthode sera donc utilisée pour étudier la stabilité ainsi que des simulations dynamiques. Nous ne nous intéresserons dans un premier temps à faire le parallèle entre les valeurs propres d'un système, et plus précisément le mode

électromécanique d'une GED, et l'évolution de la puissance active d'une GED à la suite d'une perturbation et ceci pour les deux modèles de régulation. Puis la stabilité d'un réseau sera étudiée selon le nœud de connexion, les caractéristiques et le nombre de GED.

III.3.1. Oscillations de puissance et caractérisation

Les oscillations électromécaniques dans les réseaux d'énergie correspondent à un échange d'énergie stockée dans les masses tournantes entre générateurs. Ces oscillations électromécaniques, si elles ne sont pas amorties risquent d'engendrer l'instabilité du réseau. Ces oscillations électromécaniques vont être étudiées par l'analyse modale. Nous ne nous intéresserons donc qu'aux modes électromécaniques introduits par la GED.

Dans ce paragraphe, nous reprenons le travail réalisé dans le paragraphe II.3.5 "impact sur la stabilité" du chapitre précédent pour de la GED constituée de générateurs synchrones et asynchrones.

GED synchrone

Le réseau de distribution possède une GED, connectée au nœud A, associée aux régulations du modèle 1. La perturbation est le court-circuit numéro 2. Le court-circuit est fugitif. Le but de ce court-circuit est d'exciter les modes d'oscillations.

La Figure III-2 présente l'évolution de la puissance de GED A. Après l'élimination du court-circuit, il y a apparition d'oscillations. Ces oscillations sont amorties au bout de 4,5 secondes. La fréquence d'oscillation déterminée graphiquement est de 4,1 Hz.

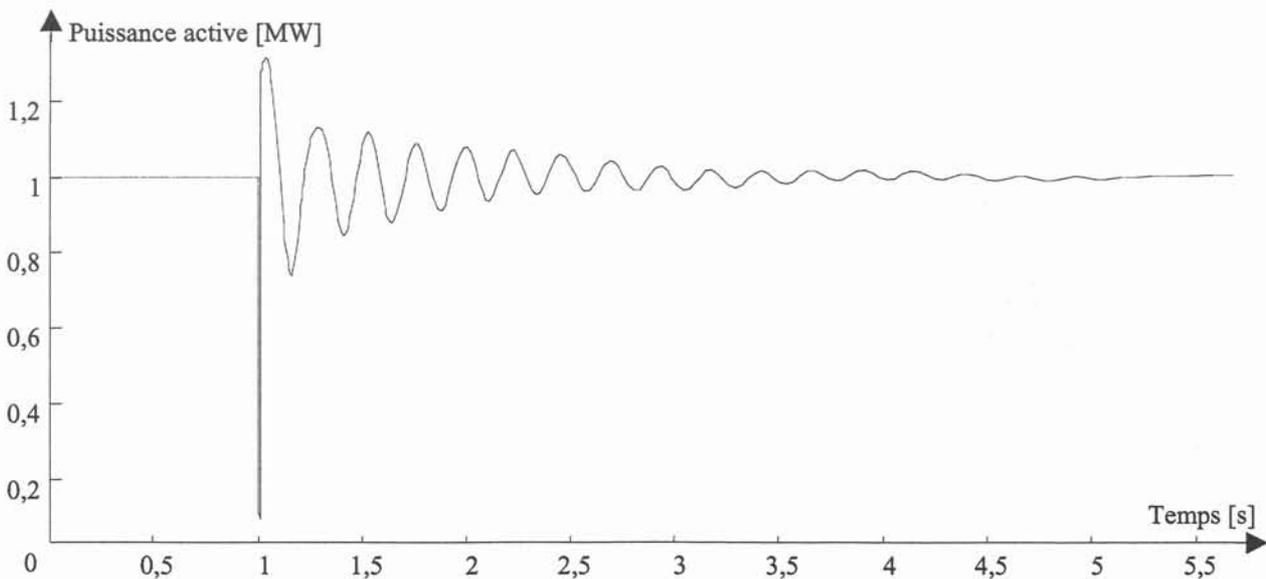


Figure III-2 : Evolution de la puissance active de la GED A

Le système précédent est maintenant étudié avec les outils de l'analyse modale.

Les valeurs propres obtenues avec une linéarisation du système d'état sont représentées sur la Figure III-3. Sur cette figure, seuls les pôles introduits par la GED sont présentés dans le demi-plan complexe. Il y a six pôles (2 pôles complexes et 4 pôles réels). Les facteurs de participation nous permettent d'identifier le pôle correspondant au mode électromécanique ($\lambda_{GED A}$) (valeur la plus importante sur les variables ω et θ). Ce pôle est indiqué sur la figure ci-dessous par la lettre A. Le pôle a une valeur de $-1,04 + 27,42j$, ce qui correspond à une fréquence de 4,36 Hz et un amortissement de 0,0381.

Dans le Tableau III-1 sont regroupés les facteurs de participation des pôles complexes introduits par la GED A.

	λ_f	λ_D	ω	θ
$\lambda_{1 GED A}$	0,87	1,00	0,55	0,76
$\lambda_{GED A}$	0,45	0,26	1,00	0,86

Tableau III-1 : Facteurs de participation des deux pôles complexes introduits par la GED A en pu

Avec,

ω désigne la vitesse électrique de la machine

θ désigne la position angulaire rotorique de la machine

λ_f et λ_D les flux magnétiques de l'enroulement d'excitation et dans l'axe D.

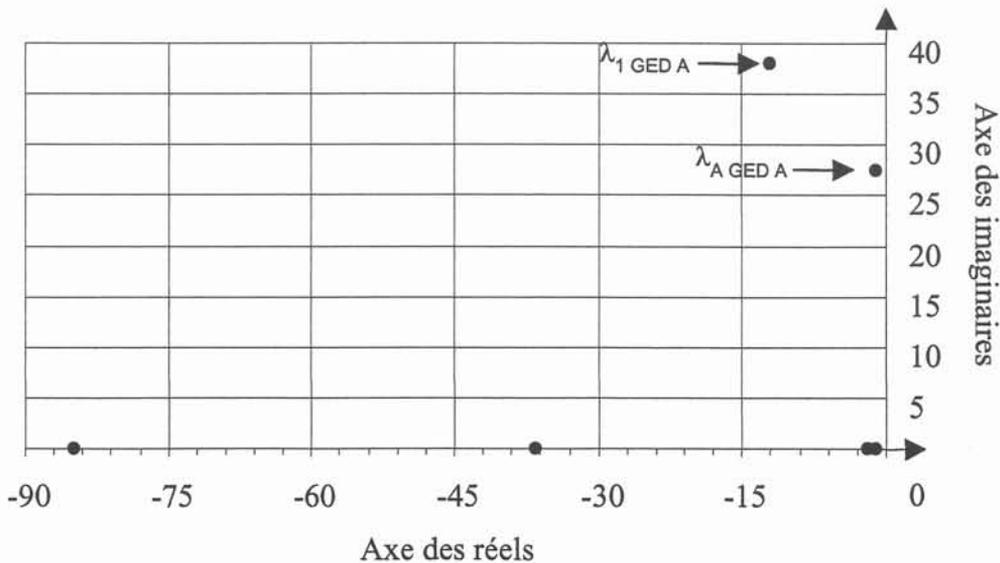


Figure III-3 : Valeurs des pôles introduits par la GED A

La fréquence d'oscillation de la GED A déterminée sur la Figure III-2 (4,1 Hz) est très proche de la valeur obtenue par les valeurs propres. Le calcul des valeurs propres donne une fréquence de 4,36

Hz. L'amortissement est très faible, comme il est possible de le voir sur la Figure III-2. Sa valeur est de 0,0381.

Au cours de l'étude des impacts de la GED sur les réseaux de distribution, on avait montré que les oscillations de puissance intervenant après une perturbation dépendaient du modèle de régulation utilisé. Nous allons voir s'il est possible de retrouver les constatations faites précédemment avec l'analyse modale. Pour cela la GED est maintenant équipée de régulations du modèle 2, la simulation précédente est refaite. La représentation dans le demi-plan complexe des pôles de ce cas est donnée Figure III-4 (croix sur la figure).

Sur cette même figure, les valeurs des pôles précédents sont aussi représentées (points). On constate que le nombre de pôles est plus important. Il y a maintenant neuf pôles (4 pôles complexes et 5 pôles réels). Le nombre de pôles est plus important car les régulations utilisées pour ce cas comportent un nombre de variables différentielles plus important que dans le cas précédent (régulations du modèle 1). Les facteurs de participation permettent d'identifier le mode électromécanique comme étant égal à $-6,47+36,27j$ (pôle désigné par $\lambda_{B\ GED\ A}$ sur la Figure III-4), ce qui correspond à une fréquence de 5,77 Hz et à un amortissement de 0,18.

	λ_f	λ_D	ω	θ
$\lambda_{GED\ A}$	0,00	0,12	1,00	1,00

Tableau III-2 : Facteurs de participation du pôle électromécaniques de la GED A en pu

Comme précédemment, une perturbation est créée. L'évolution de la puissance active de cette GED est donnée sur la Figure II-26. Sur cette figure, la fréquence d'oscillation calculée graphiquement est de 5,7 Hz. La durée des oscillations pour ce cas (GED équipée de régulation du modèle 2) est moins importante que dans le cas précédent (GED équipée de régulation du modèle 1). Les oscillations de puissance de la GED équipée de régulation du modèle 1 sont plus longues que celles d'une GED équipée avec des régulations du modèle 2. Les amortissements obtenus par calcul pour ces deux cas vont dans le même sens (amortissement de 0,0381 pour le modèle 1 et 0,18 pour le modèle 2).

Les autres pôles complexes proviennent des variables différentielles des régulations. Ils présentent des amortissements beaucoup plus importants (supérieur à 0,8). Les différentes valeurs de fréquence calculées sur les courbes (Figure II-26) sont bien retrouvées par le calcul des pôles.

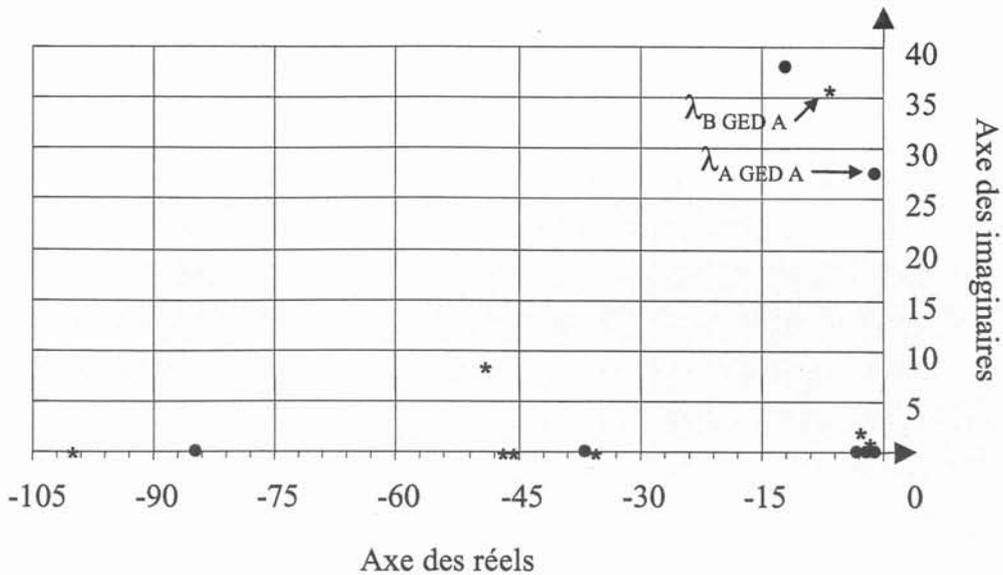


Figure III-4 : Pôles de la GED A associés aux modèles 1 puis 2

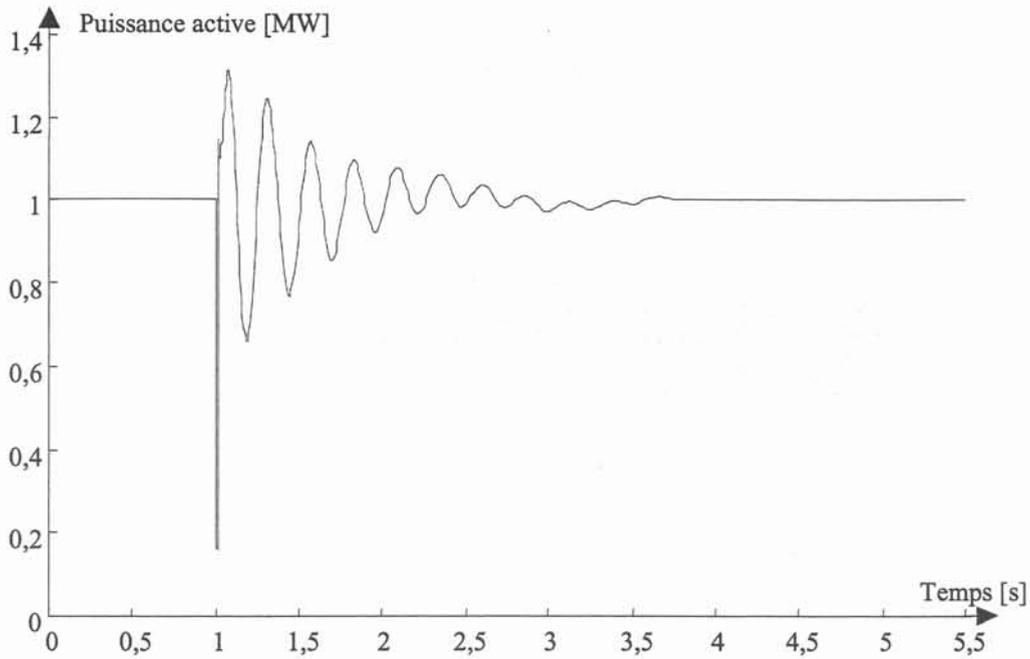
GED asynchrone

L'introduction de GED constituée de générateurs asynchrones n'entraîne aucune oscillation (voir Figure II-28). Le calcul des pôles confirme les résultats observés par les simulations dynamiques. En effet, la connexion d'une GED constituée d'un générateur asynchrone n'engendre que l'introduction d'un pôle réel. Ce pôle provient de la variable différentielle ω de la GED. La valeur de ce pôle est de -10,5 pour le générateur asynchrone introduit ($P=0,5$ MW).

III.3.2. Effet des caractéristiques électromécaniques

La GED A avec une inertie initiale (H_1) est remplacée par une de GED de même puissance, mais dont l'inertie est plus importante (H_2). L'inertie H_2 est deux fois plus importante que l'inertie H_1 . Le mode électromécanique, qui était de $-1,04 + 27,42j$ ($f=4,36$ Hz, $\xi=0,0381$), devient égal à $-1,77 + 24,53j$, soit une fréquence de 3,9 Hz et un amortissement de 0,107. Pour ces deux inerties, les fréquences d'oscillation sont très proches (l'écart est seulement de 10 %). Par contre, pour les amortissements l'écart est beaucoup plus significatif (il est de 180 %).

Le mode électromécanique de la GED est excité par une perturbation. L'évolution du comportement de cette GED est donnée Figure III-5. Les oscillations ont une fréquence de 4 Hz et une durée de 3,5 secondes. Pour la même perturbation, les oscillations avaient une fréquence de 4,1 Hz et une durée égale à 4,5 secondes pour la GED avec l'inertie initiale H_1 (voir Figure III.2). La variation des caractéristiques des oscillations s'explique simplement par le fait qu'un générateur ayant une inertie plus importante oscillera à une fréquence plus faible et surtout moins longtemps.

Figure III-5 : Evolution de la puissance active de la GED A pour l'inertie H_2

III.3.3. Effet du nœud de connexion

Nous venons de voir que le pôle électromécanique introduit par la connexion d'une GED synchrone dépendait de ces caractéristiques électriques, mécaniques et des régulations associées. Nous allons maintenant montrer que la valeur du pôle électromécanique dépend aussi du nœud de connexion. Pour cela une GED synchrone de 1 MW, associée à des régulations du modèle 1, va être connectée en trois nœuds différents dans le réseau de distribution (nœud A, D et PS). Le pôle électromécanique pour les trois nœuds de connexion est représenté dans le demi-plan complexe Figure III-6.

Comme il est possible de le voir, la valeur du pôle électromécanique varie de façon importante (principalement sa partie réelle) selon le nœud de connexion. La tendance générale est que le pôle électromécanique se rapproche de la limite de stabilité (axe des imaginaires) lorsque la GED est connectée à des nœuds de plus en plus loin du poste source. Ceci s'explique par le fait que l'angle interne de la GED (déphasage entre la tension et la fem) augmente lorsque la tension diminue (la GED utilisée a une puissance active et réactive constante). Par conséquent, la GED est moins stable.

Deux simulations dynamiques ont été réalisées afin de confirmer les résultats précédents. Ces simulations sont réalisées lorsque la GED est connectée au nœud PS et au nœud D. Pour ces deux configurations, une perturbation est créée. Il s'agit du changement de la consigne de puissance active de la GED (réduction de la puissance active de 15 %). L'évolution de la puissance active de la GED pour cette perturbation pour les deux nœuds de connexion est représentée Figure III-8.

Les oscillations de la puissance active de la GED sont beaucoup plus importantes, surtout en durée, lorsque la GED est connectée au nœud D plutôt qu'au nœud PS. Les oscillations de puissance pour le nœud de connexion PS ont une durée de 2,5 s. Pour le nœud D, ces oscillations ont une durée de 6,5 s soit un rapport de 2,6. Cette différence de durée se retrouve sur la valeur de l'amortissement du pôle pour les deux nœuds de connexion (voir Figure III-7). Comme on peut le voir, l'amortissement est beaucoup plus faible pour le nœud de connexion D (0,0134) que pour le nœud PS (0,0482).

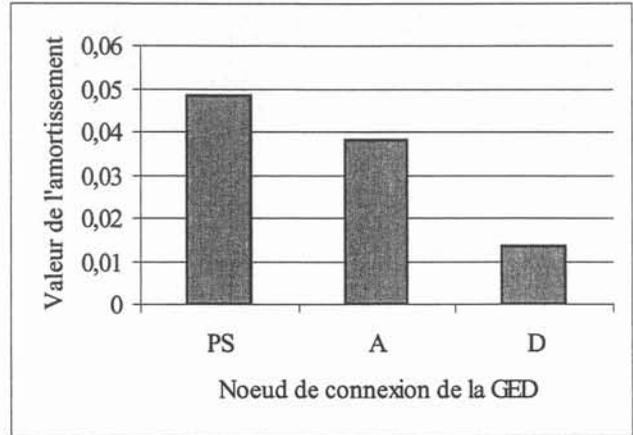
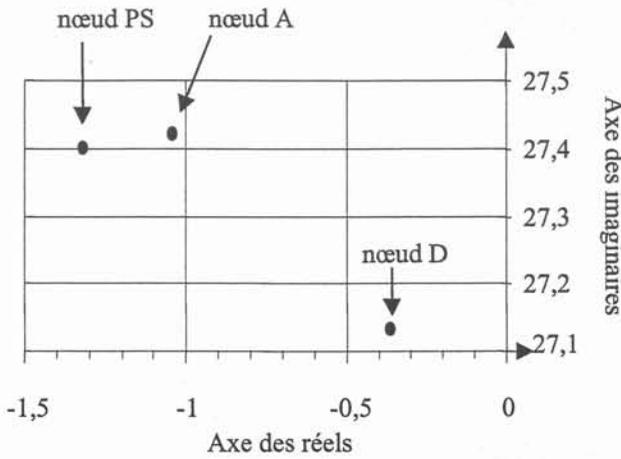


Figure III-6 : Valeur du mode électromécanique selon le nœud de connexion de la GED

Figure III-7 : Valeur de l'amortissement du mode selon le nœud de connexion de la GED

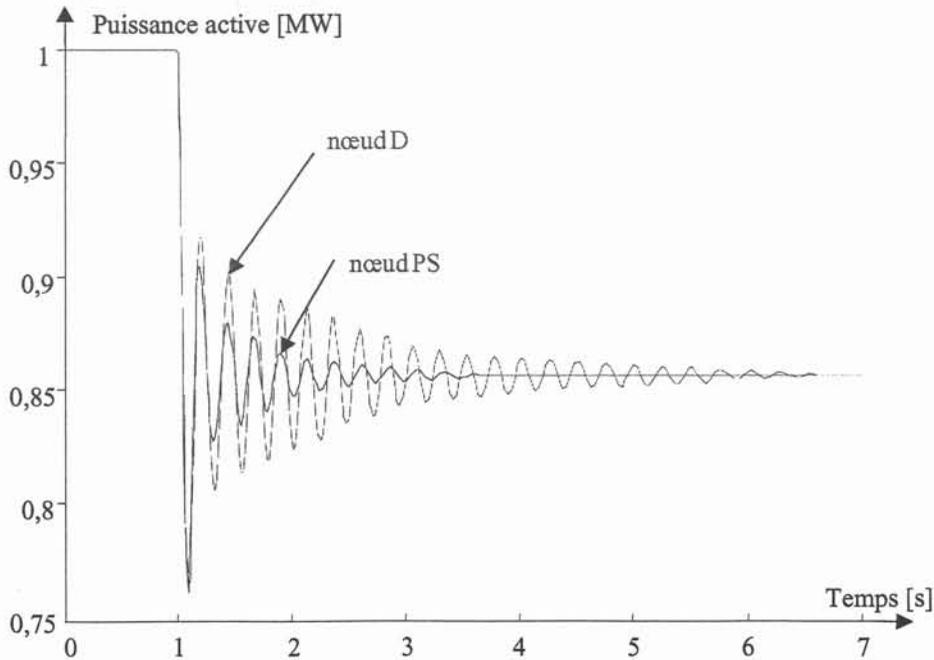


Figure III-8 : Evolution de la puissance active de la GED selon le nœud de connexion

La stabilité d'une GED, et par conséquent celle du réseau dans lequel elle est connectée, dépend de plusieurs paramètres concernant la GED. Trois de ces paramètres viennent d'être présentés (modèles des régulations, caractéristiques électromécaniques et nœud de connexion de la GED). Le dernier de ces paramètres qui va être présenté et qui n'est pas un des moindres, concerne le nombre de GED introduit dans un réseau de distribution.

III.3.4. Evolution de la stabilité en fonction du nombre de GED introduite

L'évolution du pôle électromécanique lorsque plusieurs GED sont connectées au même nœud va être présentée. Pour cela de la GED synchrone associée à des régulations du modèle 1 va être connectée au nœud A. Le pôle électromécanique le plus instable introduit par la GED lorsqu'il y a de 1 à 7 GED est donné sur la Figure III-10.

Au fur et à mesure que de la GED est raccordée au réseau de distribution, le pôle électromécanique se rapproche de l'axe des imaginaires (donc de l'instabilité). Avec la connexion de sept GED au nœud A, le pôle électromécanique le plus instable a une valeur de $-0,058+26,32j$, ce qui correspond à une fréquence de 4,19 Hz et à un amortissement de 0,008. Cet amortissement est presque égal à 0 ce qui induit des oscillations très peu amorties. Le réseau est donc à la limite de la stabilité. Pour ce cas (7 GED), une perturbation est créée dans le réseau de distribution afin de voir le comportement d'une des GED. La fréquence d'oscillation de la puissance active (Figure III-9) est de 4,3 Hz (voir annexe F pour plus de détail).

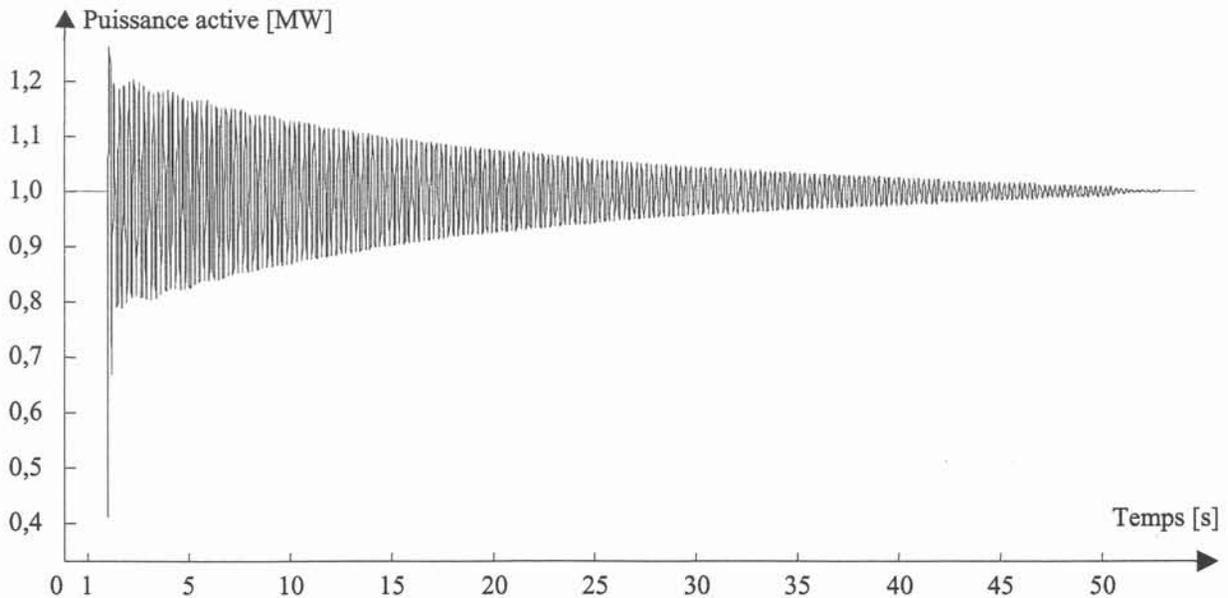


Figure III-9 : Evolution de la puissance active d'une des sept GED

La connexion d'une GED supplémentaire à ce nœud engendre l'instabilité des GED car il y a un pôle instable (pôle avec une partie réelle positive).

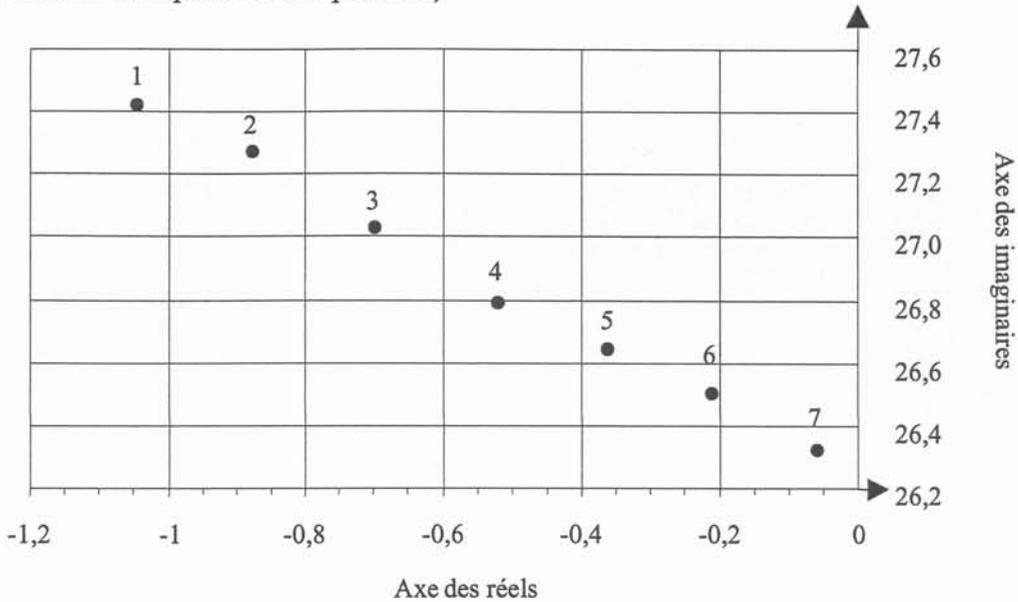


Figure III-10 : Evolution du pôle électromécanique le plus instable

Nous allons examiner en détail l'évolution du pôle électromécanique pour la connexion de 1, 2 puis 3 GED. La connexion de la première GED introduit un pôle électromécanique qui a une valeur de $-1,04+27,4j$ (Pôle 10 Tableau III-3). La connexion d'une deuxième GED entraîne le déplacement de ce pôle vers l'axe des imaginaires. En effet, une fois que la deuxième GED est connectée, le pôle précédemment stable (Pôle 10) est devenu moins stable (Pôle 20). Le Pôle 21 introduit par la deuxième GED est quant à lui plus stable que le pôle 10, La connexion d'une troisième GED entraîne un pôle encore plus instable (Pôle 30) et un pôle double (Pôle 31 et 32). Pour la connexion d'une GED supplémentaire, il y a déplacement du pôle 30 vers l'axe des imaginaires (Figure III-10) ainsi que l'ajout d'un pôle ayant la même valeur que les pôles 31 et 32.

Nombre de GED	Valeurs des pôles	Nom
1 GED	$-1,04 + 27,42j$	Pôle 10
2 GED	$-0,87 + 27,27j$	Pôle 20
	$-1,23 + 27,75j$	Pôle 21
3 GED	$-0,69 + 27,03j$	Pôle 30
	$-1,23 + 27,75j$	Pôle 31
	$-1,23 + 27,75j$	Pôle 32

Tableau III-3 : Valeurs des pôles de la GED

La connexion en un même nœud de plusieurs GED modifie donc les pôles électromécaniques de chaque GED. La connexion de deux ou plus GED en des nœuds différents entraîne aussi une modification des pôles, cependant cette modification est moins importante. Si les GED sont connectées suffisamment loin les unes des autres, on constate que les pôles électromécaniques ne subissent pratiquement pas de modification. Dans le tableau ci-dessous, on peut voir les valeurs des pôles lorsque la GED est connectée successivement au nœud A puis D (valeurs de droite) et quand il y a deux GED connectées aux nœuds A et D (une GED par nœud) (valeurs de gauche). Les valeurs des pôles de droite et de gauche sont pratiquement les mêmes car il n'y a pas d'interaction entre les GED.

Connexion de deux GED		Connexion d'une GED	
Nœud	Valeur	Nœud	Valeur
A	$-0,96 + 27,43j$	A	$-1,04 + 27,42j$
D	$-0,37 + 26,73j$	D	$-0,36 + 27,13j$

Tableau III-4 : Valeur des deux pôles électromécaniques

III.3.5. Conclusion

La stabilité d'un réseau de distribution en présence de GED est remise en cause dès la connexion d'une GED. Les différents résultats présentés et discutés ont permis de mettre en avant ce phénomène. La stabilité d'un réseau évolue en fonction de plusieurs paramètres qui peuvent être classés dans deux groupes.

- Dans le premier, il y a les spécificités de la GED : caractéristiques électromécaniques, modèle de régulations,
- Dans le deuxième, l'environnement de la GED : nombre de GED présent dans le réseau et la distance électrique entre le nœud de connexion de la GED et les autres moyens de production (GED, générateur du réseau de répartition). La stabilité du réseau dépend aussi de son état de charge.

Le fait de connecter une GED stable ne veut pas dire que le réseau dans lequel elle est connectée sera stable. De ce fait, la stabilité d'un réseau en présence de GED doit être étudiée.

L'introduction de GED dans les réseaux de distribution provoque l'apparition d'oscillations lors de perturbations au sein de ces réseaux. Ces oscillations peuvent alors créer des déclenchements intempestifs des protections.

Les différents résultats (simulations dynamiques, lieu des pôles) ont permis de voir la très bonne corrélation entre les simulations dynamiques et le lieu des pôles. L'utilisation de l'analyse modale permet de bien rendre compte de la stabilité d'un réseau et d'identifier les modes oscillants ainsi que les caractéristiques des oscillations. Cependant, il ne faut pas perdre de vue que la théorie petits signaux n'est valable que pour des perturbations ne provoquant pas des variations trop importantes. Dans la suite de ce chapitre, nous quantifierons l'interaction de la GED avec le réseau. Ceci va être réalisé par l'introduction des indices d'influence.

III.4. INDICES D'INFLUENCE

III.4.1. Définition des indices d'influence

Les indices d'influence vont permettre de quantifier l'influence d'un pôle d'un générateur en un nœud donné du réseau. Si l'indice d'influence est important cela signifie, pour un nœud donné, qu'un élément (une GED par exemple) connecté à ce nœud subira une influence importante de la part du pôle du générateur. Par contre, la connexion d'un élément à un nœud où l'indice d'influence est faible impliquerait que cet élément ne subisse pas d'influence de la part du pôle du générateur. Pour chaque nœud du réseau, l'indice d'influence doit être calculé [37].

Les indices d'influence sont calculés à partir des facteurs d'observabilité des modes (C_m) (équation III-9). L'influence au nœud n de la variable p pour le mode λ_i est donc égale à [37] :

$$\Pi_{\lambda_i, p}(n) = \frac{\|C_{m\lambda_i, \Delta p(n)}\|}{\max \|C_{m\lambda_i, \Delta p}\|} \quad (\text{III-10})$$

$C_{m\lambda_i, \Delta p(n)}$ est le facteur d'observabilité du mode λ_i par la variable p au nœud n

Le mode λ_i sera le mode électromécanique introduit par une GED connectée au réseau étudié. L'observabilité de ce mode se fera par la tension (variable p). Les indices d'influence sont compris entre 0 et 1 pu.

III.4.2. Application des indices d'influence

Les indices d'influence vont être appliqués pour différents cas. Le premier cas consiste à quantifier l'influence du générateur du réseau de répartition (G-R) sur les nœuds du réseau de distribution. L'indice d'influence de ce générateur est calculé à partir de la tension de chaque nœud

du réseau de distribution pour son mode électromécanique. L'équation générique de l'indice d'influence calculé pour ce cas est donnée ci-dessous.

$$\Pi_{\lambda_{G-R}}(n) = \frac{\|C_{m\lambda_{G-R},\Delta V(n)}\|}{\max\|C_{m\lambda_{G-R},\Delta V}\|} \quad (\text{III-11})$$

avec $C_{m\lambda_{G-R},\Delta V(n)}$: facteur d'observabilité du mode λ_{G-R} par la variable V au nœud n.

Les indices d'influence sont normalisés par la plus grande valeur de l'indice.

Les indices d'influence obtenus sont représentés sur la topologie du réseau de distribution (Figure III-11). La représentation des indices d'influence sous forme de cartographie permet d'avoir une visualisation simple et rapide. La cartographie permet de constater, pour l'ensemble des nœuds du réseau de distribution, que l'observabilité du mode électromécanique du générateur (G-R) diminue au fur et à mesure que l'on s'éloigne du poste source. La valeur de l'indice à ce nœud est de 1 pu. Pour les nœuds en extrémité de la zone 3, les valeurs d'indice sont inférieures à 0,2 pu. De cette cartographie, il est possible d'identifier les nœuds du réseau de distribution, en cas de connexion d'une GED, qui engendreront des pôles les plus instables. Ceci est dû au fait que la stabilité d'une GED avec des régulations du modèle 1 dépend de l'éloignement du poste source. En comparant les résultats obtenus avec les indices d'influence avec les simulations dynamiques de la page 59, on constate qu'il y a une très bonne corrélation entre les résultats trouvés. Ainsi la connexion d'une GED synchrone au nœud D engendre un pôle électromécanique beaucoup plus instable qu'une GED connectée au nœud du poste source. Les indices d'influence sont compris entre 0-0,2 et 0,8-1 pour les nœuds D et PS. Les indices représentés sur la topologie du réseau permettent d'identifier facilement et rapidement les nœuds les plus éloignés du poste source.

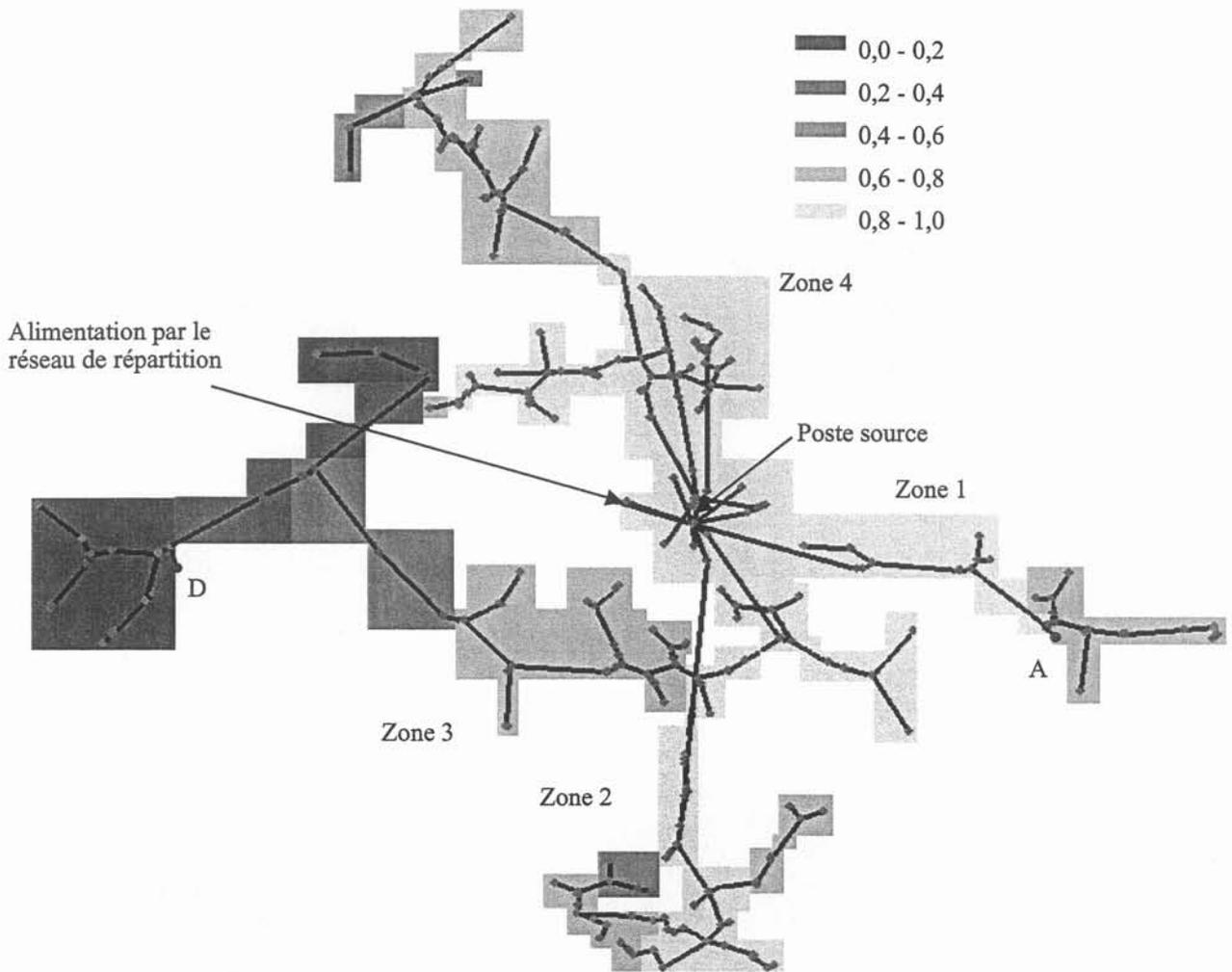


Figure III-11 : Cartographie des indices d'influence du pôle du générateur G-R

L'influence du générateur du réseau de répartition sur le réseau de distribution vient d'être présentée. On va maintenant s'intéresser à l'influence de la GED sur le réseau de distribution. Pour cela, une GED est connectée au nœud A, puis au nœud D. Pour ces deux configurations, les indices d'influence du mode électromécanique de la GED (λ_{GED}) sont déterminés pour l'ensemble des nœuds du réseau. Pour ces configurations, deux cartographies sont établies et présentées ci-dessous.

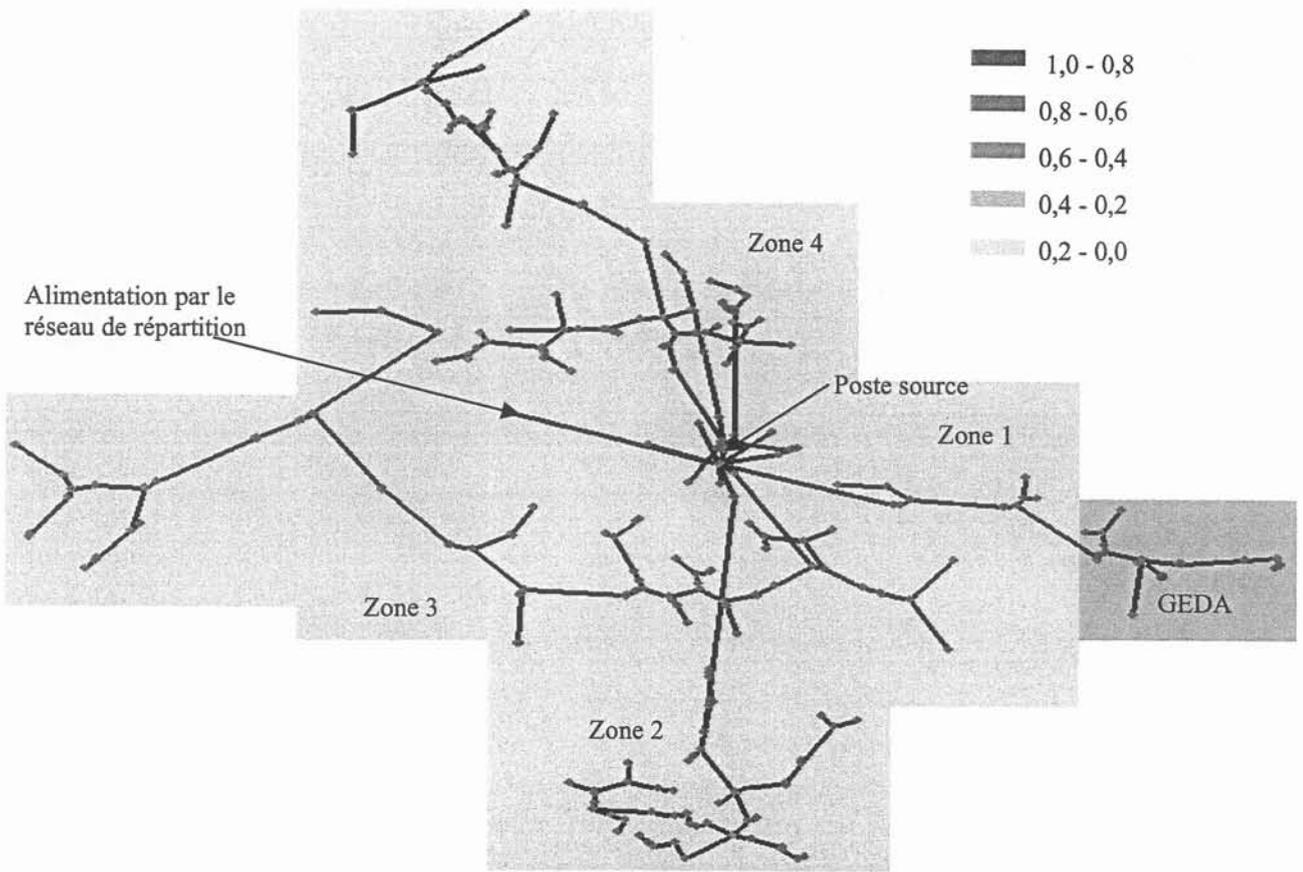


Figure III-12 : Indices d'influence pour une GED connectée au nœud A

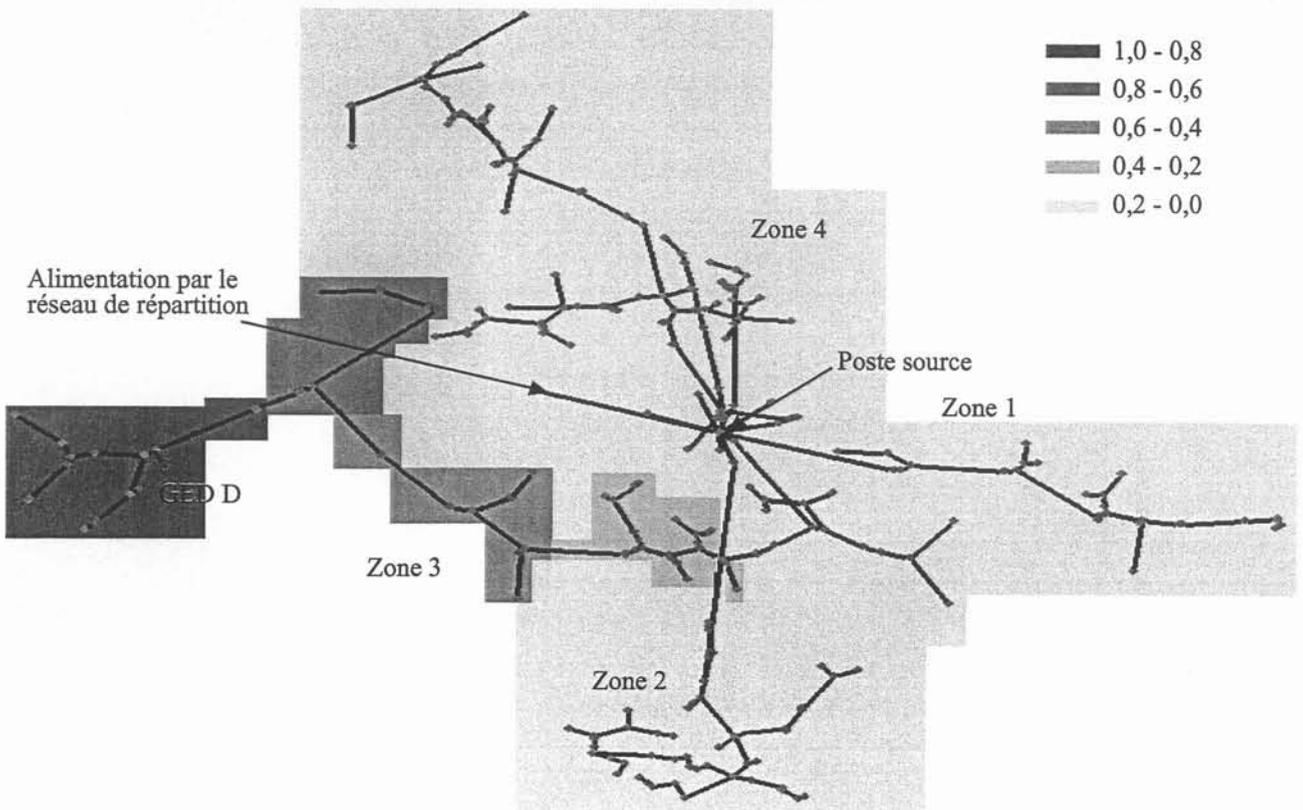


Figure III-13 : Indices d'influence pour une GED connectée au nœud D

Les deux cartographies permettent de représenter les zones d'influence pour deux configurations différentes. En observant ces deux cartographies, il est possible de constater que :

- les indices d'influence pour la partie du réseau se situant après la GED (vers l'extrémité du départ) sont très importants (supérieurs à 0,8 pu),
- les indices diminuent au fur et à mesure que l'on s'éloigne du nœud de connexion de la GED,
- les indices d'influence sont plus élevés, autour des nœuds de connexion de la GED, lorsque la GED est connectée au nœud D ($1 > \Pi \lambda_{GED D} > 0,8$) plutôt qu'au nœud A ($0,4 > \Pi \lambda_{GED A} > 0,2$). Cette différence résulte de l'écart entre les deux pôles électromécaniques ($\lambda_{GED A}$ et $\lambda_{GED D}$).

Une perturbation a été créée afin d'exciter le pôle électromécanique de la GED (λ_{GED}). Cette perturbation est une modification de la puissance active fournie par la GED. La puissance active est diminuée de 15 %. Pour le nœud de connexion de la GED, la tension est représentée sur la figure ci-dessous. Le nœud où la tension est observée est le nœud de connexion de la GED (nœud A puis D). Les courbes de tension sont mises en pu afin de les comparer. L'évolution de la tension après la réduction de la puissance active de la GED confirme les résultats précédents. L'oscillation de tension pour le nœud D est plus importante en amplitude, mais surtout en durée, que pour le nœud A. En effet, l'oscillation qui apparaît sur la tension a une durée de 4 secondes lorsque la GED est connectée au nœud D. Cette oscillation n'est plus que de 2 secondes lorsque la GED est connectée au nœud A. Les oscillations de tension résultant des oscillations de puissance de la GED interviennent au nœud de connexion de la GED, mais aussi sur les autres nœuds du réseau. Les amplitudes des oscillations diminuent avec l'éloignement de la GED.

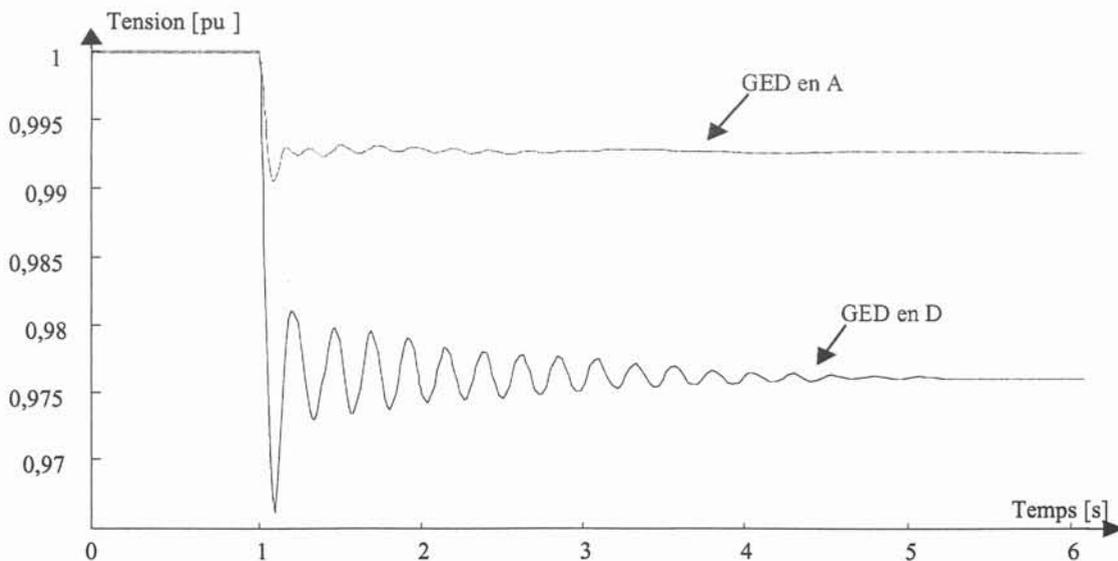


Figure III-14 : Evolution de la tension après la réduction de la puissance active de la GED

Les indices d'influence sont calculés maintenant lorsqu'il y a une GED connectée au nœud D et au nœud A. Ils sont représentés sur la Figure III-15. La connexion de deux GED dans un même réseau modifie les valeurs d'indices d'influence. Comme on peut le constater, cette cartographie n'est pas la réunion des deux cartographies des Figures III-12 et III-13. Les indices d'influence de la zone 1 (zone dans laquelle la GED A est connectée) sont plus importants que ceux de la zone 1 de la Figure III-12. Cela implique des interactions plus importantes et qu'en cas de perturbation, les oscillations engendrées par la GED A doivent être plus importantes lorsque la GED D est connectée que lorsqu'elle ne l'est pas.

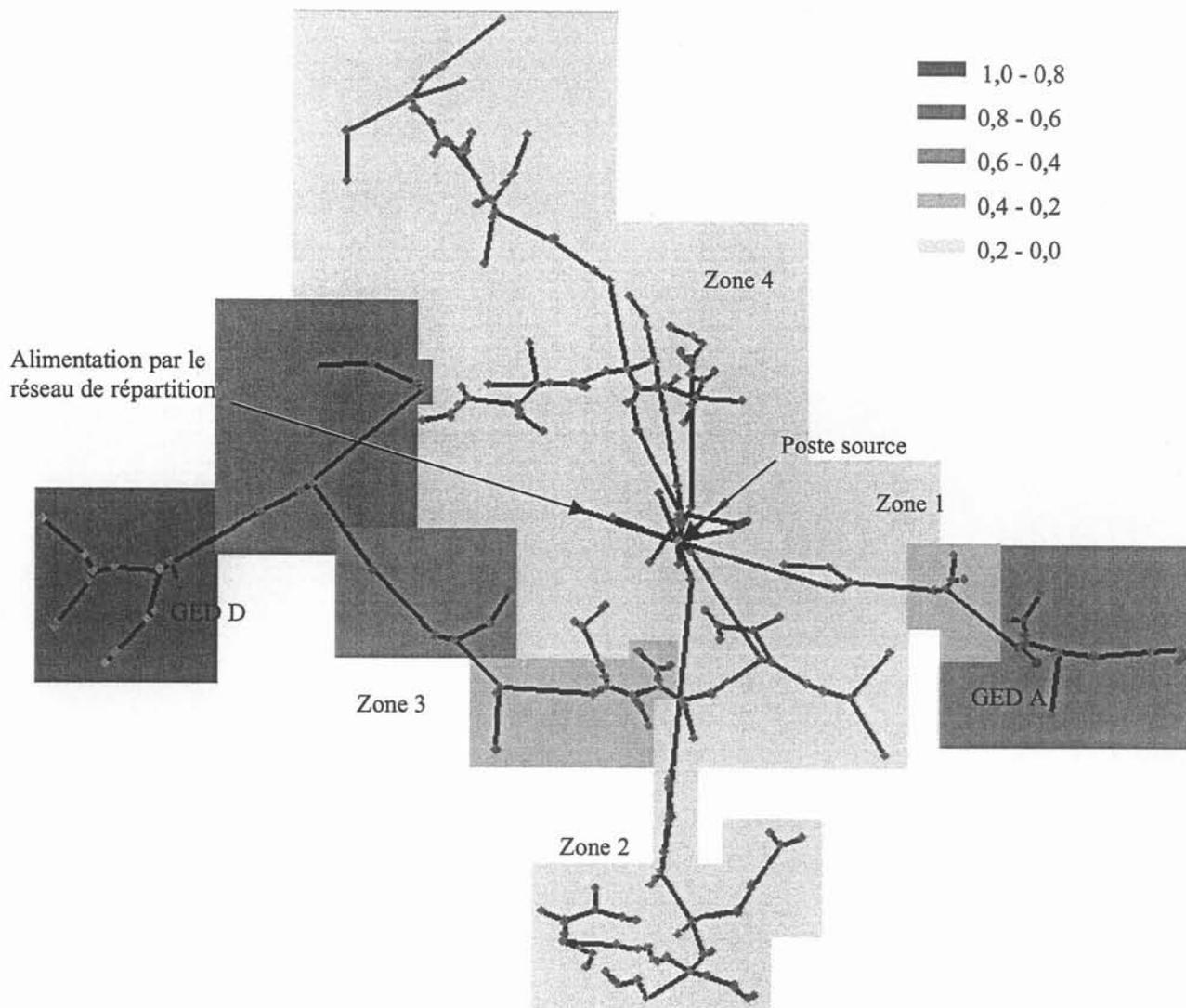


Figure III-15 : Indices d'influence de deux GED

Afin de vérifier cette dernière remarque, une perturbation est créée dans la zone 1 (il s'agit du court-circuit n°1) lorsque la GED D est connectée ou non. L'évolution de la puissance active de la GED A lorsque la GED D est connectée est représentée ci-dessous. Pour le cas où la GED D n'est pas connectée, l'évolution de la puissance est donnée Figure III-2. La différence notable entre ces deux

figures réside dans la durée des oscillations. Ces oscillations ont une durée de 10 secondes lorsque la GED D est connectée. Elles sont seulement de 5 secondes quand la GED A est la seule génération d'énergie dans le réseau de distribution.

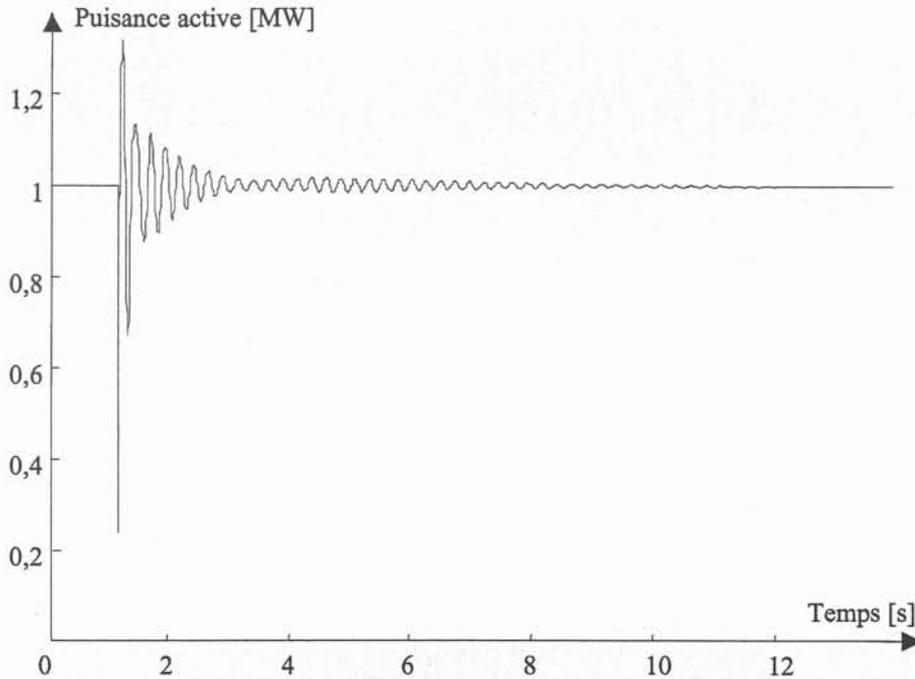


Figure III-16 : Puissance active de GED A lorsque GED D est connectée

Cette dégradation de la stabilité se retrouve sur les valeurs des pôles (voir Tableau III-4). La connexion d'une GED supplémentaire dans un réseau influera plus ou moins la GED déjà présente. Le degré d'interaction entre les GED dépend de l'éloignement des GED. Cette dégradation de la stabilité provient du fait que les GED d'un même réseau de distribution interagissent ensemble.

Nous venons de voir la représentation de l'influence d'une GED sur un réseau de distribution. Les réseaux de distribution étant reliés entre eux par le réseau de répartition, l'influence d'une GED appartenant à un réseau de distribution sur un autre réseau de distribution doit être étudiée afin de quantifier les influences entre ces GED. Pour cela, un deuxième réseau de distribution est raccordé au réseau de répartition. Ce réseau de distribution est appelé réseau de distribution 2. Le précédent réseau de distribution est, quant à lui, appelé réseau de distribution 1. La topologie du réseau de distribution 2 et ses caractéristiques, ainsi que l'emplacement de sa GED, sont donnés dans l'annexe G.

Influence d'une GED d'un réseau de distribution sur un autre réseau de distribution

Sur la figure ci-dessous, les indices d'influence sont calculés pour les nœuds repères A, G, L, I, et G-R pour les pôles des générateurs du réseau de répartition (G-R) et de distribution 2 (GED A, G, L et I).

Pour le nœud de connexion A, l'indice d'influence le plus important est celui correspondant au pôle électromécanique du générateur (G-R) du réseau de répartition. Ceci est tout à fait normal car ce générateur est le plus près en distance électrique du nœud A, comparé aux générateurs (G, L et I) du réseau de distribution 2. De plus, ce générateur est beaucoup plus puissant que les autres raccordés au réseau de distribution 2. Pour les trois autres valeurs à ce nœud, on constate que la GED connectée au nœud L engendre une valeur d'indice plus importante que les deux autres GED (G et I). Ceci s'explique par le fait que la GED L a une puissance plus importante que les deux autres ($P_{GED L} = 6,27$ MW, $P_{GED I} = 2,85$ et $P_{GED G} = 1,23$ MW). Cependant, les valeurs d'indice pour ces trois GED sont très faibles (inférieures à 0,07 pu). Les valeurs trouvées pour ce nœud de connexion (A) sont cohérentes avec les résultats des autres nœuds. En effet, les indices d'influence quantifiant les pôles électromécaniques des GED G, L et I au nœud A sont inférieurs aux valeurs des indices pour les nœuds de connexion G, L et I du fait de l'éloignement. Par exemple : $\Pi \lambda_{GED L}(A) = 0,066$ pu et $\Pi \lambda_{GED L}(I) = 0,39$ pu.

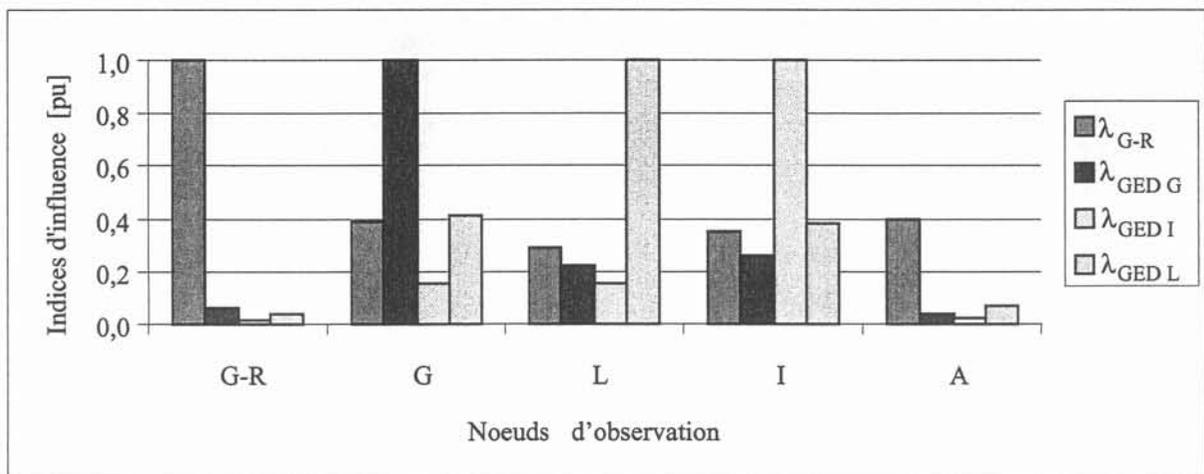


Figure III-17 : Valeurs des indices d'influence pour les nœuds G-R, G, L, I et A

Maintenant que les valeurs des indices d'influence pour deux réseaux de distribution ont été présentées, le résultat des simulations dynamiques représentant le comportement des générateurs à la suite d'une perturbation va être décrit. Une perturbation est créée (court-circuit n°1) afin de voir l'évolution de la puissance active pendant et après la perturbation d'une des GED du réseau de distribution 1. Ceci lorsque de la GED est connectée ou non dans le réseau de distribution 2.

Après la perturbation, les différents générateurs se mettent à osciller puis ils retrouvent un état stable. Les générateurs du réseau de distribution 1 ont un comportement similaire quelque soit l'état de connexion de la GED du réseau de distribution 2. L'évolution de la puissance active de la

GED A n'est pas représentée. L'évolution de la puissance active est la même que celle de la Figure III-2. L'évolution de la GED A ne subit aucune modification, que la GED du réseau de distribution 2 soit connectée ou non. Cela signifie qu'il n'y a pas d'interaction entre les GED des deux réseaux de distribution. Cette constatation, faite à partir des résultats de la simulation dynamique, est vérifiée par les valeurs obtenues avec les indices d'influence (Figure III-17). Les indices d'influence de la GED connectée dans le réseau de distribution 2 sont très faibles (inférieurs à 0,07 pu).

Les valeurs des pôles électromécaniques introduits par les générateurs dispersés du réseau de distribution 1, lorsque la GED est connectée ou non, dans le réseau de distribution 2 sont rassemblées dans le tableau ci-dessous. En observant les valeurs des pôles électromécaniques pour les deux cas de figure, GED du réseau de distribution 2 (D2) connectée ou non, on constate bien que les pôles électromécaniques pour chaque GED ne varient pas. Par conséquent, le comportement des différentes GED du réseau de distribution 1 est le même après une perturbation.

	Nom des pôles	Valeurs	Fréquence [Hz]	Amortissement
GED D2 connectée	$\lambda_{GED A}$	-0,94 + 27,34j	4,35	0,0344
GED D2 déconnectée		-0,94 + 27,31j	4,35	0,0344
GED D2 connectée	$\lambda_{GED B}$	-0,75 + 27,12j	4,31	0,0276
GED D2 déconnectée		-0,75 + 27,10j	4,31	0,0276
GED D2 connectée	$\lambda_{GED D}$	-0,34 + 26,95j	4,29	0,0126
GED D2 déconnectée		-0,34 + 26,93j	4,29	0,0126

Tableau III-5 : Valeurs des pôles électromécaniques des GED A, B et D

En résumé, on peut constater que la GED d'un réseau de distribution n'influence pas la GED d'un réseau de distribution adjacent. Les deux réseaux de distribution sont donc découplés. Le découplage est réalisé par les transformateurs des postes sources. Ce découplage entre les deux réseaux de distribution est valable si il n'y a pas de liaison directe entre ces réseaux (Figure III-18). Par contre, si les deux réseaux de distribution sont reliés entre eux par une ligne (il arrive parfois que certains clients soient alimentés par deux postes sources, cette double alimentation assure une meilleure continuité de service à ces "clients importants" [48]) (Figure III-19), alors la GED d'un des réseaux influence la GED de l'autre réseau de distribution. Dans ce cas, cela revient à ne considérer qu'un seul réseau de distribution du point de vu des zones d'influence.

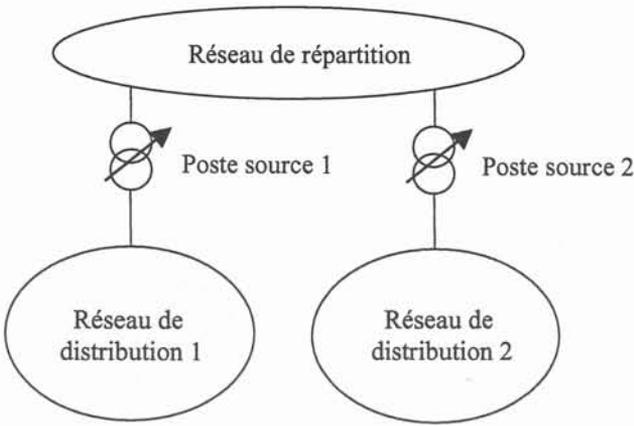


Figure III-18 : Réseaux de distribution sans liaison directe

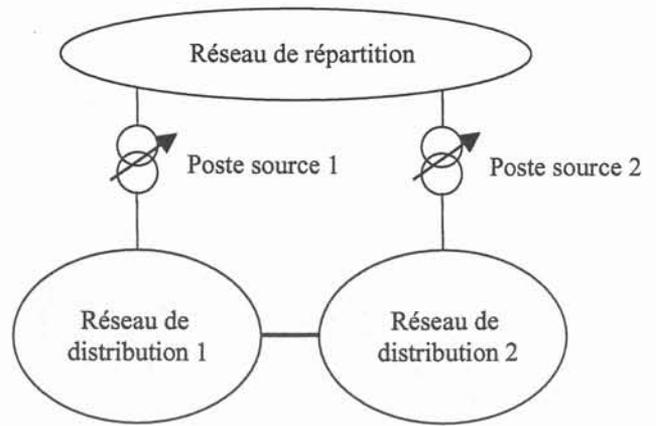


Figure III-19 : Réseaux de distribution connectés directement

Afin de confirmer cette remarque une perturbation, le court-circuit numéro 1, dans le réseau de distribution 1 est créée lorsque ce réseau possède plusieurs GED et que le réseau de distribution 2 possède aussi de la GED. L'évolution de la puissance active des GED B et G est présentée Figures III-20 et III-21. La perturbation engendre l'instabilité de la GED du réseau de distribution 1 (GED B). La GED du réseau de distribution 2 (GED G) ressent la perturbation du réseau de distribution 1 (Figure III-20). Une fois que la perturbation est éliminée, la GED G retrouve un état stable malgré les oscillations non amorties de puissance de la GED B (Figure III-21). Les oscillations de la GED G proviennent de la perturbation créée dans le réseau de distribution 1.

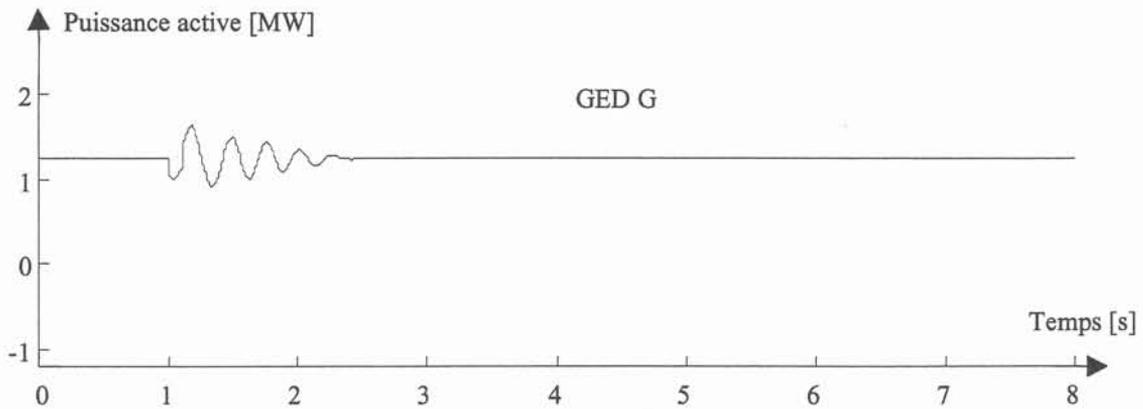


Figure III-20 : Evolution de la puissance active de la GED G

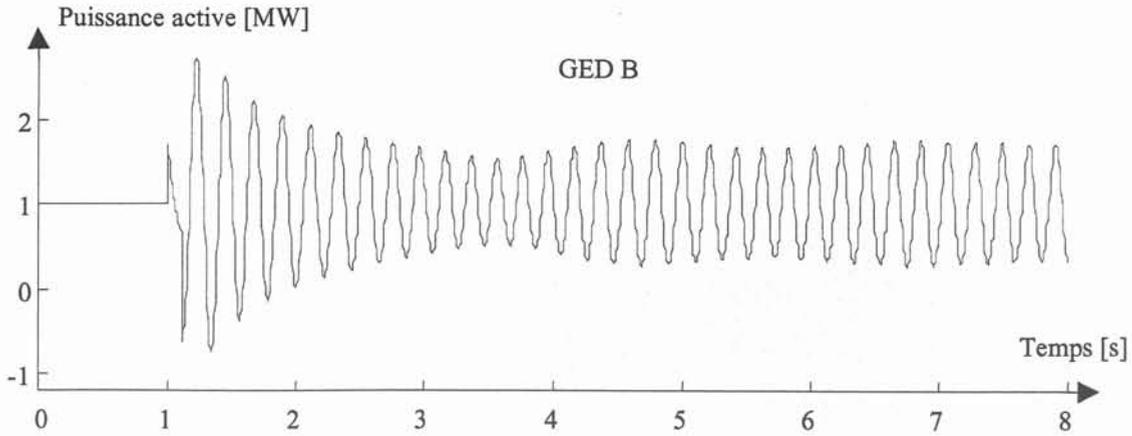


Figure III-21 : Evolution de la puissance active de la GED B

L'influence d'une GED d'un réseau de distribution sur un autre réseau de distribution vient d'être étudiée. Nous allons maintenant nous intéresser à l'influence du générateur du réseau de répartition sur la GED et inversement.

Influence du générateur du réseau de répartition sur la GED du réseau de distribution 2

L'évolution de la puissance active du générateur GED G après une perturbation est représentée lorsque le générateur G-R est connecté (Figure III-22), puis lorsqu'il est déconnecté du réseau de répartition (Figure III-23). La perturbation est un court-circuit triphasé de 200 ms sur le départ numéro 2 du réseau de distribution 2.

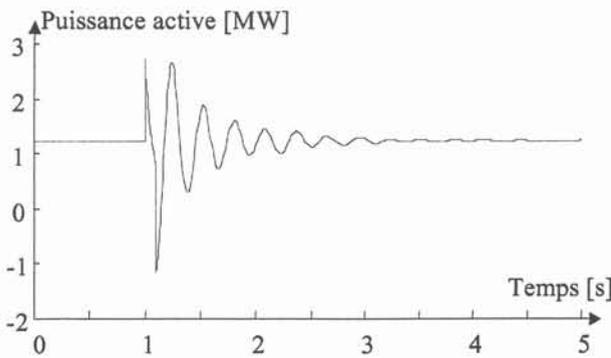


Figure III-22 : Evolution de la puissance active GED G générateur G-R connecté

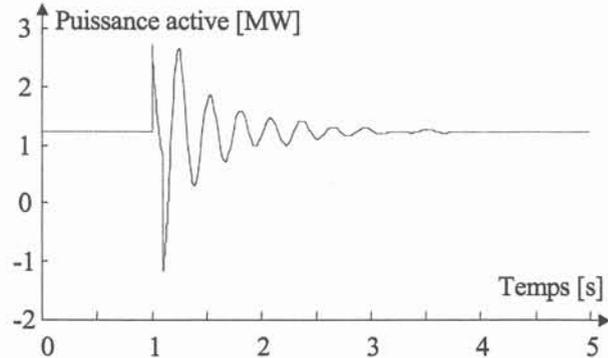


Figure III-23 : Evolution de la puissance active de la GED G générateur G-R déconnecté

L'évolution de la puissance active de GED G est la même lorsque le générateur G-R est connecté ou non, comme il est possible de le voir sur les figures III-22 et III-23. Les oscillations des générateurs dispersés du réseau de distribution 2 ne dépendent donc pas de la connexion ou non du générateur du réseau de répartition.

Les pôles électromécaniques introduits par les générateurs dispersés du réseau de distribution 2 lorsque le générateur G-R est connecté ou non sont donnés dans le tableau ci-dessous. Le pôle électromécanique du générateur G-R ne semble pas influencer les pôles de la GED du réseau de distribution 2. Les différentes valeurs (Tableau III-6) nous permettent de dire que les pôles électromécaniques des générateurs dispersés du réseau de distribution 2 ne subissent pas de modifications significatives. Par conséquent, les caractéristiques des oscillations (fréquence et amortissement) n'ont pas changé.

	Nom des pôles	Valeur	Fréquence [Hz]	Amortissement
G-R connecté	$\lambda_{GED G}$	-1,77 + 21,14j	3,36	0,0834
G-R déconnecté		-1,77 + 21,17j	3,37	0,0836
G-R connecté	$\lambda_{GED I}$	-1,92 + 17,54j	2,79	0,1089
G-R déconnecté		-1,91 + 17,55j	2,79	0,1086
G-R connecté	$\lambda_{GED L}$	-0,65 + 11,95j	1,90	0,0543
G-R déconnecté		-0,63 + 11,93j	1,89	0,0532

Tableau III-6 : Evolution des pôles des générateurs dispersés du réseau de distribution 2

Afin de mieux quantifier l'interaction du générateur du réseau de répartition sur le réseau de distribution 2 les mêmes calculs que précédemment vont être refaits, mais pour le réseau de distribution 1.

	Nom des pôles	Valeur	Fréquence [Hz]	Amortissement
G-R connecté	$\lambda_{GED A}$	-0,96 + 27,43j	4,36	0,0349
G-R déconnecté		-0,90 + 27,56j	4,38	0,0326
G-R connecté	$\lambda_{GED D}$	-0,37 + 26,73j	4,25	0,0139
G-R déconnecté		-0,33 + 28,23j	4,49	0,0106

Tableau III-7 : Evolution des pôles des générateurs dispersés du réseau de distribution 1

Le fait de connecter ou non le générateur du réseau de répartition modifie la valeur des pôles électromécaniques des GED A et D (Tableau III-7). La modification est plus conséquente pour la GED D que pour la GED A. La variation sur l'amortissement est de 23,7 % et 6,5 % respectivement. La déconnexion du générateur du réseau de répartition modifie sensiblement la stabilité de la GED la plus éloignée de lui. Pour le réseau de distribution 2, la modification n'était pas significative car la GED a une puissance plus importante.

Influence des GED d'un réseau de distribution sur le générateur du réseau de répartition G-R

L'évolution de la puissance active du générateur G-R lorsque la GED du réseau de distribution 2 est connectée ou non est représentée sur la figure ci-dessous. Dans ce cas de figure, il n'y a plus de GED dans le réseau de distribution 1. Le court-circuit est toujours réalisé au même endroit que précédemment. Il a aussi les mêmes caractéristiques.

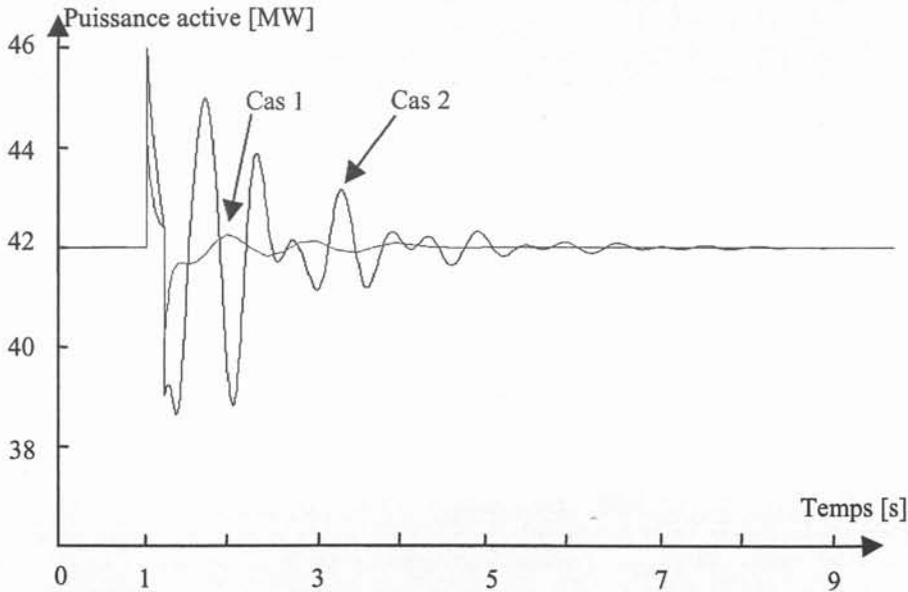


Figure III-24 : Evolution de la puissance active du générateur G-R

La puissance active du générateur de répartition G-R, lorsque la GED n'est pas connectée au réseau de distribution 1 (cas 1), n'oscille pratiquement pas après le défaut. Les oscillations ne sont pas très importantes car le générateur de répartition a une inertie importante et la perturbation est éloignée. De plus, dans les réseaux (répartition et distribution) il n'y a pas d'autres générateurs. Le calcul du pôle λ_{G-R} dans le cas où la GED est connectée, puis lorsque la GED est déconnectée, donne des valeurs pratiquement identiques (voir Tableau III-8). La stabilité du générateur synchrone n'est en principe pas modifiée lorsque la GED est connectée ou non. La connexion de la GED va par contre provoquer des oscillations plus importantes pour ce générateur car il va se mettre à osciller avec les GED (cas 2). De plus, l'introduction de génération dans le réseau de distribution va introduire des pôles électromécaniques plus instables que ceux introduits par le générateur G-R (voir Tableau III-5 et Tableau III-6).

	Valeur	Fréquence [Hz]	Amortissement
Sans GED	-0,76 + 7,74j	1,23	0,0987
Avec GED	-0,77 + 7,69j	1,22	0,1002

Tableau III-8 : Evolution du pôle du générateur G-R du réseau de répartition

Les résultats précédents sont totalement cohérents avec les indices d'influence présentés Figure III-17. En effet ceux-ci sont très faibles. Ils sont tous inférieurs à 0,1 pu.

III.4.3. Conclusion

Nous venons de voir l'influence des différents générateurs entre eux, que ce soit dans un même réseau ou non. Ceci a été réalisé par le calcul des indices l'influence et par des simulations dynamiques complétées par le lieu des pôles.

Il en ressort que la stabilité des GED n'est pas altérée par la connexion d'un nouveau générateur dans un réseau de distribution adjacent. Si les réseaux de distribution ne sont pas reliés entre eux directement, l'introduction de GED au sein d'un des réseaux de distribution n'influence pas le fonctionnement de la GED d'un réseau de distribution adjacent. Par contre la stabilité de la GED dépend fortement de l'éloignement avec les générateurs du réseau de répartition. Ceci est d'autant plus vrai que la GED est de faible de puissance.

III.5. INDICES DE SENSIBILITE

Selon le degré d'interaction entre les variables du système et les pôles, la sensibilité entre ces grandeurs est plus ou moins importante. On se propose, dans ce paragraphe, de quantifier cette interaction en définissant des indices de sensibilité. Ces nouveaux indices quantifieront le degré d'interaction entre une variable du système (puissance d'un générateur, gain d'une régulation, etc.) et un pôle d'un générateur. Un indice de sensibilité élevé impliquerait une interaction importante entre le pôle d'un générateur et la variable considérée. Un indice de sensibilité faible signifierait une faible interaction entre la variable et le pôle.

III.5.1. Définition des indices

Pour définir ces indices, il faut repartir de la théorie petits signaux et plus précisément de l'équation ci-dessous.

$$\begin{cases} \dot{z} = \Lambda.z + B_m.\Delta u \\ \Delta y = C_m.z \end{cases} \quad (\text{III-12})$$

avec

Λ : matrice contenant dans sa diagonale les vecteurs propres λ_i

B_m : matrice de commandabilité

C_m : matrice d'observabilité

Δy : vecteur des variables de sortie

u et Δy sont ici respectivement le signal d'entrée et le signal de sortie du système linéarisé.

Considérons maintenant une boucle de retour $H(p) = \varepsilon h(p)$ entre le signal de sortie et le signal d'entrée. $h(p)$ est la structure de la boucle de retour et ε le gain de cette boucle de [38-41]. Pour de faibles valeurs du gain ε , la boucle de retour entraîne un déplacement de la valeur propre λ_i égal à :

$$\Delta\lambda_i = R_i \cdot H(\lambda_i) \quad (\text{III-13})$$

avec $R_i = C_{m_i} B_{m_i}$ le résidu.

B_{m_i} est le facteur de commandabilité de la valeur propre λ_i ($i^{\text{ième}}$ élément du vecteur modal d'observabilité B_m) et C_{m_i} est le facteur d'observabilité de la valeur propre λ_i ($i^{\text{ième}}$ élément du vecteur modal de commandabilité C_m). La sensibilité de la valeur propre λ_i est, en réalité, le produit des facteurs de commandabilité et d'observabilité.

En divisant l'équation précédente par la valeur propre λ_i considérée, on obtient alors :

$$\frac{\Delta\lambda_i}{\lambda_i} = \frac{R_i}{\lambda_i} \cdot H(\lambda_i) \quad (\text{III-14})$$

En boucle ouverte, l'indice de sensibilité de la valeur propre λ_i (IS_{λ_i}) à la fermeture de la boucle de retour peut être défini par :

$$IS_{\lambda_i} = \left\| \frac{R_i}{\lambda_i} \right\| = \left\| \frac{C_{m_i} \cdot B_{m_i}}{\lambda_i} \right\| \quad (\text{III-15})$$

Cet indice, quantifiant le degré de sensibilité entre la valeur propre λ_i et le système dans lequel elle est insérée, est sans dimension.

III.5.2. Application des indices de sensibilité

Une application des indices de sensibilité consiste à calculer la sensibilité du pôle électromécanique introduit par une GED par rapport à un paramètre (puissance active, paramètres d'une régulation, etc.). Ceci permet ainsi de quantifier la sensibilité de son pôle électromécanique par rapport à un paramètre.

Pour le réseau de distribution 1, les indices de sensibilité du pôle électromécanique de la GED A vont être calculés pour trois paramètres. Ces paramètres sont :

- le gain K_q contenu dans la régulation de déphasage de la GED,
- la puissance réactive fournie par la GED (Q),
- la puissance active fournie par la GED (P).

Les valeurs des indices de sensibilité du pôle $\lambda_{GED A}$ aux trois paramètres (K_q , Q et P) sont présentées Figure III-25. Le déplacement de ce pôle, pour une variation des paramètres, est calculé avec la relation suivante.

$$\Delta\lambda_{GEDA} = \|\lambda_{GEDA_0} - \lambda_{GEDA_i}\| \tag{III-16}$$

Dans cette équation, la valeur $\lambda_{GED A_0}$ correspond au pôle existant sans modification du paramètre. $\lambda_{GED A_i}$ représente la valeur du pôle de la GED A lorsqu'un paramètre est modifié. Les valeurs des indices ainsi que le module représentant le déplacement du pôle de la GED A sont donnés ci-dessous.

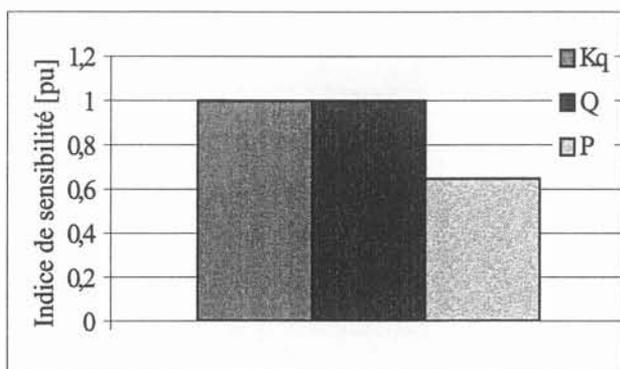


Figure III-25 : Indices de sensibilité du pôle $\lambda_{GED A}$ pour les trois paramètres

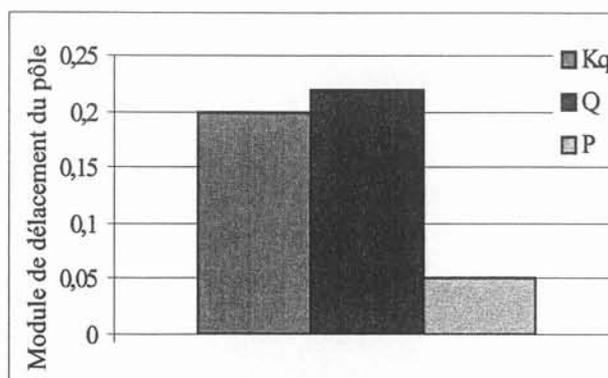


Figure III-26 : Module de déplacement du pôle $\lambda_{GED A}$ pour les trois paramètres

Le calcul des indices de sensibilité, pour les trois paramètres considérés, permet de mettre en évidence que le pôle $\lambda_{GED A}$ est plus sensible à une variation de la puissance réactive (Q) ou du gain K_q qu'à une variation de la puissance active (P).

Afin de valider les indices de sensibilité pour ce pôle, une variation des valeurs pour les trois paramètres étudiés a été simulée. Le gain K_q a maintenant une valeur de 4,4, soit une augmentation de 10 % par rapport à la valeur initiale. Les puissances active et réactive fournies par la GED sont diminuées de 10 %. Les trois paramètres sont modifiés successivement. La Figure III-26 rassemble les variations de déplacement du pôle pour les trois paramètres étudiés. En observant cette figure, on constate que les mêmes variations de K_q et Q que précédemment engendrent réciproquement un déplacement du pôle $\lambda_{GED A}$ de 0,2 et 0,21, soit une variation de 18 et 19 % de l'amortissement pour le pôle $\lambda_{GED A}$. Pour ce pôle, la variation de la puissance active provoque seulement une variation du module du pôle 0,05, soit une variation de 3 % de l'amortissement (la partie imaginaire n'a pas bougé). Le calcul des amortissements à partir des nouvelles positions des pôles permet de valider les indices de sensibilité pour ces exemples. En effet, lorsque l'indice de sensibilité est élevé la variation de l'amortissement est maximale. Une variation de l'amortissement induit une augmentation ou une diminution des oscillations.

Le calcul des indices de sensibilité permet de connaître la dépendance d'une variable par rapport au pôle mais aussi de connaître la direction initiale du déplacement du pôle. Le Tableau III-9 rassemble les modules des angles permettant de savoir comment les pôles vont se déplacer.

	Pôle $\lambda_{GED A}$
K_q	36°
Q	36°
P	51°

Tableau III-9 : Direction du déplacement du pôle

Afin de comprendre les valeurs des angles qui sont contenus dans ce tableau, un exemple est représenté Figure III-27. Il s'agit du pôle $\lambda_{GED A}$ obtenu lorsque le gain K_q est modifié. Avant la modification du gain, ce pôle est égal à $\lambda_{GED A_0} = -1,20 + 26,75j$. Après avoir modifié le gain, sa valeur est de $\lambda_{GED A_1} = -0,985 + 26,88j$. La différence d'angle peut s'exprimer par :

$$\Delta\varphi_{\lambda_{GED A}, K_q} = \text{Arg}(\lambda_1 - \lambda_0) = \text{Arg}(-0,985 + 26,88j + 1,204 - 26,75j) = 30,7^\circ \quad (\text{III-17})$$

La différence entre l'angle obtenu par l'équation précédente et l'angle dans le Tableau III-9 provient du fait que ce deuxième angle n'est valable que pour de très petites variations du gain.

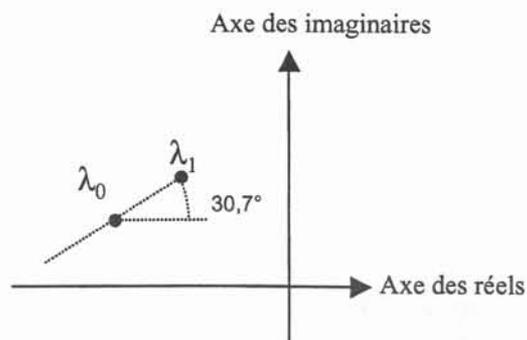


Figure III-27 : Déplacement du pôle $\lambda_{GED A}$ pour variation de K_q

Dans notre exemple, la valeur du gain a été augmentée, ce qui a engendré notamment une modification de la valeur du pôle. Ce pôle s'est déplacé vers la droite avec un angle de $30,7^\circ$. Si ce même gain avait été diminué, son déplacement aurait été vers la gauche avec un angle de départ de 36° .

Le calcul des indices de sensibilité pour les trois paramètres précédents a permis de mettre en évidence que le pôle électromécanique introduit par la connexion d'une GED est très sensible aux variations de ces paramètres. Le calcul des variations des taux d'amortissement permet de valider les indices de sensibilité des pôles pour les paramètres étudiés. Afin de voir les conséquences de la variation de l'amortissement sur le comportement de la GED lorsqu'il y a une perturbation, un exemple a été simulé. La Figure III-28 regroupe les puissances actives fournies par la GED A dans le cas où le gain K_q est égal à 4,4 (cas 2) et 4,0 (cas 1). La perturbation est un changement de la consigne de puissance active de 15 %.

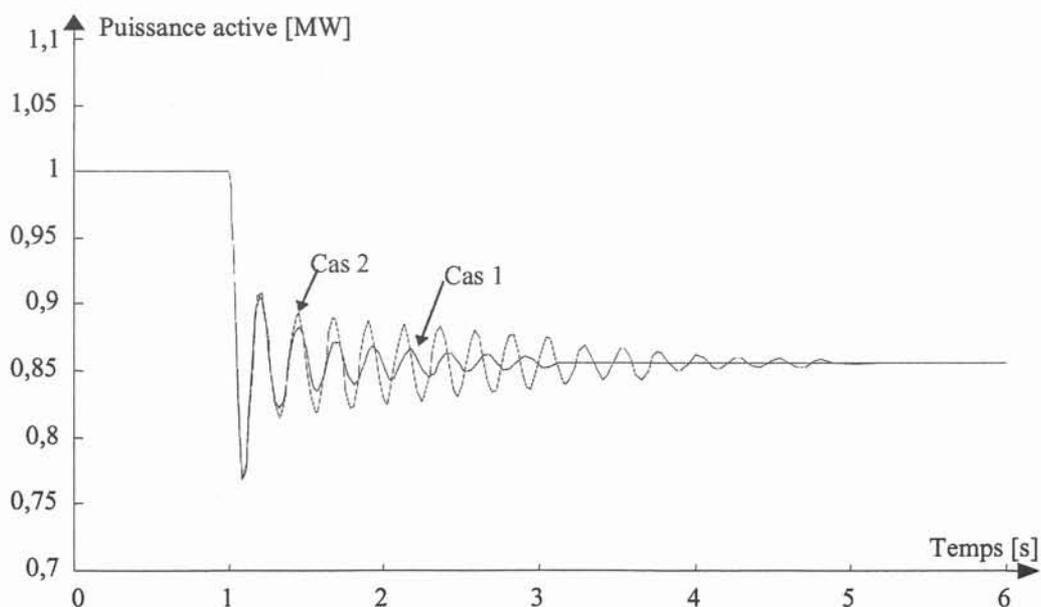


Figure III-28 : Evolution de la puissance active de la GED

Nous pouvons voir sur la Figure III-28 que les oscillations de puissance de la GED A sont amorties au bout de 2 secondes après le début du défaut pour le cas 1 et 4 secondes pour le cas 2. Les oscillations sont amorties pour un temps plus important dans le cas 2 que dans le cas 1. Cette augmentation du temps provient du fait que le changement de la valeur du gain K_q modifie la valeur du pôle, donc de l'amortissement. L'amortissement était de 0,045 lorsque $K_q = 4,0$, il est égal à 0,036 pour $K_q = 4,4$.

Les indices de sensibilité vont maintenant être exploités pour quantifier la sensibilité d'une GED par rapport à une autre. Pour cela, le réseau de distribution 1 possède une GED connectée au nœud A (GED A). Une seconde GED va être connectée successivement aux nœuds D, PS et A. Pour ces trois configurations, l'indice de sensibilité est calculé pour le pôle électromécanique de la GED A ($\lambda_{GED A}$) connectée au nœud A. Grâce aux valeurs des indices de sensibilité, l'introduction de la deuxième GED sur la première (GED A) sera ainsi quantifiée.

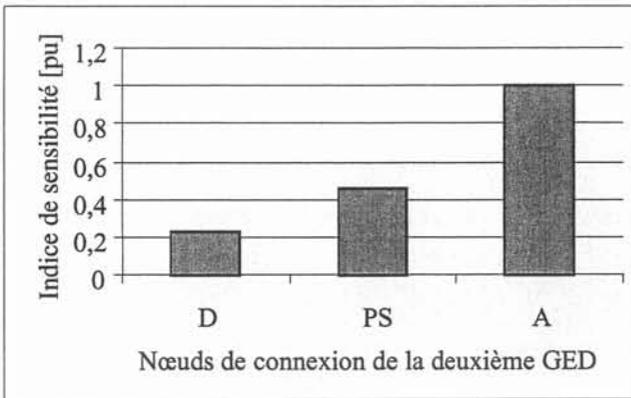


Figure III-29 : Valeurs des indices de sensibilité

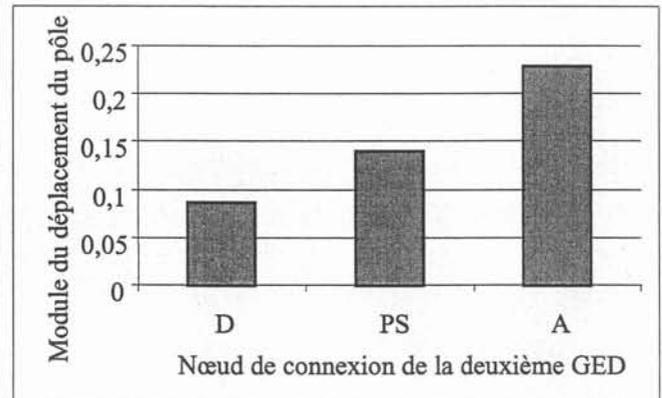


Figure III-30 : Déplacement du pôle $\lambda_{GED A}$

Les résultats obtenus par les indices de sensibilité sont cohérents avec le déplacement du pôle de la GED A. En effet, le déplacement du pôle $\lambda_{GED A}$ est le plus important quand la seconde GED est connectée au nœud A. Pour les deux autres nœuds (PS et D) l'indice de sensibilité est moins grand. D'une manière générale, l'indice de sensibilité diminue au fur et à mesure que la deuxième GED s'éloigne de la première (GED A). On retrouve les résultats présentés Tableau III-3 et Tableau III-4.

Sensibilité entre GED de deux réseaux de distribution

Comme pour les indices d'influence, les indices de sensibilité ont été calculés pour deux réseaux de distribution comportant de la GED. Ces indices de sensibilité quantifient l'interaction entre la GED A et les GED G, I et L.

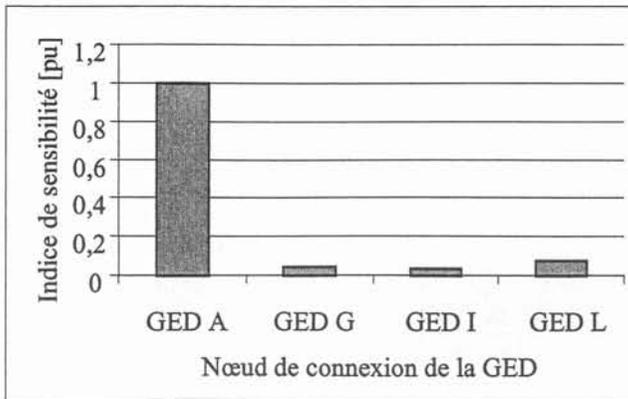


Figure III-31 : Indice de sensibilité

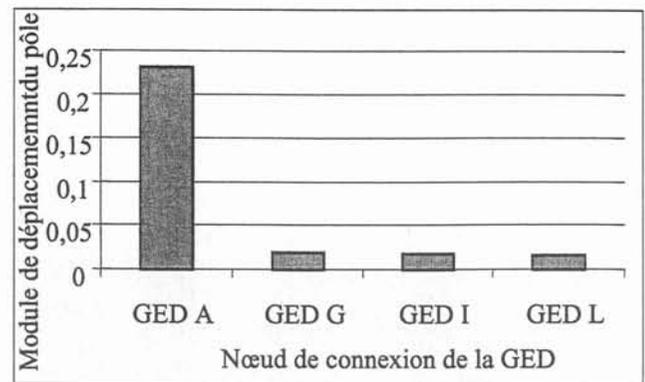


Figure III-32 : Module du déplacement du pôle électromécanique de la GED

Les sensibilités pour les GED du réseau de distribution 2 (GED G, I et L) par rapport à la GED A sont très faibles (inférieures à 0,08 pu). Ceci se retrouve sur le module de déplacement des pôles électromécaniques des GED G, I et L lorsque la GED A est connectée ou non au réseau de distribution 1. Il y a bien un découplage entre les deux réseaux de distribution.

III.5.3. Conclusion

Les différentes simulations réalisées avec le logiciel Eurostag ont permis de voir la bonne corrélation avec les résultats des indices de sensibilité.

Ces indices nous renseignent sur la modification éventuelle des pôles existants. Mais, ils ne permettent pas de savoir si la modification est bénéfique ou néfaste pour le réseau. En effet, le calcul de la phase des indices de sensibilité pour un pôle donné n'est valable que pour des petites variations de ce pôle. C'était notre cas pour la modification du gain K_q . A partir du moment où la variation devient importante ou qu'un nouveau composant est connecté au réseau, ce résultat peut être altéré.

Sur la Figure III-33 est représenté un pôle complexe ainsi que la direction de déplacement de ce pôle pour une petite variation d'un paramètre (un gain par exemple). Le déplacement de ce pôle pour des valeurs de plus en plus importantes est représenté par un trait discontinu. On voit bien que la valeur finale du pôle ne correspond pas à la direction calculée pour la valeur initiale. Dans ce paragraphe, il n'a pas été précisé si la modification éventuelle des pôles était bénéfique ou néfaste car l'introduction d'une nouvelle GED modifie nettement la stabilité.

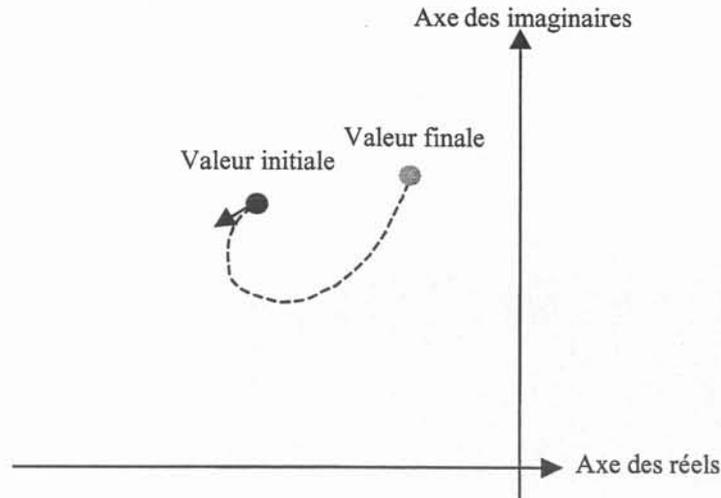


Figure III-33 : Evolution d'un pôle

III.6. CONCLUSION

L'introduction de moyens de production dans les réseaux de distribution modifie sensiblement la stabilité de ces réseaux. En effet, l'introduction de cette génération d'énergie fait apparaître de nouvelles oscillations en cas de perturbation (court-circuit, connexion/déconnexion d'un générateur, etc.). Ces oscillations correspondent à des échanges de puissance entre les générateurs d'énergie dispersés et peuvent être faiblement amorties. Ces échanges de puissance entre les GED se traduisent par des variations du transit de puissance sur les départs du réseau de distribution. Ces oscillations de puissance sont néfastes pour la GED elle-même, mais aussi pour les autres éléments du réseaux (une fluctuation de la puissance active provoque une fluctuation de la tension dans le réseau, un générateur qui devient instable risque d'engendrer l'instabilité d'un autre générateur, etc.). Ces oscillations sont donc à étudier à chaque connexion de GED.

Les caractéristiques de ces oscillations (fréquence et amortissement) ont été quantifiées grâce à la théorie petits signaux. Les différents résultats présentés ont permis de mettre en évidence la très bonne corrélation entre les simulations dynamiques et les valeurs obtenues grâce à l'analyse modale.

Afin de quantifier les interactions de la GED avec les autres éléments d'un réseau, les indices d'influence ont été introduits. Ces indices permettent de quantifier, en un nœud donné du réseau, l'influence du mode électromécanique d'une GED. La connexion d'un nouvel élément à un nœud dont l'indice d'influence est élevé signifie que cet élément subira une influence importante de la part de la GED. Les indices de sensibilité permettent de connaître l'interaction d'un paramètre (gain, puissance, etc.) d'un générateur sur un mode électromécanique. Ceci permet, entre autres, d'identifier les paramètres qui peuvent modifier le mode électromécanique d'un générateur en vue d'améliorer la stabilité. Ce travail va faire l'objet d'une des parties du chapitre suivant.

CHAPITRE IV
OPTIMISATION

CHAPITRE IV

OPTIMISATION

IV.1. INTRODUCTION

Dans les deux chapitres précédents, des problèmes liés à l'introduction de GED dans les réseaux de distribution (modification du plan de tension et dégradation de la stabilité) ont été mis en évidence. Afin de réduire ces problèmes, des algorithmes d'optimisation vont être utilisés en vue d'améliorer le fonctionnement des réseaux en présence de GED. Pour cela, quatre algorithmes d'optimisation sont tout d'abord présentés, puis ils sont exploités pour améliorer la stabilité et le plan de tension des réseaux de distribution en présence de GED.

IV.2. ALGORITHMES D'OPTIMISATION

Quatre algorithmes d'optimisation vont être présentés. Il s'agit des algorithmes du Minimax, génétique, du simplexe et du recuit simulé [42-48].

IV.2.1. Minimax

Le but de l'algorithme (ou méthode) du Minimax est de minimiser les valeurs correspondant au pire des cas (valeurs maximales) d'un jeu de fonctions à plusieurs variables. De plus, des fonctions représentant des contraintes peuvent être imposées. Cette méthode peut être formulée mathématiquement de la façon suivante [42] :

$$\begin{aligned}
 &\text{minimiser } \{\max(F(X))\} \\
 &\quad X \text{ sujet à } H(X) > 0 \quad \text{tel que } \begin{aligned}
 &c(x) \leq 0 \\
 &ceq(x) = 0 \\
 &lb \leq x \leq ub
 \end{aligned}
 \end{aligned}
 \tag{IV-1}$$

avec

"X" vecteur composé de l'ensemble des variables,

"F(X)" définit le jeu de fonctions à minimiser tandis que H(X) correspond au jeu de fonctions décrivant les contraintes,

"lb" et "ub" délimitent l'espace de variation des variables contenues dans le vecteur X ("lb" valeur minimale et "ub" valeur maximale),

"c(x)" fonction d'inégalité à respecter représentant une contrainte d'optimisation,

"ceq(x)" fonction d'égalité à respecter représentant une contrainte d'optimisation,

Pour appliquer cette méthode, la fonction d'optimisation "Minimax" de Matlab 5 a été utilisée [43]. Celle-ci repose sur une méthode de programmation séquentielle quadratique.

IV.2.2. Algorithme génétique

Les algorithmes génétiques ont été introduits par Holland à la fin des années 1960. Ces algorithmes s'inspirent de la sélection naturelle et de l'évolution des espèces [44][45].

Principe

L'idée de base des algorithmes génétiques consiste à considérer une population, représentant un ensemble de solutions potentielles du problème à optimiser, et de la faire évoluer vers une population meilleure par rapport au critère d'optimisation. Le mécanisme d'évolution est implanté par l'application de trois opérateurs dits génétiques : Reproduction, Croisement et Mutation. L'originalité des algorithmes génétiques vient du fait qu'ils considèrent un ensemble de solutions potentielles (au lieu d'une seule), réparties aléatoirement dans l'espace des solutions, d'en sélectionner les meilleures et de les combiner entre elles, tout en introduisant une part d'aléa. Cela permet une plus large exploration de l'espace des solutions et réduit fortement le risque de tomber sur des minimums locaux dans le cas de fonctions multi-modales.

Etant donné un espace de solutions potentielles E (espace de recherche) défini par les limites physiques des variables du système, chaque point de cet espace est représenté par un vecteur (individu) de dimension n. Le but est de minimiser ou maximiser une fonction coût f définie de E vers \mathfrak{R} , qui associe à chaque point de E une valeur réelle. Suivant la métaphore de l'évolution des espèces, la valeur de f(x) pour un individu x de E, exprime son adaptation à son environnement. Dans le cas d'une fonction à minimiser, un individu x est plus adapté qu'un individu y si la valeur de f(x) est plus petite que f(y). L'algorithme génétique est constitué de quatre phases qui sont l'initialisation, la reproduction, le croisement et la mutation.

Initialisation

Une population initiale est engendrée de façon aléatoire. Il s'agit d'un ensemble de points obtenus par des combinaisons des variables que l'on souhaite optimiser. Ces combinaisons sont obtenues aléatoirement.

Reproduction

Après évaluation de la fonction d'adaptation de chacun des individus, une sélection des individus les plus aptes est faite. Celle-ci consiste à reproduire des individus proportionnellement à leur valeur d'adaptation : plus un individu est adapté, plus il a de chances d'être reproduit dans la prochaine génération. Ainsi, les individus les mieux adaptés se retrouveront en plus grand nombre dans la génération suivante et ceux qui le sont moins auront tendance à disparaître.

Croisement

L'opération de croisement a lieu entre des individus regroupés en paires aléatoirement. Elle consiste pour chaque paire d'individus, à partir d'une relation plus ou moins simple les reliant, de déterminer deux nouveaux individus, qui remplacent leurs parents dans la nouvelle génération.

Mutation

L'opération de mutation consiste à changer pour un individu, une partie de son état. L'opérateur de mutation est appliqué avec une assez faible fréquence. Son rôle est de remettre une part d'aléa, et faire en sorte d'éviter que l'algorithme ne converge trop vite (vers un minimum local), en se donnant la possibilité d'une plus large exploration de l'espace de recherche. L'application de l'opérateur de mutation doit se faire avec une certaine probabilité, à déterminer. Une probabilité trop faible risquerait de faire passer l'algorithme à côté de certaines solutions optimales, en ne se donnant pas la possibilité d'explorer une nouvelle direction si l'algorithme est parti sur une mauvaise voie. En contrepartie, une probabilité de mutation trop élevée risquerait de provoquer une grande perturbation des individus engendrés. Les individus engendrés perdraient leurs ressemblances avec leurs parents et l'algorithme perdrait sa capacité d'apprentissage à partir de l'historique de la recherche.

Ces opérateurs sont appliqués de génération en génération, jusqu'à atteindre un critère d'arrêt qui peut être simplement un certain nombre d'itérations.

IV.2.3. Algorithme du Simplexe

Il s'agit d'un algorithme qui a été développé pour résoudre des problèmes d'optimisation à plusieurs variables [46]. En général, il est utilisé pour minimiser une fonction qui lui est indiquée comme paramètre d'entrée. Son grand avantage est qu'il s'agit d'une méthode complètement numérique, qui ne nécessite aucun calcul de dérivée et qui converge toujours. Par contre, l'algorithme peut très bien aboutir à un minimum local.

Descriptif de l'algorithme

Soit X_1, X_2, \dots, X_n les n variables indépendantes de la fonction f à minimiser : elles définissent une base B de l'espace vectoriel E_n .

Soit A_0 , un point de E_n dont les coordonnées sont a_1, a_2, \dots, a_n dans la base B : on peut alors définir les points A_k tels que $A_k = A_0 + \lambda_k * X_k \quad \forall k \in [1, n], \lambda_k \in \mathfrak{R}$.

L'ensemble des $n+1$ points $A_i, i \in [1, n]$ forme alors une figure géométrique de E_n que l'on appelle Simplexe. Ci-dessous, nous avons un exemple pour $n=2$.

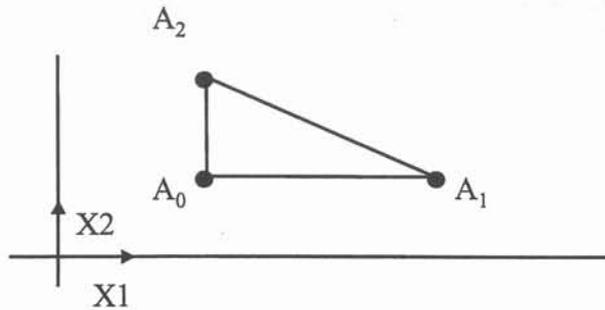


Figure IV-1 : Construction du simplexe

Pour chaque point A_i de coordonnées $(a_{i1}, a_{i2}, \dots, a_{in})$, on calcule la valeur de $f(A_i) = f(a_{i1}, a_{i2}, \dots, a_{in})$ et on isole le point A_i pour lequel f est maximal. Le but est de remplacer ce point et de former un nouveau simplexe avec le point de remplacement. Pour remplacer ce point, on procède de la façon suivante :

1. Réflexion : on remplace A_j par A_j' , symétrique de A_j par rapport à G , barycentre des n autres points (Figure IV-2).

2. Calcul de f en A_j' . Si $f(A_j') < f(A_j)$, le point A_j' convient mieux et on tente l'étape d'expansion pour obtenir le point A_j'' (Figure IV-3).

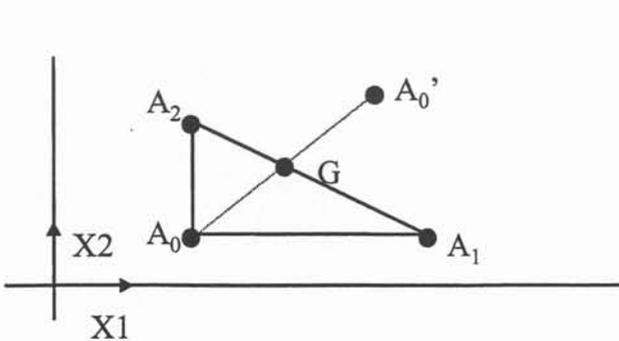


Figure IV-2 : Etape de réflexion

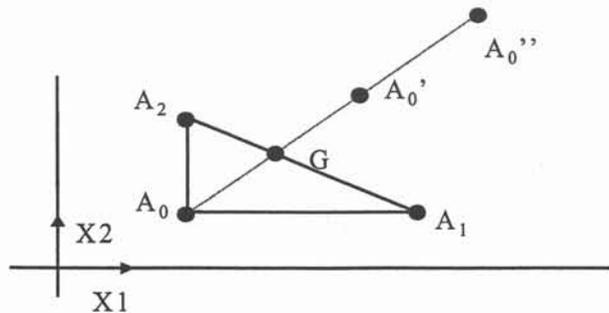


Figure IV-3 : Etape d'expansion

On calcule $f(A_j'')$:

- si $f(A_j'') < f(A_j')$, le point A_j'' remplace le point A_j pour le nouveau Simplexe sinon, le point A_j' remplace le point A_j dans le nouveau Simplexe

- si $f(A_j') > f(A_j)$, on reprend le point A_j et on tente l'étape de contraction pour avoir un nouveau point A_j' (Figure IV-4).

- si $f(A_j') < f(A_j)$, le point A_j' remplace A_j dans le simplexe sinon, on reprend le simplexe de départ et on repère cette fois ci le point A_m pour lequel la valeur de f est minimale et on effectue une contraction multiple vers ce point en remplaçant tous les autres points (Figure IV-5).

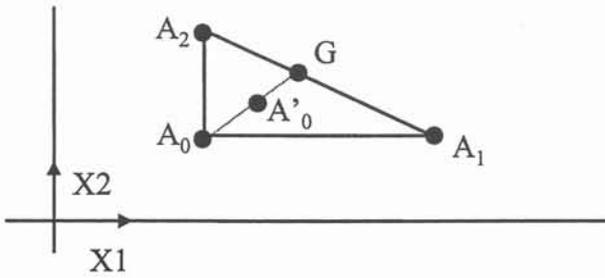


Figure IV-4 : Etape de contraction

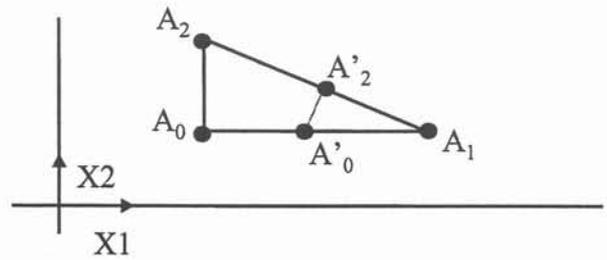


Figure IV-5 : Etape de contraction multiple

Le nouveau simplexe ne garde cette fois ci que A_m et tous les autres A_i sont remplacés. Une fois le nouveau simplexe obtenu, on renouvelle le raisonnement en isolant le nouveau point A_j qui minimise le simplexe et en le remplaçant de la même manière que précédemment. L'algorithme s'arrête lorsque les $n+1$ points du simplexe sont trop proches les uns des autres.

IV.2.4. Algorithme du recuit simulé

La méthode du recuit simulé (en anglais simulated annealing) se base sur des analogies qui existent entre le processus de recuit d'un métal afin d'obtenir une structure cristalline ayant un minimum d'énergie et un problème d'optimisation [47][48].

Au début d'un recuit réel, on choisit une température assez élevée. Le processus de refroidissement se passe très lentement tout en marquant des paliers de température qui permettent au métal de prendre un équilibre thermique dans lequel l'énergie est minimale. Au fur et à mesure du recuit, le palier de température est choisi de plus en plus bas. A la fin du processus, on obtient un matériau avec une structure cristalline ayant des atomes bien rangés et avec un minimum d'énergie. Cependant, si la température pendant le processus du recuit est abaissée trop vite, les atomes n'ont

pas le temps de s'ordonner correctement et restent dans un état figé. Le matériau prend une structure amorphe, ce qui se traduit par un niveau d'énergie plus élevé.

Une méthode qui simule le comportement d'un système d'atomes vers un état thermique stable, a été proposé par **Metropolis**. A partir d'un état connu d'un système avec la température T , on en examine l'énergie lorsque l'on effectue des changements microscopiques en modifiant aléatoirement la position d'un atome. Pour le nouvel état, on calcul l'énergie du système. La différence ΔE des énergies avant et après la perturbation est décisive pour la suite de la méthode :

- Si $\Delta E < 0$, l'état du système est retenu et utilisé comme état de base où l'on applique de nouvelles perturbations.

- Si $\Delta E > 0$, l'état est traité en terme de probabilité. Il est alors retenu avec une probabilité $P = \exp(-\Delta E/k_B T)$ où k_B désigne la constante de Boltzmann et T la température. Dans le cas contraire, l'état est rejeté.

On peut noter que plus la température est élevée, plus la nouvelle configuration a la chance d'être acceptée. En faisant un nombre de permutations suffisamment élevé, on simule finalement le comportement dynamique du système jusqu'à son équilibre thermique.

IV.2.5. Conclusion

Dans un premier temps ces quatre algorithmes d'optimisation seront utilisés pour l'optimisation des gains contenus dans les régulations de la GED en vu d'améliorer la stabilité. Puis deux de ces algorithmes (Minimax et génétique) seront utilisés pour réaliser un calcul de répartition de charge optimal. Pour ces deux utilisations, différents résultats seront présentés et discutés.

IV.3. AMELIORATION DE LA STABILITE PAR OPTIMISATION DES GAINS

IV.3.1. Pourquoi une optimisation

L'introduction de moyens de production dans un réseau engendre une détérioration de la stabilité (voir chapitre II), ceci à pour conséquence d'occasionner des oscillations plus importantes lors des perturbations. Afin de remédier à ce problème, un réglage des gains contenus dans les régulations va être réalisé. L'emploi de méthodes d'optimisation est nécessaire du fait :

- du nombre de gains à modifier,
- de la non linéarité du déplacement des pôles.

Le nombre des gains sur lesquels il est possible d'intervenir dépend du nombre de générateurs considérés et des modèles de régulations pris. Il s'avère que le modèle 1 est le plus utilisé pour de la GED dont la puissance active est inférieure à 10 MW. Par conséquent, le nombre de gains sur lesquels il est possible d'intervenir est de un par GED. Ce gain (K_q) est présent dans la régulation de tension qui est en réalité une régulation maintenant un déphasage constant (voir annexe B régulation de tension modèle 1). Par conséquent, pour notre cas, le nombre des gains pouvant être modifiés dépend directement du nombre de GED présentes dans le réseau de distribution. Le nombre des gains pouvant être modifiés est une des raisons de la nécessité de l'optimisation.

La deuxième raison qui va être présentée maintenant est beaucoup plus importante. Il s'agit de la non linéarité du déplacement des pôles. Un exemple va être utilisé pour mettre en avant ces non linéarités. Pour cela le réseau, dont la topologie est présentée sur la Figure IV-6, comporte deux GED (GED A et GED B). Chaque GED a une puissance active de 1 MW et est associée à des régulations du modèle 1.

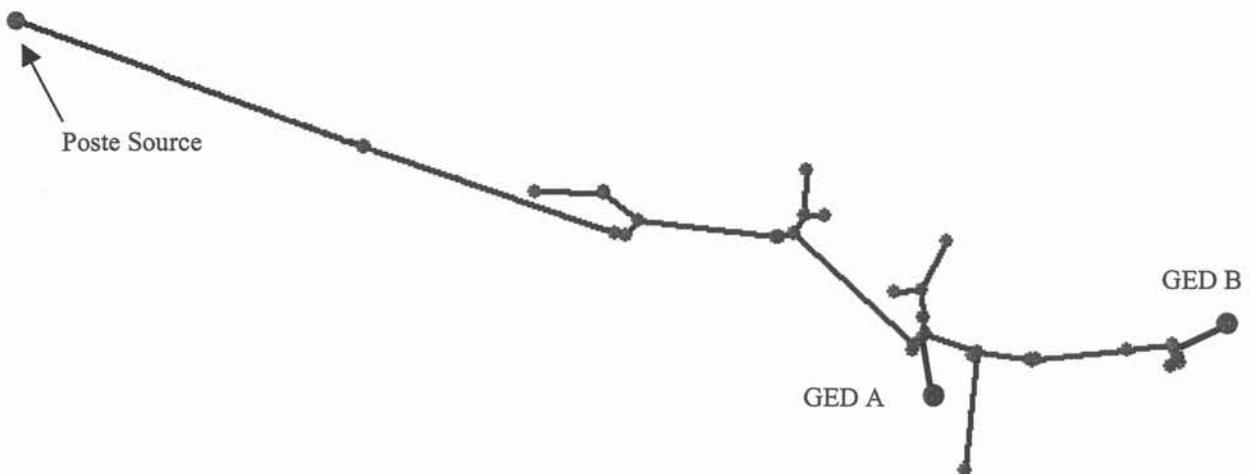


Figure IV-6 : Topologie d'un départ du réseau de distribution 1

Tout d'abord, ce réseau comporte seulement une GED au nœud A. Le gain ($K_{q \text{ GED A}}$) de la régulation de déphasage est égal à 4,5. Le pôle électromécanique introduit par cette GED est égal à $-0,463 + 26,8j$ ($f = 4,26$ Hz et $\xi = 0,017$). Quand une perturbation intervient, un court-circuit au niveau du poste source, la GED se met à osciller. Ces oscillations ont une fréquence de 4,26 Hz et sont amorties au bout de 6,5 secondes (Figure IV-7).

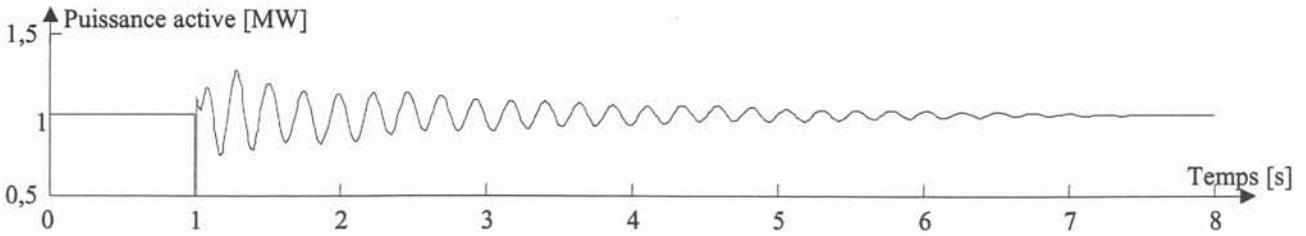


Figure IV-7 : Evolution de la puissance active de la GED A, $K_q \text{ GED A} = 4,5$

Une seconde GED est connectée à l'extrémité du réseau (GED B). Cette GED a rigoureusement les mêmes caractéristiques que la première (GED A). Les deux pôles électromécaniques valent $-0,605 + 24,7j$ pour la GED A et $+0,147 + 30,2j$ pour la GED B. La connexion de la deuxième GED modifie la valeur du pôle électromécanique de la GED A (avant la connexion de la GED B le pôle de la GED A était égal à $-0,463 + 26,8j$, après la connexion de la GED B il est égal à $-0,605 + 24,7j$). La modification de ce pôle est bénéfique du fait qu'il se déplace vers la gauche dans le plan complexe. Le pôle de la GED B est quant à lui instable (partie réelle positive). Ceci peut être observé sur la Figure IV-8. La perturbation est la même que précédemment.

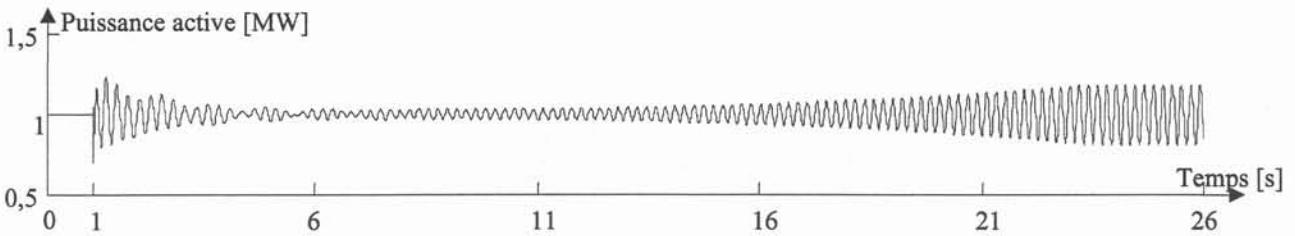


Figure IV-8 : Evolution de la puissance active de la GED B, $K_q \text{ GED A} = K_q \text{ GED B} = 4,5$

Afin de stabiliser le réseau, le gain K_q de la GED B est modifié. La nouvelle valeur de ce gain est 2,5. Pour ce gain, les oscillations survenant après la perturbation sont très peu importantes (Figure IV-9). Les oscillations ont une durée d'environ 4 secondes. Les pôles électromécaniques des GED A et B confirment les résultats observés. Ces deux pôles valent $-1,14 + 27,83j$ et $-6,18 + 25,8j$ respectivement.

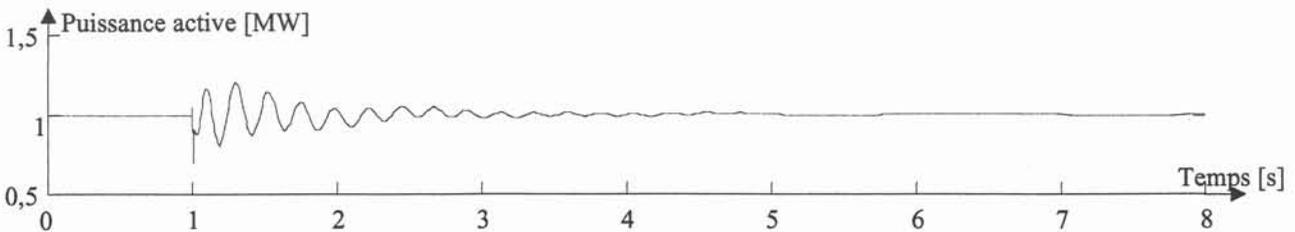


Figure IV-9 : Evolution de la puissance active de la GED B, $K_q \text{ GED A} = 4,5$ et $K_q \text{ GED B} = 2,5$

Ce même gain est modifié une seconde fois. Sa valeur est fixée maintenant à 1,5. La diminution de ce gain n'a pas le même effet que précédemment. En effet, la durée des oscillations survenant après la perturbation ré-augmente (Figure IV-10). Cette durée est de 6 secondes. Ce phénomène s'explique par le fait qu'un des pôles a maintenant une valeur de $-0,63 + 27,24j$. Ce pôle est moins stable que dans le cas précédent.

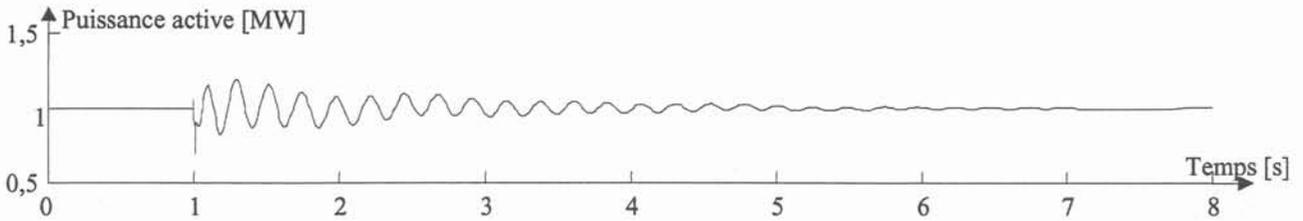


Figure IV-10 : Evolution de la puissance active de la GED B, $K_{q \text{ GED A}} = 4,5$ et $K_{q \text{ GED B}} = 1,5$

Afin de bien comprendre ce qui s'est passé, l'évolution des deux pôles électromécaniques est représentée pour différentes variations du gain $K_{q \text{ GED B}}$ (Figure IV-11). Sur cette figure, les deux pôles électromécaniques $\lambda_{\text{GED A}}$ et $\lambda_{\text{GED B}}$ pour des gains $K_{q \text{ GED B}}$ compris entre 4,5 et 1,5 (par variation de 0,5) sont représentés.

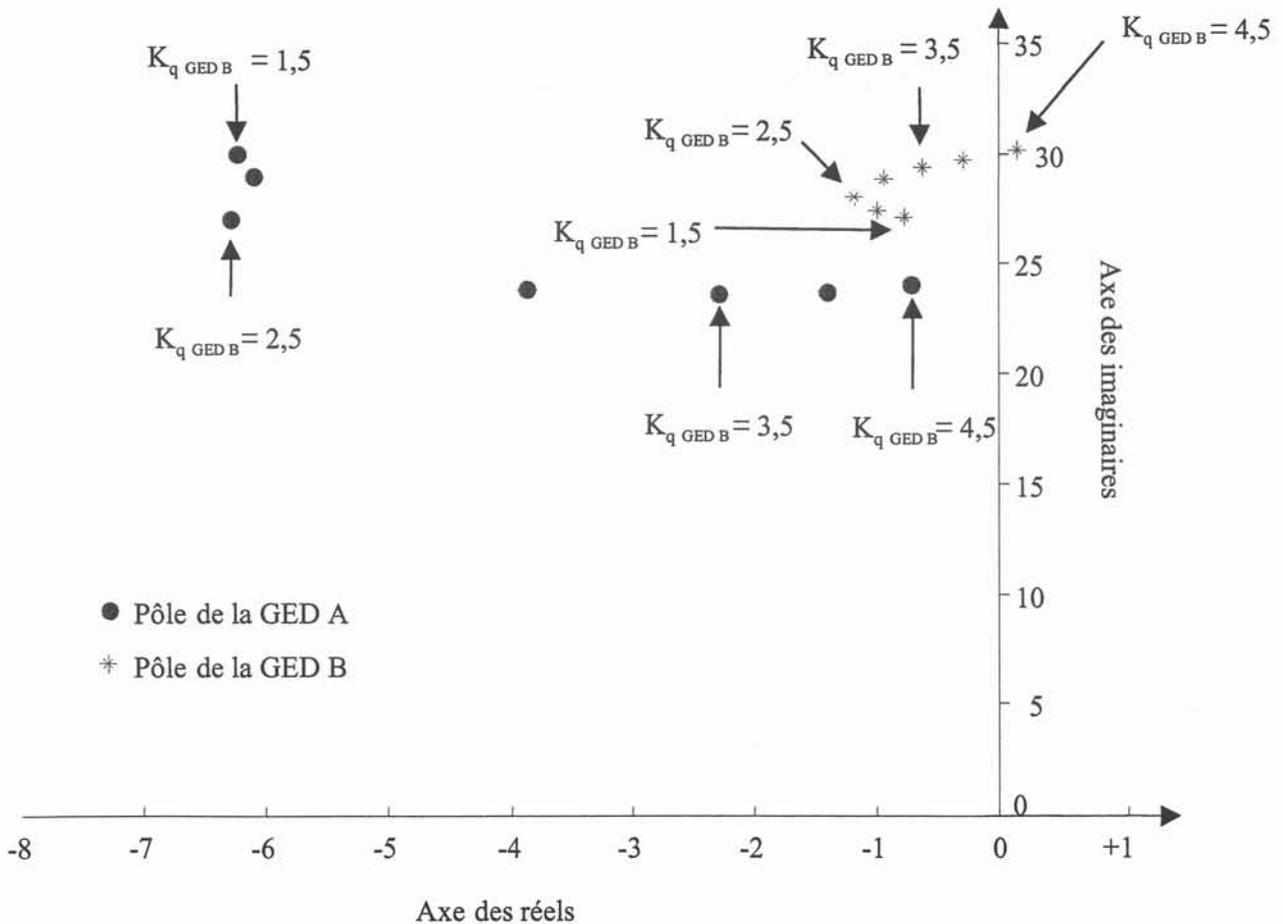


Figure IV-11 : Evolution des deux pôles électromécaniques

La diminution du gain ($K_{q \text{ GED B}}$), dans un premier temps entraîne, bien un déplacement vers la gauche des deux pôles puis, pour une valeur de l'ordre de 2,5, il y a une modification du sens de déplacement d'un des pôles ($\lambda_{\text{GED B}}$). Le pôle électromécanique introduit par la GED B (représenté par des croix) se déplace maintenant vers l'axe des imaginaires.

L'exemple présenté ci-dessus permet de bien mettre en évidence le besoin d'avoir une optimisation sur le réglage des gains. La diminution d'un gain d'une régulation ne provoque pas systématiquement l'amélioration de la stabilité d'un réseau. Le déplacement des pôles, bien qu'étant à priori continu, n'est pas linéaire.

Pour ces deux raisons (nombre important de gains et phénomène de non linéarité), il est nécessaire de recourir à des algorithmes d'optimisation pour déterminer le réglage optimum des gains.

IV.3.2. Définition du cône de stabilité

L'analyse modale nous permet, par l'intermédiaire du lieu des pôles, d'étudier la stabilité d'un système. Nous avons vu que les pôles se situant à droite de l'axe imaginaire sont instables. Des pôles se situés à gauche de cet axe mais proche de celui-ci bien qu'étant stables ont des coefficients d'amortissement très faibles. Si ces pôles sont excités par une perturbation, il en résultera des oscillations qui seront très peu amorties. Afin de limiter ces oscillations, nous définissons une limite plus restrictive que l'axe des imaginaires (Figure IV-12). Cette limite est un axe qui forme un angle θ avec l'axe des réels. Dans cette zone, qui est comprise entre l'axe des réels et cet axe que nous appelons cône de stabilité, les pôles d'un système sont considérés stables (λ_3). Au-delà de cette zone, les pôles (λ_1 et λ_2) sont dits instables même si ils sont compris entre l'axe des imaginaires et l'axe que nous avons défini. Nous chercherons donc à déplacer les pôles situés à droite de cette limite en diminuant leur angle (φ) par rapport à cette même limite.

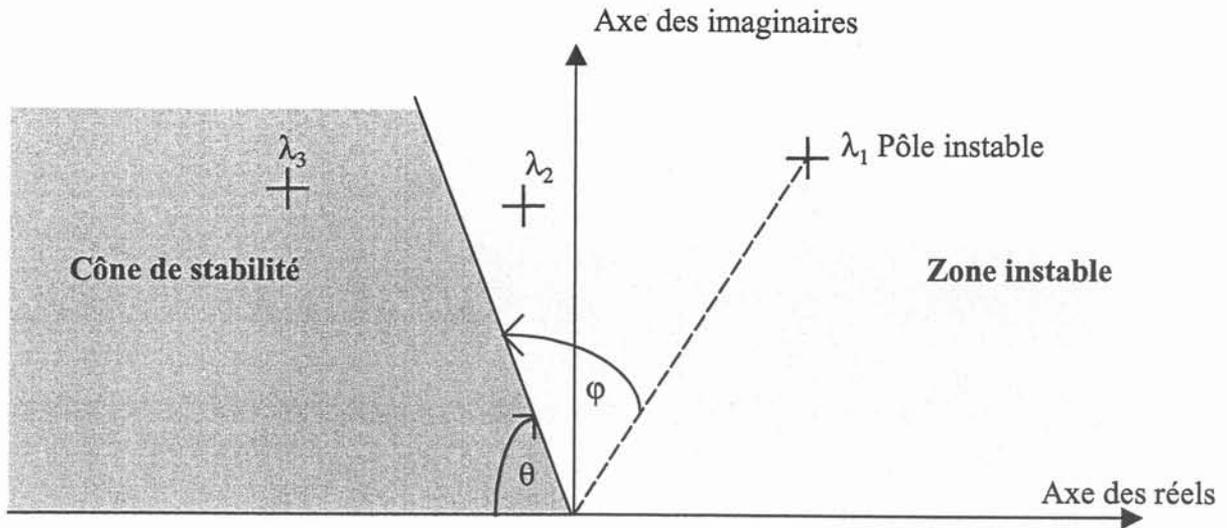


Figure IV-12 : Définition du cône de stabilité

θ = Angle limite du cône de stabilité,
 φ = Angle à diminuer et si possible à annuler

IV.3.3. Principe de modification d'un gain

Un programme a été réalisé afin de modifier la valeur des gains que l'on souhaite. Ce programme permet de modifier les gains contenus dans les régulations de tension et de calculer les nouvelles valeurs propres.

Le système d'état obtenu après la linéarisation a la forme suivante [49].

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & N \\ P & Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta z \end{bmatrix}$$

et

$$\Delta y = C \Delta z \tag{IV-2}$$

avec

x : variables différentielles

z : variables algébriques

En remplaçant la variable algébrique dans le système précédent on obtient :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= (M - NQ^{-1}P)\Delta x \\ \Delta y &= -CQ^{-1}P\Delta x \end{aligned} \tag{IV-3}$$

Les matrices M et N contiennent les paramètres des équations différentielles :

- des blocs des régulations (intégrateur, passe bas, etc.)
- des machines (flux, vitesse, etc.)

Les matrices P et Q contiennent les paramètres des équations algébriques :

- des blocs des régulations (gains),
- des machines (courants, etc.),
- du réseau (tension des nœuds, etc.).

C est la matrice des variables de sortie.

La variation d'un gain se fait avec le principe de la figure ci-dessous.

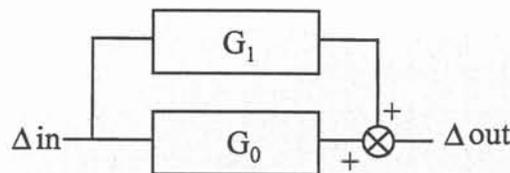


Figure IV-13 : Principe de modification d'un gain

La variation de la sortie peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\Delta out = (G_0 + G_1) \Delta in = \Delta out_0 + \Delta out_1 \tag{IV-4}$$

Δout_0 : sortie lorsque le gain n'est pas modifié

Δout_1 : variation apportée par le gain G_1

Les équations, lorsque l'on veut faire varier un gain, sont les suivantes :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= M\Delta x + N\Delta z \\ 0 &= P\Delta x + Q\Delta z + B\Delta u \\ \Delta y &= C\Delta z \end{aligned} \tag{IV-5}$$

Le produit $B\Delta u$ contient la variation apportée par le gain que l'on rajoute. L'ensemble des lignes de la matrice B sont nulles, sauf la ligne où l'on veut modifier le gain. En remplaçant la variable algébrique dans le système précédent, on obtient :

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= M\Delta x - NQ^{-1}P\Delta x - NQ^{-1}B\Delta u \\ \Delta y &= -CQ^{-1}P\Delta x - CQ^{-1}B\Delta u\end{aligned}\tag{IV-6}$$

Le terme $CQ^{-1}B$ est nul car, dans notre cas, il n'y a pas de liaison directe entre Δy et Δu . Nous obtenons alors les deux équations suivantes :

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= M\Delta x - NQ^{-1}P\Delta x - NQ^{-1}B\Delta u \\ \Delta y &= -CQ^{-1}P\Delta x\end{aligned}\tag{IV-7}$$

La variable Δu est égale à $k\Delta y$. Le système s'écrit alors :

$$\Delta \dot{x} = M\Delta x - NQ^{-1}P\Delta x - NQ^{-1}BkCQ^{-1}P\Delta x\tag{IV-8}$$

En écrivant cette équation sous une autre forme :

$$\Delta \dot{x} = \left((M - NQ^{-1}P) - NQ^{-1}BkCQ^{-1}P \right) \Delta x = (A_0 + A_1) \Delta x\tag{IV-9}$$

La matrice A_0 correspond au cas initial (pas de variation du gain). La matrice A_1 correspond à la variation des pôles pour une variation du gain. Lorsque le gain est modifié (par la modification de k), les valeurs propres sont calculées à partir des matrices A_0 et A_1 . A chaque modification du gain, il faut aussi modifier la matrice Q avec la relation suivante : $Q = Q + BkC$. En effet, il faut prendre en considération la modification du gain que l'on vient d'ajouter pour les modifications des gains suivants.

IV.3.4. Mise en application des algorithmes d'optimisation

Les quatre algorithmes présentés dans le premier paragraphe vont être utilisés pour optimiser les gains en vu d'améliorer la stabilité du réseau de distribution 1 en présence de trois GED (GED A, B et D). Chaque GED a une puissance de 1 MW. Avec les quatre algorithmes, les pôles

électromécaniques ne se situant pas dans le cône de stabilité vont être déplacés. L'axe délimitant le cône de stabilité est fixé à 80°. Chaque gain à une plage de variation qui est comprise entre 2 et 6.

Avant l'optimisation, les valeurs des trois angles φ sont positives et sont comprises entre 8,5° et 9,8°. Les pôles, pour le cas initial, forment un angle de 88,5° à 89,8°. Ces valeurs d'angle, ainsi que celles résultant de l'optimisation des gains, sont présentées sur la Figure IV-14. Les valeurs des gains obtenues pour les quatre algorithmes d'optimisation sont présentées dans le Tableau IV-1

Algorithmes		Valeurs des Gains	Pôles	Fréquence	Amortissement
Initial	$K_{q\ GED\ A}$	4,40	-0,53+27,26j	4,33	0,0194
	$K_{q\ GED\ B}$	4,30	-0,19+27,98j	4,45	0,0068
	$K_{q\ GED\ D}$	4,10	-0,086+28,36j	4,51	0,0030
Simplexe	$K_{q\ GED\ A}$	2,20	-8,73+22,79j	3,62	0,350
	$K_{q\ GED\ B}$	2,15	-8,05+23,02j	3,66	0,330
	$K_{q\ GED\ D}$	2,00	-7,74+23,39j	3,72	0,314
Recuit	$K_{q\ GED\ A}$	2,55	-7,66+23,92j	3,80	0,305
	$K_{q\ GED\ B}$	2,34	-6,99+23,91j	3,80	0,401
	$K_{q\ GED\ D}$	2,19	-5,87+24,74j	3,93	0,230
Génétique	$K_{q\ GED\ A}$	3,09	-4,99+25,88j	4,11	0,189
	$K_{q\ GED\ B}$	2,75	-4,91+25,19j	4,00	0,191
	$K_{q\ GED\ D}$	2,67	-3,56+26,09j	4,15	0,135
Minimax	$K_{q\ GED\ A}$	2,81	-4,90+24,92j	3,96	0,193
	$K_{q\ GED\ B}$	2,85	-4,75+25,95j	4,13	0,180
	$K_{q\ GED\ D}$	2,71	-4,55+25,55j	4,06	0,175

Tableau IV-1 : Valeurs des gains et des pôles avant et après l'optimisation

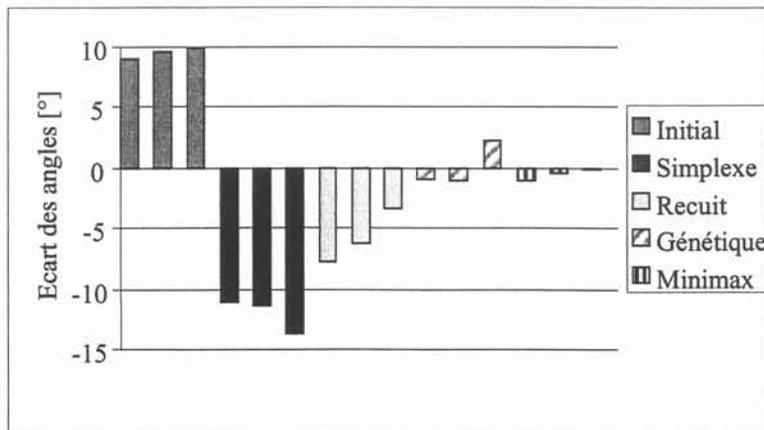


Figure IV-14 : Ecart des angles pour les résultats des quatre algorithmes et du cas initial

Sur les quatre algorithmes d'optimisation, l'algorithme génétique donne encore un angle positif. Pour ce cas, l'algorithme n'a pas trouvé de solution du fait de sa méthode utilisée pour aborder le problème. La visualisation du déplacement des pôles pour cet algorithme n'étant pas vraiment explicite (nuage de points très dense) sur le fonctionnement de l'algorithme. Seul les couples de points de départ (population initiale) sont représentés sur la Figure IV-15. Cette visualisation permet de voir, après la génération aléatoire de départ, les pôles qui seront utilisés pour trouver l'optimum. Cet algorithme commence par une sélection aléatoire d'individu dans tout l'espace des solutions. Ensuite, les pôles, par l'intermédiaire des gains, suivent les règles génétiques pour tendre vers l'optimal. Selon le nombre de couples de points représentant la population initiale et les autres paramètres (taux de mutation, etc.), il peut arriver que cet algorithme ne trouve pas de solution.

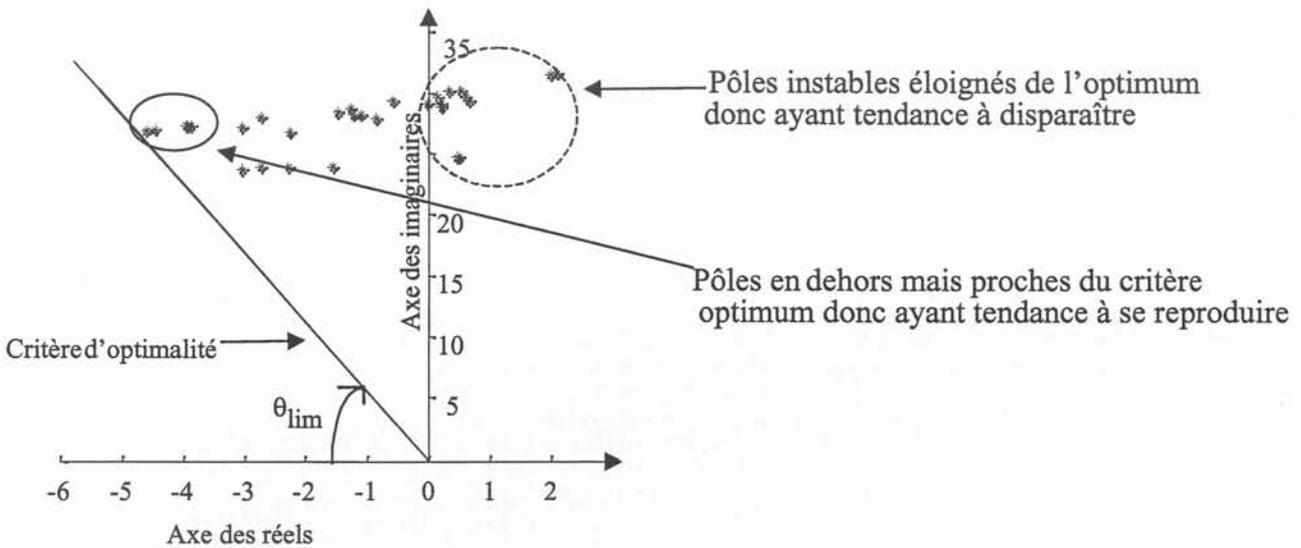


Figure IV-15 : Population de départ de l'algorithme génétique

En théorie, cet algorithme permet de toujours trouver l'optimum, s'il existe. En réalité, il faut savoir utiliser les différents paramètres que sont : la population initiale, le taux de mutation, la probabilité de sélection, le nombre d'itérations, le critère de convergence, ainsi que les fonctions génétiques utilisées pour simuler le croisement, la mutation et la sélection. Il y a donc beaucoup de paramètres en jeu. Mais la population initiale et le nombre d'itérations sont les deux plus importants. En augmentant la population initiale, il y a plus de chance de s'approcher de l'optimum. De même, en augmentant le nombre d'itérations, le programme cherchera davantage à faire évoluer les individus. Mais en contrepartie, le temps de calcul augmente. Nous pouvons aussi augmenter le taux de mutation, mais s'il est trop grand, l'algorithme ne pourra pas converger car il changera trop souvent d'espace de solution. De même, la probabilité de sélection permet de retenir plus ou moins d'individus, et donc de définir un espace de solutions acceptables plus ou moins grand.

Pour les trois autres algorithmes d'optimisation, les angles résultants des différents pôles sont négatifs. Les pôles se situent donc dans le cône de stabilité que nous avons défini. Cependant, il existe de grandes disparités entre les résultats.

L'algorithme du Simplexe déplace les pôles bien au-delà de l'axe limite. Les angles sont négatifs mais ont des valeurs importantes (entre -11 et -14 °). Pour ce cas, le calcul de l'optimisation est très rapide mais les valeurs trouvées sont éloignées des valeurs souhaitées. En diminuant le pas de calcul, il est possible de se rapprocher de ces valeurs mais cela sera au détriment du temps de calcul. Cependant cet algorithme a l'avantage d'être le plus simple de tous.

L'algorithme du recuit simulé donne de meilleures résultats que l'algorithme du Simplexe mais le temps de calcul est vraiment trop long.

L'algorithme du Minimax est celui qui donne les meilleurs résultats avec une durée de calcul raisonnable. Cet algorithme diminue de façon continue les valeurs des gains jusqu'à trouver une solution optimale (Figure IV-16). Pour l'exemple présenté, les angles (φ) sont inférieurs à 1 °.

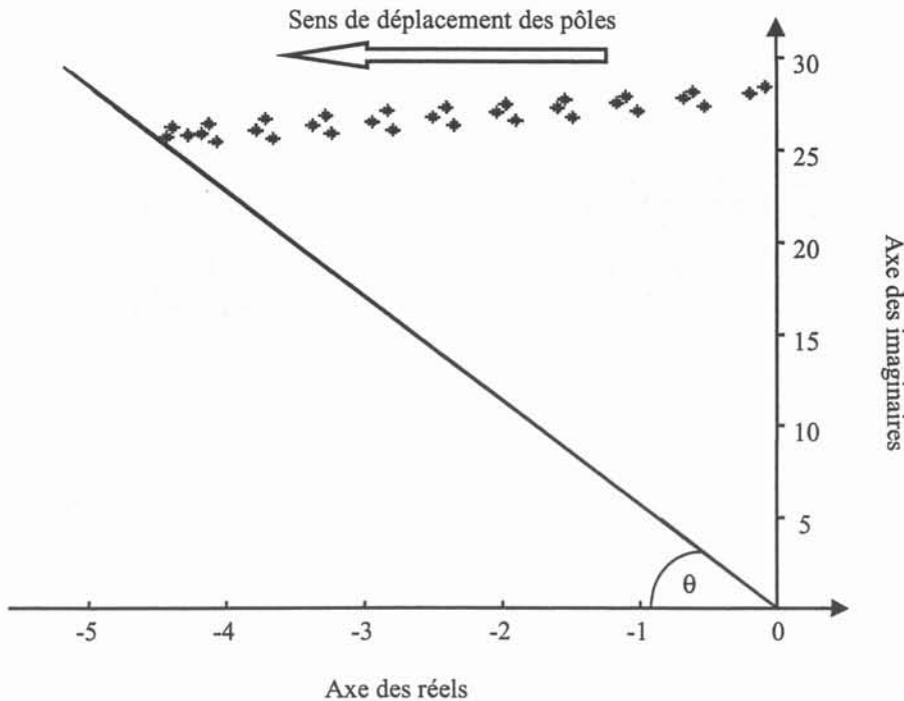


Figure IV-16 : Evolution des pôles pendant l'optimisation avec l'algorithme du Minimax

Les courbes ci-dessous montrent le comportement dynamique de la GED après un court-circuit, ceci pour le cas initial (gains non optimisés) et pour les gains optimisés avec l'algorithme du Simplexe et du Minimax. Tout d'abord, l'évolution de la puissance active des trois GED (A, B et D) raccordées au réseau de distribution 1 pour les gains initiaux est représentée sur les Figures IV-17 à IV-19.

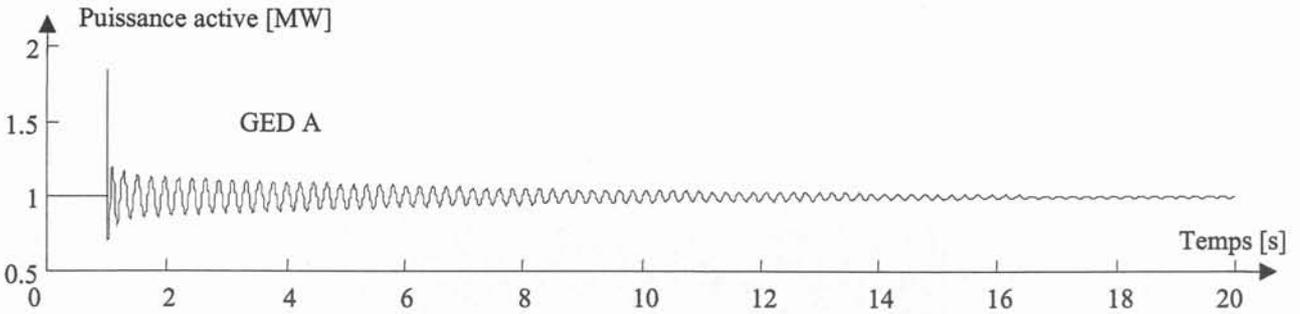


Figure IV-17 : Evolution de la puissance active de la GED A, cas initial

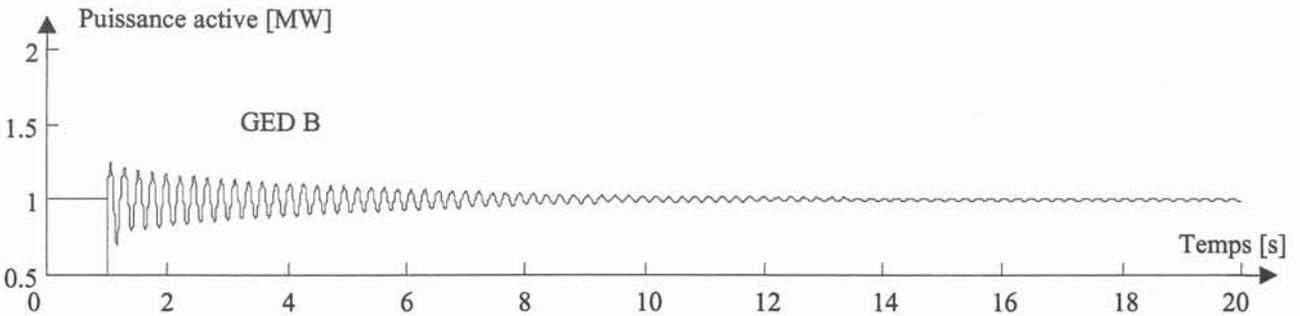


Figure IV-18 : Evolution de la puissance active de la GED B, cas initial

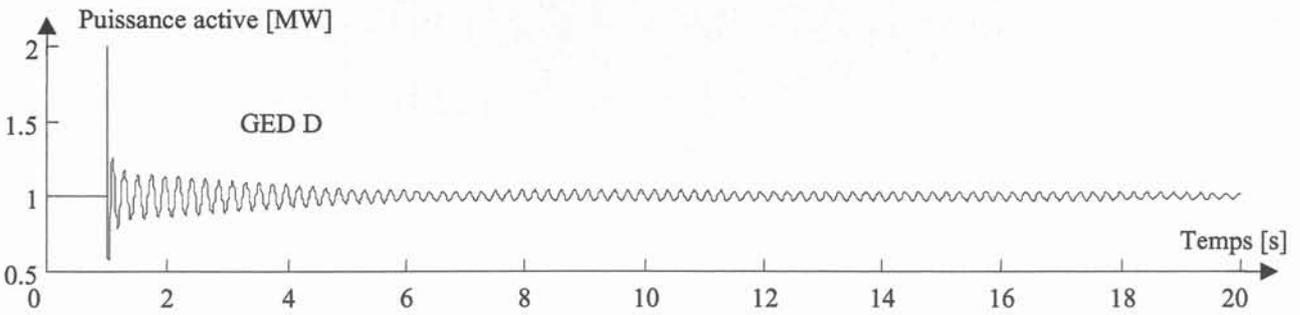


Figure IV-19 : Evolution de la puissance active de la GED D, cas initial

Les oscillations survenant après la perturbation (court-circuit numéro 4) ont une durée très importante (20 secondes). Pour des gains obtenus avec l'algorithme du Minimax, le régime transitoire des trois GED est nettement moins important (Figures IV-20, IV-21 et IV-22 courbes en trait discontinu). Les oscillations sont amorties au bout de 2 secondes (GED B). L'optimisation des gains permet de déplacer les pôles électromécaniques de façon très significative. Le déplacement des pôles obtenu avec l'algorithme du Simplexe est encore plus important. Cela se traduit par une durée des oscillations moins importante que précédemment (à peine 1,5 s pour la GED B, courbes en trait continu). Les résultats obtenus avec cet algorithme sont meilleurs que ceux obtenus avec l'algorithme du Minimax (si on regarde la durée des oscillations). Cependant, pour l'algorithme du Simplexe, un des gains est égal à la valeur de butée que nous avons fixée (soit 2). Ceci est un problème, car si la valeur minimale du gain avait été plus petite, le gain après l'optimisation aurait

été aussi plus petit (il y a un risque alors de supprimer toute la dynamique de la régulation). Pour cet algorithme, les valeurs minimales des gains doivent être fixées avec le plus grand intérêt. Ceci est le point faible de cet algorithme par rapport à celui du Minimax.

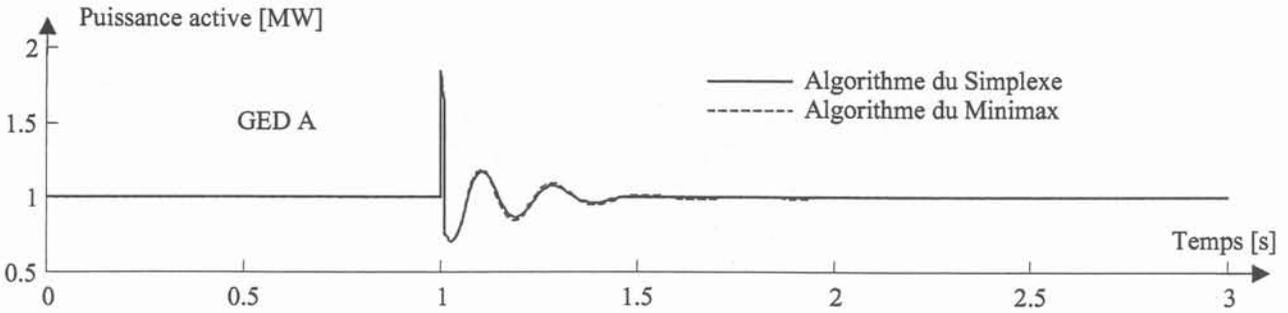


Figure IV-20 : Evolution de la puissance active de la GED A, pour deux réglages des gains

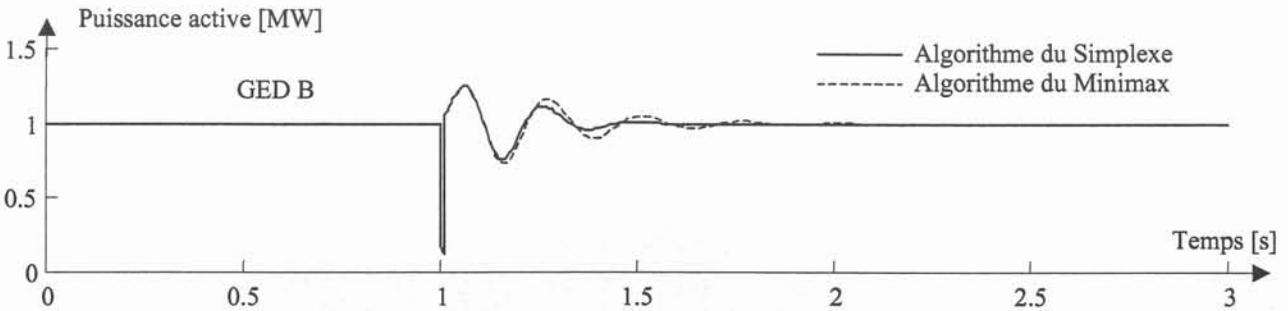


Figure IV-21 : Evolution de la puissance active de la GED B, pour deux réglages des gains

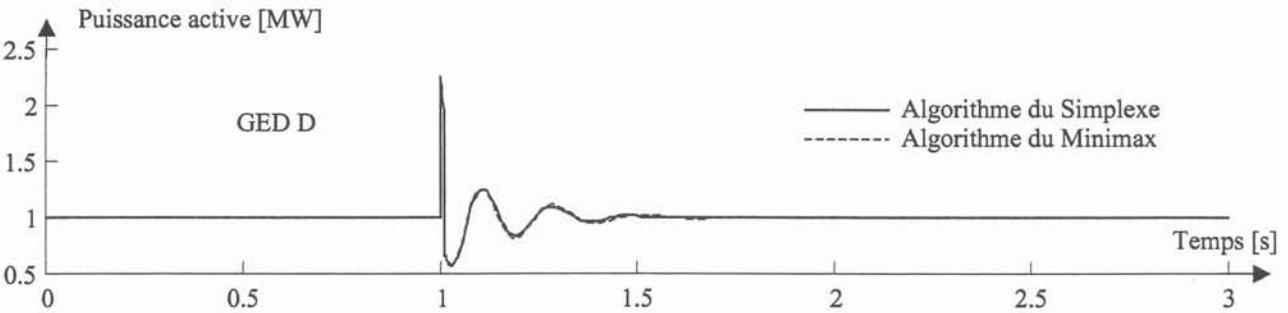


Figure IV-22 : Evolution de la puissance active de la GED D, pour deux réglages des gains

L'optimisation des gains permet d'améliorer la stabilité et par conséquent de réduire les oscillations survenant après un court-circuit. L'amélioration de la stabilité sera aussi importante pour d'autres perturbations comme la déconnexion d'une GED. Dans l'annexe H, l'évolution de la puissance active des GED A et D lorsque la GED B est connectée, et ceci pour les gains initiaux et ceux optimisés avec l'algorithme du Minimax, est présentée.

Problème rencontré

Il arrive qu'un ou plusieurs pôles ne soient pas dans le cône de stabilité (par exemple le Pôle 1_{G-R} Figure IV-23) et qu'ils ne subissent aucune variation lorsque des gains sont modifiés. Certains pôles

sont insensibles à la variation des gains. C'est le cas du Pôle 1_{G-R}. Ce pôle est introduit par le générateur présent dans le réseau de répartition. Au cours de l'optimisation, il faut détecter ces pôles et les exclure de la fonction à minimiser sinon l'algorithme risque de s'attarder sur ce pôle et de ne pas trouver de solution.

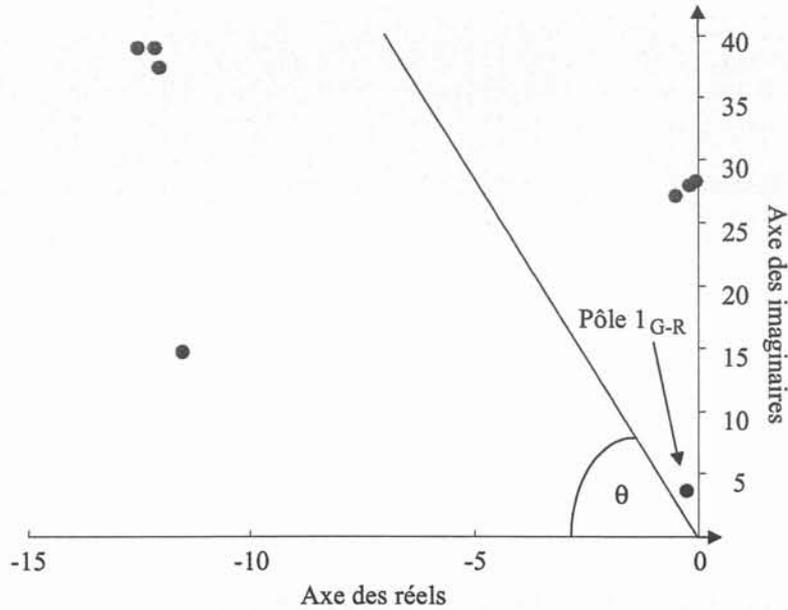


Figure IV-23 : Emplacement de l'ensemble des pôles complexes du cas initial.

IV.3.5. Conclusion

L'optimisation des gains des régulations de la génération d'énergie introduite dans les réseaux de distribution permet d'améliorer de façon très significative la stabilité du réseau. Il en résulte en cas de défauts des oscillations moins importantes.

Des quatre algorithmes utilisés, l'algorithme du Minimax donne les meilleurs résultats. Les angles formés par les pôles résultants de l'optimisation sont très proches de la valeur souhaitée. Les trois autres algorithmes utilisés peuvent permettre d'obtenir des solutions pratiquement identiques mais avec des temps de calcul beaucoup plus importants. Pour un temps de calcul du même ordre de grandeur, l'algorithme génétique est beaucoup plus complexe à manipuler que l'algorithme du Simplexe.

IV.4. OPTIMISATION DE LA TENSION

IV.4.1. Introduction

Les distributeurs d'électricité sont très attentifs à la qualité de l'énergie électrique, notamment sur l'amplitude de la tension. En effet, les distributeurs d'électricité doivent maintenir le niveau de la tension distribuée dans les plages autorisées afin de respecter les normes sur la qualité de tension. La norme EN 50 160 [50] fixe la variation de l'amplitude de la tension à $\pm 10\%$ de la tension nominale. Il existe aussi des contrats plus restrictifs entre les distributeurs et les consommateurs sur le niveau de tension fournie. Par exemple en France, le contrat Emeraude chez EDF prévoit que la tension délivrée à un client doit être comprise à $\pm 5\%$ de la tension contractuelle de référence. Souvent, la tension contractuelle de référence est la tension nominale. Le maintien de la tension dans les plages permises permet d'assurer le bon fonctionnement des différents appareils connectés au réseau. Les appareils connectés ont un fonctionnement optimal pour une plage de tension donnée. Par exemple à $\pm 5\%$ de la tension nominale pour les moteurs et les transformateurs. De plus, le maintien de la tension limite les pertes Joule dans le réseau.

Les différentes études d'impact de la GED sur les réseaux de distribution présentées au chapitre II ont fait apparaître des problèmes de surtension et de sous-tension liés à l'introduction de la GED. Ces problèmes peuvent être limités en effectuant une optimisation du plan de tension. Deux algorithmes d'optimisation, l'algorithme génétique et l'algorithme du Minimax, vont être implantés afin de réaliser un calcul de répartition de charge optimal en tension (Optimal Power Flow en anglais). Les différents résultats obtenus avec ces deux algorithmes seront ensuite présentés et discutés.

IV.4.2. Définition et descriptif d'un OPF en tension

L'exploitation d'un réseau d'énergie est soumise à de nombreuses contraintes (équilibre entre la production et la consommation des charges, maintien du plan de tension, stabilité des générateurs, etc.). Lors de l'exploitation d'un réseau, un OPF peut être utilisé pour fixer les productions des différents générateurs en fonction de la puissance consommée par les charges.

Un OPF est constitué de deux fonctions. L'une de ces deux fonctions réalise un calcul de répartition de charge (Load Flow en anglais). La deuxième, grâce à un algorithme d'optimisation, effectue l'optimisation afin de respecter l'ensemble des contraintes à prendre en compte. Les critères d'optimisation peuvent être nombreux et variés [51] [52]. Il est possible d'avoir :

- le niveau de tension en différents nœuds du réseau,
- le coût de production,

- le nombre de générateurs en service,
- ...

Les contraintes à prendre en compte peuvent être par exemple :

- les puissances minimales et maximales des générateurs,
- les tensions minimales et maximales autorisées dans le réseau,
- ...

Dans les réseaux de transport, l'OPF est utilisé pour fixer les puissances des générateurs afin d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation et ceci en assurant un bon profil de tension tout ayant le coût de production le plus faible possible.

L'OPF qui a été développé, pour les réseaux de distribution en présence de GED, permet d'optimiser le plan de tension en prenant en compte les régleurs en charge. Les contraintes de l'optimisation sont liées aux puissances minimales et maximales des générateurs. Des contraintes sur les coûts de production seront aussi considérées. De nombreux algorithmes d'optimisation peuvent être implantés afin de réaliser un OPF [53]. La facilité de prise en compte des différentes contraintes à respecter et des éléments du réseau dépend des spécificités des algorithmes d'optimisation. Deux algorithmes d'optimisation présentés précédemment vont être utilisés pour réaliser un OPF. Il s'agit de l'algorithme génétique et du Minimax.

Mise en œuvre des algorithmes

Le vecteur X est composé des puissances des GED. La puissance fournie par chaque GED peut varier de 0 à 4 MW ($lb=0$ et $ub=4$ pour l'algorithme du Minimax).

La fonction à minimiser, $F(X)$, correspond au plan de tension du réseau étudié. Il peut s'agir de la tension en tous les nœuds ou seulement en certains nœuds du réseau. La fonction à minimiser est de

la forme
$$\sum_{i=1}^n (U_i - U_i^0)^2$$

avec

n nombre de nœuds dont la tension doit être prise en compte,

U_i tension à prendre en compte au nœud i,

U_i^0 tension souhaitée au nœud i.

Pour l'algorithme génétique, le nombre d'itérations est fixé à 30. La population initiale, nombre de couples de départ, est fixée à 20.

IV.4.3. Présentation des résultats

Quatre cas vont être présentés. Ils mettront en évidence les problèmes rencontrés avec ces deux algorithmes et l'intérêt de réaliser une optimisation. Dans le réseau de distribution 1, il y a deux GED dans chaque zone sauf dans la zone 4. L'emplacement des GED est représenté sur la figure ci-dessous. La puissance active des générateurs est limitée à 4 MW. Le régleur en charge du transformateur du poste source est réglé pour maintenir une tension de 20,5 kV en sortie du transformateur. Le régleur en charge possède une résistance de compoundage ($R=0,6 \Omega$).

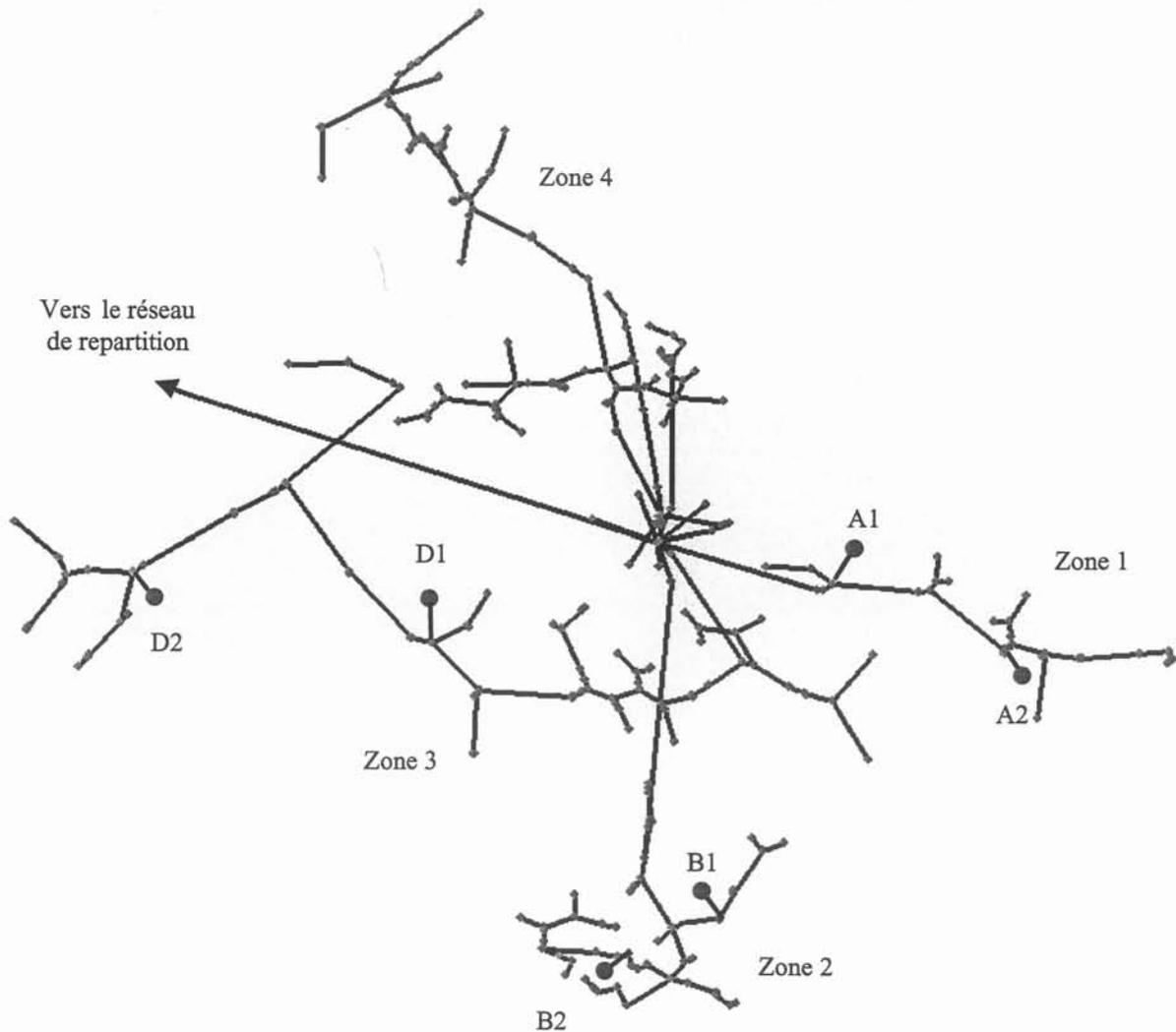


Figure IV-24 : Emplacement de la GED dans le réseau de distribution 1 pour l'OPF

Les deux algorithmes d'optimisation prennent en compte la puissance réactive fournie par les GED. La puissance réactive est fonction de la puissance active injectée. L'équation ci-dessous exprime la relation entre ces deux puissances.

$$Q_{GED} = P_{GED} * \tan(\varphi) \quad (IV-10)$$

avec $\tan(\varphi)=0,414$

Pour les quatre cas qui vont être présentés, le poste source fournit toute la puissance active et réactive nécessaire afin d'assurer l'équilibre entre les puissances fournies par les GED et celles consommées par les charges.

L'OPF va être utilisé pour connaître la puissance à connecter pour avoir 20,7 kV aux nœuds A1, A2, B1, B2, D1 et D2. La légende des couleurs ci-dessous sera utilisée pour l'ensemble des résultats donnés dans ce paragraphe, et ceci pour la puissance et la tension des GED.

- Algorithme génétique
- Algorithme minimax

cas 1 : Réseau de distribution 1 avec 6 GED

Les différents résultats obtenus (puissance active, puissance réactive et tension) avec les deux algorithmes sont donnés Figure IV-25, Figure IV-26, et Figure IV-27.

Les puissances actives des GED obtenues avec les deux algorithmes sont différentes tandis que les tensions aux différents nœuds ne le sont pas, comme il est possible de la voir sur les Figures IV-25 et IV-26. La puissance délivrée par les six GED obtenue par l'algorithme génétique est égale à 19,5 MW, elle est de 24 MW par l'algorithme Minimax. Il y a une différence de 23 % entre les puissances tandis que sur les tensions, l'écart est pratiquement nul. La moyenne des six tensions obtenue par les deux optimisations est même pratiquement égale à 20,35 kV. L'explication de la différence de puissance active fournie par les GED est que la prise du régulateur en charge résultant de l'optimisation par l'algorithme génétique n'est pas la même que celle de l'optimisation par l'algorithme du Minimax. On peut le constater à travers l'évolution de la tension au nœud A1. En effet, la tension à ce nœud est de 20,26 kV lorsque la puissance injectée est de 4 MW (algorithme du Minimax). Ce nœud a une tension de 20,42 kV, tension plus élevée que précédemment pour une puissance injectée de seulement 3,5 MW (algorithme génétique). Cette différence de tension s'explique par le fait que la prise du transformateur a changé.

La puissance réactive des GED est l'image, à un coefficient près, de la puissance active (Figure IV-26). La prise en compte de la puissance réactive dans cet OPF, comme les GED ne régulent pas la tension, est facile.

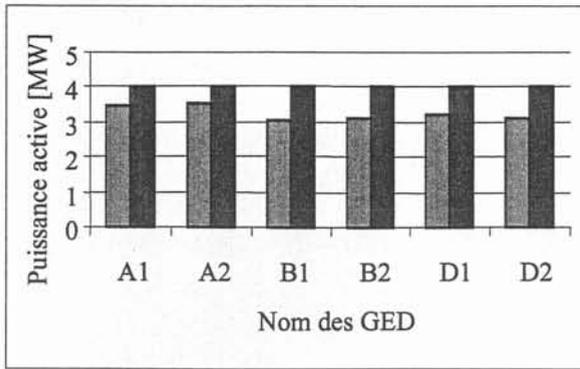


Figure IV-25 : Puissance active des GED cas 1

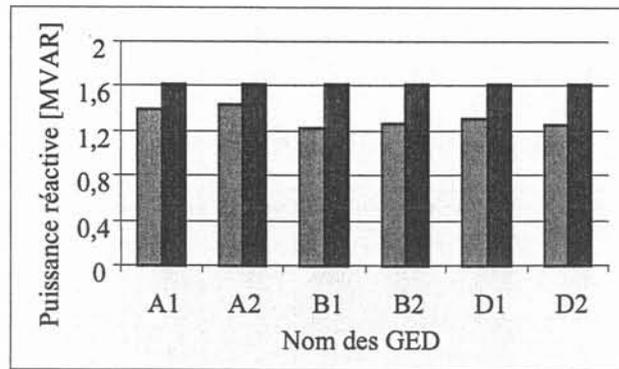


Figure IV-26 : Puissance réactive des GED cas 1

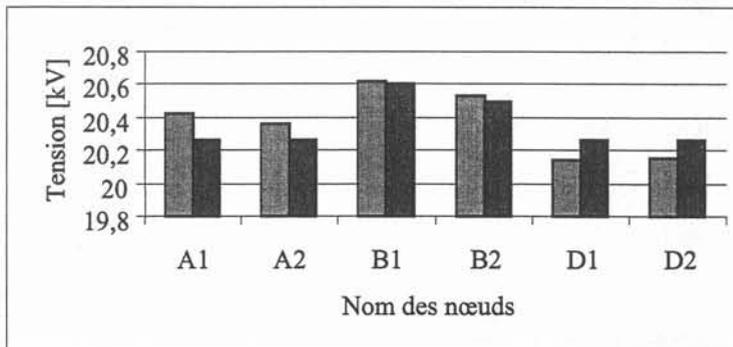


Figure IV-27 : Tension des nœuds cas 1

Le cas 1 est repris et les GED connectées aux nœuds D1 et D2 sont déconnectées (cas 2). Les réglages du transformateur du poste source et le profil de tension souhaité sont identiques. Comme pour les résultats précédents, les résultats de l'OPF montrent un écart important sur les puissances des GED obtenues (16 MW pour l'algorithme du Minimax et 6,5 MW pour l'algorithme génétique). Les tensions des nœuds à l'extrémité de la zone 3 sont maintenant inférieures à 19 kV dans le cas de l'optimisation avec l'algorithme Minimax. Ceci s'explique par le fait que la prise du régulateur en charge est plus basse dans le cas de l'optimisation avec l'algorithme Minimax et que les GED aux nœuds D1 et D2 n'existent plus.

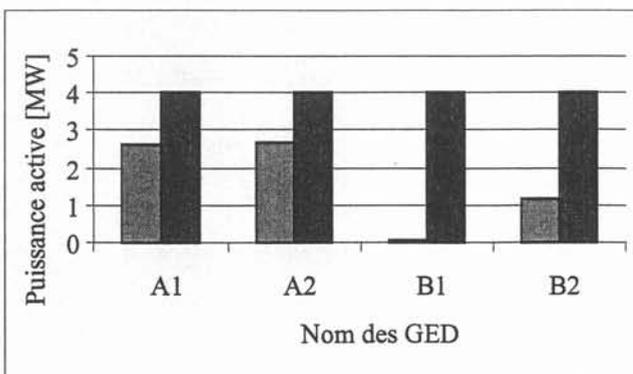


Figure IV-28 : Puissance active des GED cas 2

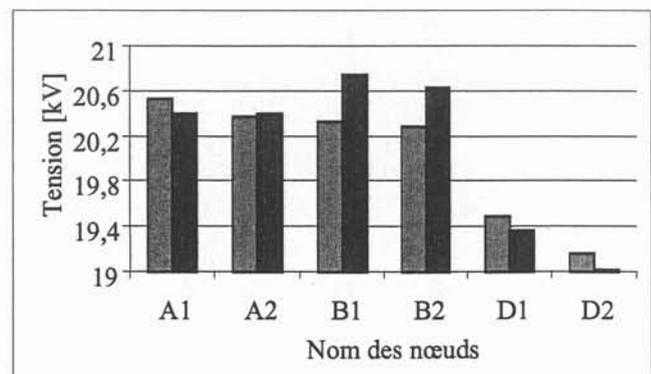


Figure IV-29 : Tension des nœuds cas 2

L'optimisation par l'algorithme génétique permet de trouver de bons résultats. Le Minimax tente de réduire l'écart sur les tensions en augmentant la puissance fournie par les GED, mais cela provoque un changement de la prise (diminution) donc une diminution de la tension sur les départs où il n'y a pas de GED. L'algorithme génétique va s'apercevoir, grâce à un couple de points de sa population initiale, que l'augmentation de la tension peut se faire aussi par une diminution importante de la puissance fournie par les GED.

L'algorithme Minimax est basé sur une évolution continue des grandeurs à traiter. Pour cet algorithme, une augmentation de la puissance fournie par les GED entraîne une élévation de la tension dans le réseau. A l'inverse, une diminution de la puissance entraîne une diminution de la tension. Ceci est vrai mais il arrive, quand la puissance fournie par les GED d'un réseau diminue sensiblement, que la prise du régulateur en charge change (augmentation), ce qui provoque une augmentation de la tension pour l'ensemble des nœuds du réseau.

Cas 3 : Réseau de distribution 1 avec 4 GED

Les cas suivants qui vont être présentés concernent un OPF dans lequel une fonction coût de production pour la GED est introduite. Ces résultats montreront un autre problème lié à l'algorithme Minimax. La première fonction coût (coût 1) fixe les relations entre les coûts des puissances actives des quatre GED comme suit :

$$\begin{aligned} C_{A1} &= C_{B1} && \text{coût de production du GED A1 est égal à celui du GED B1} \\ C_{A1} &= 2 C_{A2} && \text{coût de production du GED A1 équivaut à 2 fois celui du GED A2} \\ C_{A1} &= 3 C_{B2} && \text{coût de production du GED A1 équivaut à 3 fois celui du GED B2} \end{aligned}$$

De plus, il faut que l'égalité ci-dessous soit respectée.

$$C_{A1} + C_{B1} + 2C_{A2} + 3C_{B2} - 8 = 0 \quad (\text{IV-11})$$

Cette relation implique que la somme des puissances actives des GED pondérées soit égale à 8 MW. Le poste source fournit toujours toute la puissance active et réactive nécessaire afin d'assurer l'équilibre entre les puissances fournies par les GED et consommées par les charges. De plus, aucune fonction de coût de production n'est associée à la puissance provenant du poste source. Pour l'algorithme du Minimax, la prise du régulateur en charge est imposée par le programme pour que l'ensemble des nœuds du réseau ait une tension supérieure à 19 kV. Les résultats obtenus sont rassemblés sur les Figures IV-30 et IV-31.

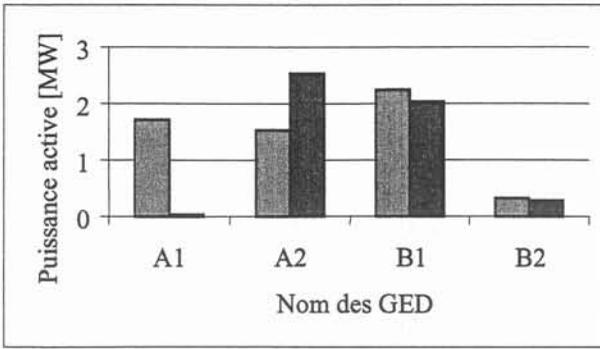


Figure IV-30 : Puissance active des GED cas 3 coût 1

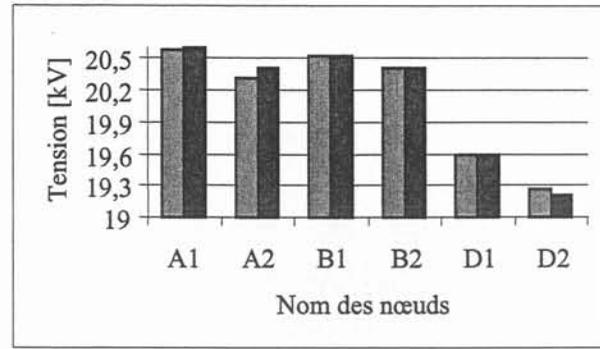


Figure IV-31 : Tension des nœuds cas 3 coût 1

Les deux algorithmes donnent des résultats différents comme pour le cas précédent. Cependant, la différence sur les tensions n'est pas très importante. La puissance totale fournie par les GED est différente selon l'algorithme utilisé. L'algorithme génétique trouve une puissance totale de 5,8 MW tandis que le Minimax trouve une puissance de 4,93 MW. Notons que les deux algorithmes respectent la contrainte de la fonction coût. Il est difficile de dire lequel des deux profils de tension est le meilleur. Cependant, on peut noter que la répartition des puissances injectées est très différente pour les GED A1 et A2.

Nous allons voir dans le cas présenté ci-dessus (cas 4) que l'algorithme du Minimax ne trouve pas de solution. Pour cela la première fonction coût est modifiée (coût 2) et est maintenant égale à :

$$C_{A1} + C_{B1} + C_{A2} + C_{B2} - 5,8 = 0 \tag{IV-12}$$

Les deux Figures IV-32 et IV-33 regroupent les différents résultats obtenus. L'algorithme du Minimax ne trouvant pas de solution se met à ne plus respecter les contraintes sur les puissances fournies par les GED. La solution obtenue fait apparaître que la GED connectée au nœud A1 doit consommer de la puissance active.

Cet exemple nous montre une des limitations de l'algorithme du Minimax. Lorsque l'algorithme n'arrive pas à respecter l'ensemble des contraintes d'optimisation, il ne respecte plus l'espace de variation des puissances ($lb=0$). Pour ce même exemple, l'algorithme génétique trouve une solution en respectant l'ensemble des contraintes d'optimisation.

En comparant les résultats obtenus avec l'algorithme génétique, pour les deux fonctions coûts, on peut voir que le fait de supprimer les pondérations sur la somme des productions entre les GED permet d'augmenter la puissance de A2 et B2 (là où la tension est la plus faible voir Figure IV-30 et Figure IV-32).

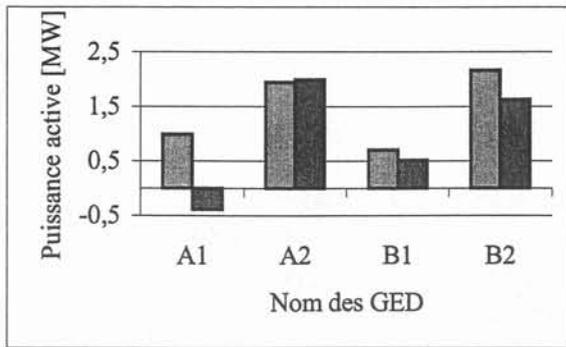


Figure IV-32 : Puissance active des GED
cas 4 coût 2

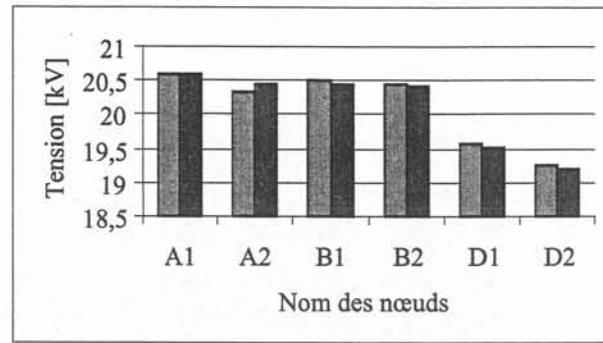


Figure IV-33 : Tension des nœuds
cas 4 coût 2

IV.4.4. Conclusion

Un OPF avec deux algorithmes différents a été utilisé pour optimiser le plan de tension. Plusieurs résultats ont été présentés et discutés. Ces résultats font apparaître que l'algorithme génétique est beaucoup mieux adapté à la réalisation d'un OPF que l'algorithme du Minimax. En effet, il a été montré que l'algorithme du Minimax, du fait de ces spécificités, n'arrive pas à trouver une solution avec la meilleure prise du régleur en charge. De plus, lorsque cet algorithme n'arrive pas à converger, il se met à ne plus respecter certaines contraintes.

L'algorithme génétique, ayant une approche de type discret, permet de faire une exploration en profondeur (population de départ avec différentes prises). Cette méthode permet de trouver une solution correcte à condition que la population de départ soit suffisamment importante. En effet, si celle-ci ne comporte que quelques couples de points, il peut arriver que ceux-ci soient regroupés sur une seule et même prise. Les résultats obtenus avec cet algorithme pour deux optimisations identiques peuvent être différents du fait de la population initiale. Néanmoins, en prenant une population importante, autour de 30 couples de points, et une vingtaine d'itérations, les résultats obtenus sont très voisins. L'algorithme du Minimax, pour deux optimisations identiques, donne toujours les mêmes résultats.

IV.5. CONCLUSION

L'insertion de génération d'énergie au sein des réseaux existants modifie sensiblement le fonctionnement de ceux-ci. Il a été montré que ces modifications peuvent engendrer des problèmes de surtension et de sous tension, de perte de stabilité, etc. Il est par conséquent nécessaire d'avoir recours à des méthodes d'optimisation afin que ces nouveaux générateurs puissent s'insérer correctement dans les réseaux existants.

Pour les deux optimisations réalisées (celles des gains et du plan de tension), l'algorithme génétique est le mieux approprié pour réaliser un OPF et le Minimax pour une optimisation sur les gains. Cela peut s'expliquer par le fait que l'optimisation des gains pour améliorer la stabilité est une optimisation non linéaire mais continue, tandis que l'optimisation du plan de tension d'un réseau ayant des régleurs en charge est une optimisation non linéaire et discrète-continue.

Dans l'annexe I, on trouvera d'autres optimisations en vue d'insérer au mieux de la génération d'énergie dans les réseaux existants.

CHAPITRE V

FONCTION D'ENERGIE TRANSITOIRE

CHAPITRE V

FONCTION D'ENERGIE TRANSITOIRE

V.1. INTRODUCTION

Les perturbations survenant dans les réseaux sont nombreuses et variées (déconnexion d'un générateur d'une charge, court-circuit, etc.). L'étude du comportement des générateurs présents dans le réseau lors de ces perturbations est nécessaire afin de vérifier que le réseau évolue vers des conditions de fonctionnement acceptables (pas de perte de synchronisme des générateurs par exemple). Les grandeurs à surveiller pendant l'analyse de la stabilité transitoire sont principalement les angles rotoriques des machines. Afin d'évaluer la sévérité de ces perturbations, le Temps d'Elimination Critique (TEC) de défaut est utilisé [59]. Le Temps d'Elimination Critique de défaut correspond à la durée d'application limite de la perturbation au-delà de laquelle le réseau devient instable. Le TEC est aussi un paramètre très important pour le réglage des protections présentes dans les réseaux.

Il existe différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire simulations numériques, méthode d'intelligence artificielle, fonction d'énergie transitoire. Cette dernière à la particularité d'étudier la stabilité transitoire en comparant les énergies injectées par les générateurs pendant la perturbation et l'énergie critique que peut contenir le réseau. De plus, elle ne nécessite pas de calcul itératif comme la simulation numérique.

Après une présentation des différentes méthodes permettant d'étudier la stabilité transitoire dans un réseau, les concepts de la fonction d'énergie transitoire seront présentés puis utilisés pour établir une relation entre les TEC et l'énergie critique que peut contenir le réseau. Cette relation permettra de calculer les TEC en fonction de l'énergie injectée par les GED au cours d'une perturbation.

Dans le chapitre III, nous avons vu que le réseau de distribution 1 était à la limite de stabilité lorsque celui comportait 7 GED. Ce réseau comportait donc sa puissance maximale connectable. Pour déterminer cette puissance, ceci nécessite d'établir deux relations. La première entre la puissance de la génération et l'énergie injectée pendant une perturbation. La deuxième entre l'énergie critique et la valeur du TEC. Dans ce chapitre, cette deuxième relation sera établie.

V.2. METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE

Nous allons présenter ici les principales méthodes d'analyse de la stabilité transitoire. Une critique accompagnera la présentation de chaque méthode.

Depuis trente ans, beaucoup de méthodes ont été proposées pour traiter la stabilité transitoire. Elles peuvent être classées en quatre groupes :

- les méthodes à base de simulation numérique,
- les méthodes de reconnaissance de forme,
- les méthodes directes,
- les méthodes hybrides qui combinent la simulation numérique avec une méthode directe ou avec une méthode de reconnaissance de forme.

V.2.1. La simulation numérique

La simulation numérique est la méthode traditionnelle utilisée pour analyser la stabilité transitoire. Elle consiste à intégrer les équations différentielles non linéaires qui régissent le comportement du réseau, afin de prévoir l'évolution des angles rotoriques. Cette méthode est la plus fiable et elle donne des résultats très précis si des modèles détaillés sont utilisés. Cependant, elle est lente puisque le TEC est recherché à l'aide d'une procédure itérative, utilisant la méthode dichotomique par exemple. Le nombre de simulations à réaliser est donc important.

De nombreux travaux de recherche sont effectués à l'heure actuelle pour accélérer cette méthode. Ils portent pour la plupart sur la parallélisation des calculs.

V.2.2. Les méthodes d'intelligence artificielle

Les méthodes de reconnaissance de forme ont été beaucoup étudiées, dans l'objectif de les utiliser pour la stabilité transitoire. Cet engouement s'explique par le fait que ces méthodes peuvent fournir une analyse de la stabilité très rapidement.

Dans les méthodes de reconnaissance de forme, on crée un vecteur de forme dont les composantes contiennent suffisamment d'informations à propos de la stabilité transitoire pour qu'un classificateur puisse fournir un indice de stabilité à partir de ce vecteur de forme. Pour que le classificateur puisse fournir cet indice, il est nécessaire d'effectuer une phase d'apprentissage. Cet apprentissage est effectué à partir de données fournies par des simulations numériques.

Les classificateurs les plus répandus à l'heure actuelle, et sans aucun doute les plus performants, sont les réseaux de neurones. Ils permettent de donner une bonne estimation du TEC grâce à leur capacité à trouver des fonctions complexes. Le TEC est en effet une fonction complexe

du point de fonctionnement et des topologies avant et après défaut du réseau, ainsi que du type, de la durée et de la localisation du défaut. La puissance des réseaux de neurones peut donc être utilisée pour estimer cette fonction.

Différents types de réseaux de neurones existent. Le plus répandu est le perceptron utilisant un algorithme à rétropropagation de l'erreur pour l'apprentissage [60]. Ce type de réseaux de neurones est composé d'une ou plusieurs couches intermédiaires. Chaque couche est constituée d'un ou plusieurs neurones, auxquels sont associés une fonction analytique pour leur activation. En entrée du réseau, on met des variables pertinentes pour la détermination du TEC (puissances électriques fournies par les générateurs, tension, etc.). En sortie, le réseau fournit le TEC de la contingence étudiée. Un exemple de ce type de réseaux de neurones est donné dans la Figure V-1.

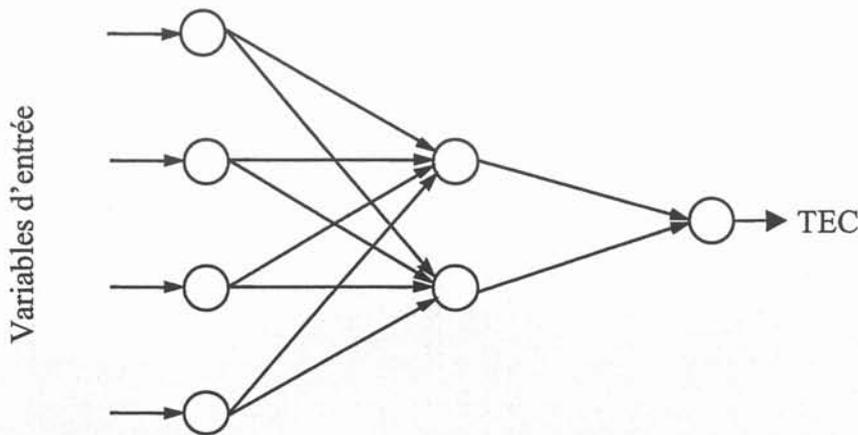


Figure V-1 : Réseau de neurones à une couche intermédiaire

Pour entraîner ce type de réseaux, on utilise un algorithme à rétropropagation de l'erreur qui permet de modifier le poids des connexions et les paramètres des fonctions analytiques d'activation jusqu'à ce que la sortie du réseau soit correcte. Cette phase d'apprentissage est réalisée à partir de simulations effectuées en différé.

Une fois que l'apprentissage des réseaux de neurones est effectué, ceux-ci sont capables d'estimer très rapidement le TEC d'un défaut puisque très peu de calculs sont nécessaires. Ceci les rend très attractifs pour l'analyse de la stabilité en temps réel. De plus, ils ont une précision proche de celle de la simulation numérique et ils ne sont pas limités en ce qui concerne la modélisation. Ils représentent donc une solution idéale pour le filtrage des défauts en temps réel. Ils ont d'ailleurs fait naître beaucoup d'espoir au début des années 90.

Malheureusement, la nature combinatoire des réseaux électriques a pour conséquence un nombre très important de points de fonctionnement possibles pour un réseau de taille réelle. Généralement, il est assez facile d'entraîner un réseau de neurones pour différents points de fonctionnement, pour une topologie et un défaut donné, bien que cela nécessite beaucoup de simulations pour un grand réseau. Mais, lorsque la topologie ou le défaut change, le réseau de neurones ne fournit plus de bons résultats dans la plupart des cas. Il faut reprendre l'apprentissage avec de nouvelles simulations

numériques obtenues avec la nouvelle topologie et le nouveau défaut. Le nombre de défauts et de topologies potentiels étant très importants sur un réseau réel, il faut effectuer énormément de simulations numériques pour que les réseaux de neurones fournissent de bons résultats quel que soit le point de fonctionnement. Ceci peut nécessiter plusieurs mois de simulations. Pour cette raison, les réseaux de neurones ne sont pas pour l'instant applicable à l'analyse de la stabilité en temps réel. De plus, une étude menée en 1994 a montré qu'ils ne pouvaient pas résoudre le problème de l'analyse de la stabilité transitoire en temps réel [61][62]. En effet, les conclusions de l'étude étaient qu'une fonction liant le TEC aux paramètres du réseau électrique (point de fonctionnement, topologie, etc.) pourrait ne pas exister à cause des nombreuses discontinuités existantes. Les tests effectués lors de cette étude ont montré que l'apprentissage du réseau de neurones était à refaire chaque fois que la topologie ou que le défaut changeait.

V.2.3. Les méthodes directes

Les méthodes directes, qui utilisent principalement la fonction d'énergie transitoire, ont fait l'objet de beaucoup d'investigations depuis une trentaine d'années. La Fonction d'Energie Transitoire (FET) a pour objectif de déterminer la stabilité transitoire d'un réseau en réalisant un minimum de simulations numériques. Les bases théoriques de cette méthode ont été posées par Lyapunov en 1892. L'utilisation de cette méthode, pour l'étude de la stabilité transitoire des réseaux a commencé à la fin des années 1940 avec Magnusson. Depuis, beaucoup de recherches ont été menées sur ce sujet.

L'objectif de ces méthodes est d'accélérer l'analyse de la stabilité transitoire en supprimant ou en réduisant la simulation numérique.

Le principe de la méthode FET est de déterminer si le réseau est stable en comparant deux grandeurs que sont [59]:

- l'énergie transitoire totale présente dans le réseau au moment où le défaut est éliminé,
- l'énergie critique qui est l'énergie potentielle maximum que peut contenir le réseau.

L'analyse de la stabilité transitoire avec les méthodes FET se décompose donc en deux étapes:

- Définir si le système est stable. Pour cela, il faut comparer la valeur de l'énergie transitoire totale (énergie potentielle + énergie cinétique) présente dans le réseau au moment où le défaut est éliminé, avec l'énergie critique, qui est l'énergie potentielle maximum qui peut être contenue dans le réseau. On compare l'énergie critique avec l'énergie totale du réseau, et non pas avec l'énergie cinétique seulement, car l'énergie potentielle évolue pendant l'application du court-circuit. Pour connaître la valeur de l'énergie transitoire présente dans le réseau au moment de l'élimination du défaut, une simulation numérique est réalisée pendant la période de défaut. Ceci est la seule

simulation temporelle à réaliser en théorie avec les méthodes FET, si on considère que l'énergie critique peut être calculée sans simulations supplémentaires.

- Calcul d'un indice de stabilité qui est égal à la différence entre l'énergie critique et l'énergie totale présente à l'élimination du défaut. Cet indice est connu sous le nom de marge d'énergie transitoire. S'il est positif, le système est stable. S'il est négatif, le système est instable. Sa valeur représente le degré de stabilité ou d'instabilité du réseau.

- Un autre indice de stabilité peut être utilisé avec la FET. Il s'agit du Temps d'Élimination Critique du défaut (TEC). Il correspond à la durée du défaut pour laquelle la marge d'énergie transitoire est nulle. Cet indice est plus précis que la marge d'énergie transitoire, car dans la stabilité transitoire, c'est le temps de réaction des protections qui est important. Il permet d'avoir une mesure directe de la marge de temps dont on dispose pour chaque défaut. On obtient ainsi une meilleure mesure de la stabilité.

V.2.4. Les méthodes hybrides

Les méthodes hybrides utilisent à la fois la simulation numérique et une méthode directe. Contrairement aux méthodes FET décrites précédemment, elles simulent la trajectoire entière du système (pendant et après le défaut) jusqu'à la détermination de la stabilité du réseau. La méthode directe n'est donc utilisée que pour calculer l'indice de stabilité, cet indice permettant de mesurer le degré de stabilité ou d'instabilité du réseau. On tire ainsi parti des avantages de la simulation numérique (fiabilité et précision) et des méthodes directes (capacité à calculer rapidement un indice de stabilité).

V.3. FONCTION D'ENERGIE TRANSITOIRE

V.3.1. Principe

Le principe de la méthode FET est de déterminer si le réseau est stable en comparant deux grandeurs qui sont l'énergie transitoire totale présente dans le réseau au moment où le défaut est éliminé et l'énergie critique, qui est l'énergie potentielle maximum que peut contenir le réseau [59]. Cette comparaison fournit aussi une mesure quantitative du degré de stabilité du réseau. Pour illustrer la FET, on peut prendre l'exemple d'une bille roulant à l'intérieur d'une cuvette (voir Figure V-2).

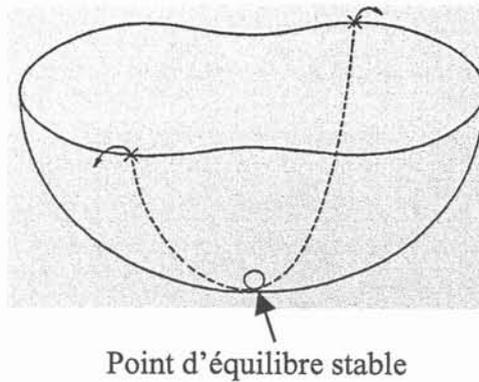


Figure V-2 : Illustration de la méthode FET [36]

Dans cette illustration, la bille représente l'état du système à un instant donné et la cuvette représente la valeur de l'énergie potentielle du système en fonction des variables d'état. La zone à l'intérieur de la cuvette est la région de stabilité, et la zone à l'extérieur est la région d'instabilité. Le bord de la cuvette est la limite de stabilité du système.

En régime permanent, la bille se situe au fond de la cuvette. Ce point est nommé le Point d'Equilibre Stable (PES). Lorsqu'une perturbation apparaît, une certaine quantité d'énergie cinétique est fournie à la bille qui se déplace alors dans une direction donnée. Lorsque la perturbation cesse, cette énergie se transforme en énergie potentielle. Si elle est transformée entièrement avant que la bille atteigne la limite de stabilité, la bille fait demi-tour et retourne vers le PES post-défaut. Si ce n'est pas le cas, la bille sort du domaine de stabilité.

On peut remarquer que la stabilité du système peut être déterminée en connaissant l'énergie cinétique injectée lors de la perturbation et l'énergie critique du système, c'est-à-dire la hauteur de la cuvette. Comme le bord de la cuvette a une hauteur variable, l'énergie critique dépend donc de la direction de la trajectoire de la bille. On peut tout à fait adapter ce concept au réseau électrique. En régime permanent, le réseau se trouve au PES. Lorsqu'un défaut apparaît, l'équilibre est rompu et les machines synchrones se mettent alors à accélérer ou à décélérer. Le réseau quitte donc le PES. Après l'élimination du défaut, l'énergie cinétique emmagasinée par les générateurs pendant la durée du défaut est convertie progressivement en énergie potentielle. Le réseau reste stable si toute l'énergie cinétique est convertie avant d'atteindre la limite du domaine de stabilité. La stabilité du réseau peut donc être déterminée si on connaît l'énergie totale injectée dans le réseau pendant le défaut, et l'énergie potentielle maximum que celui-ci peut contenir pour le défaut en question.

La théorie de la fonction d'énergie transitoire va être exposée dans ce paragraphe. Pour cela, le centre d'inertie angulaire, les hypothèses et la représentation d'état des réseaux vont tout d'abord être présentés.

V.3.2. Théorie des FET

V.3.2.1. Centre d'Inertie Angulaire

Dans l'étude de stabilité des réseaux, un angle de référence est déterminé. Cet angle de référence peut être l'angle d'un des générateurs mais il est préférable d'utiliser le Centre d'Inertie Angulaire (CIA) [63]. Le CIA représente le centre d'inertie des angles rotoriques des différents générateurs raccordés au réseau. L'utilisation du Centre d'Inertie Angulaire permet d'obtenir des expressions plus symétriques et plus compactes pour les équations différentielles. Ces dernières sont ainsi plus faciles à manipuler.

Le centre d'inertie angulaire d'un réseau composé de n générateurs est défini par les deux équations suivantes.

$$\dot{\delta}_{CI} = \omega_{CI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \dot{\delta}_i \quad (V-1)$$

$$\delta_{CI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (V-2)$$

avec

δ_{CI} angle rotorique du CIA,

ω_{CI} pulsation rotor du CIA,

δ_i angle rotorique du générateur i ,

ω_i pulsation rotor du générateur i ,

$M_T = \sum_{i=1}^n M_i$ somme des moments d'inertie des générateurs.

Le mouvement du CIA est décrit par

$$M_T \ddot{\delta}_{CI} = M_T \dot{\omega}_{CI} = \sum_{i=1}^n M_i \ddot{\delta}_i = \sum_{i=1}^n (P_{m_i} - P_{e_i}) \quad (V-3)$$

Du fait du centre d'inertie angulaire, les angles rotoriques et les pulsations des générateurs sont égaux à :

$$\tilde{\delta}_i = \delta_i - \delta_{CI} \quad (V-4)$$

$$\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_{CI} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (V-5)$$

V.3.2.2. Hypothèses de la modélisation

Les hypothèses suivantes vont être appliquées afin de pouvoir modéliser simplement les différents éléments d'un réseau :

- la puissance mécanique des générateurs est constante,
- l'amortissement des générateurs est négligé,
- les générateurs sont représentés par une force électromotrice (FEM) constante et d'une réactance. Cette réactance correspond à la réactance transitoire d'axe direct de la modélisation de Park.
- les dispositifs de réglage et de contrôle ne sont pas pris en compte,
- les charges du réseau sont considérées comme des impédances constantes,

Du fait de ces hypothèses :

- L'angle interne d'un générateur est égal à la phase de sa FEM,
- La matrice d'admittance nodale (Y_{bus}) est réduite aux nœuds internes des générateurs. Les réactances des générateurs et des charges sont alors incluses dans cette matrice, ce qui réduit de façon très significative sa taille. La réduction de Y_{bus} aux nœuds internes des générateurs (Y_{bus} réduite) permet une diminution du temps de la simulation dynamique puisque qu'il n'y a plus besoin de rechercher l'état d'équilibre du réseau à chaque pas d'intégration.

V.3.2.3. Equations d'état d'un réseau avec la modélisation classique

Dans ce paragraphe, la représentation d'état d'un réseau comportant n générateurs avec les hypothèses précédentes va être donnée.

Le vecteur des courants des générateurs (I_G) en fonction des FEM (E) et de la matrice d'admittance réduite [Y_{bus} réduite] représentant la topologie du réseau est donné par [64][65]:

$$[I_G] = [Y_{bus \text{ réduite}}][E] \quad (V-6)$$

La puissance électrique fournie au réseau par les n générateurs synchrones s'exprime par la relation suivante :

$$P_{e_i} = \Re(E_i I_{G_i}^*) \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (V-7)$$

La puissance électrique devient :

$$P_{e_i} = \sum_{i=1}^n E_i E_j Y_{ij} \cos((\delta_i - \delta_j) - \theta_{ij}) \quad (V-8)$$

écrite sous une autre forme :

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (V-9)$$

avec $Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ où $G_{ij} + jB_{ij}$ qui représente l'élément ij de la matrice d'admittance réduite du réseau.

L'équation de mouvement permet de décrire le comportement des rotors des générateurs [66].

$$M_i \ddot{\delta}_i = P_{m_i} - P_{e_i} \quad (V-10)$$

Dans le centre d'inertie angulaire adopté, l'équation précédente devient :

$$M_i \ddot{\delta}_i = P_{m_i} - P_{e_i} - \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \quad (V-11)$$

$$\text{avec } P_{Cl} = \sum_{i=1}^n P_{m_i} - P_{e_i}$$

Les équations d'état du réseau sont alors égales à :

$$\dot{\delta} = \tilde{\omega}_i \quad (V-12)$$

$$M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = P_{m_i} - P_{e_i} - \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \quad (V-13)$$

avec la puissance active fournie par les générateurs connectés au réseau qui a pour relation :

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (V-14)$$

La simulation d'un réseau avec les équations d'état présentées ci-dessus est plus rapide que la simulation d'un réseau avec les équations de la modélisation complète. En effet, la modélisation complète est plus lente du fait du nombre de variables d'état plus élevé. De plus, d'autres variables, comme celles liées aux régulations, sont aussi prises en compte, ce qui ne permet pas de réduire la

matrice Y_{bus} aux nœuds des générateurs. En ce qui concerne la modélisation présentée ci-dessus, elle n'utilise que 2 variables d'état (la pulsation rotorique et l'angle interne). Comme nous le verrons plus loin, le gain en temps de simulation est au détriment de la précision des résultats.

Maintenant que les équations de base d'un réseau comportant des générateurs synchrones sont établies dans le CIA, la fonction d'énergie transitoire va être établie.

V.3.2.4. Equations de la Fonction d'Energie Transitoire

Les expressions de la FET vont être présentées dans ce paragraphe. Une bonne expression de la FET est obtenue à partir de l'intégrale première de l'équation de mouvement des générateurs raccordés à un réseau [66]. L'équation de mouvement d'un générateur dans le centre d'inertie angulaire s'exprime par :

$$M_i \ddot{\omega}_i = P_{m_i} - P_{e_i} - \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \quad (V-15)$$

L'intégrale première de l'équation de mouvement donne la FET pour un générateur.

$$V_i(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) = \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left(M_i \dot{\omega}_i - P_{m_i} + P_{e_i} + \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \right) d\tilde{\omega}_i \quad (V-16)$$

En sortant de l'équation le terme dépendant de la pulsation du rotor, l'équation devient :

$$V_i(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) = \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left(P_{m_i} + P_{e_i} + \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \right) d\tilde{\delta}_i \quad (V-17)$$

Cette équation donne la valeur de la FET du générateur i par rapport au point d'équilibre stable post-défaut. L'équation précédente exprime la FET individuelle du générateur i .

La FET d'un réseau comportant n générateurs est la somme des FET individuelles de chaque générateur, ce qui donne :

$$V(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left(P_{m_i} + P_{e_i} + \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \right) d\tilde{\delta}_i \quad (V-18)$$

Dans cette équation, le terme représentant la puissance électrique peut être remplacé par son expression (V-14). L'équation devient alors :

(V-19)

$$V(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n P_i(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) + \sum_{i=1}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j \left[B_{ij} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) + G_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \right] \right] d\tilde{\delta}_i + \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left(\frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \right) d\tilde{\delta}_i$$

avec $P_i = P_{m_i} - E_i^2 G_{ii}$

L'équation précédente peut être simplifiée en tenant compte de :

- $\sum_{i=1}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} d\tilde{\delta}_i = P_{Cl} \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{M_T} \tilde{\delta}_i = 0$
- $B_{ij} = B_{ji}$ et $G_{ij} = G_{ji} \quad \forall i, j = 1, 2, \dots, n$

Du fait de ces deux remarques, le terme suivant :

$$\sum_{i=1}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j \left[B_{ij} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) + G_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \right] \right] d\tilde{\delta}_i \quad (V-20)$$

peut se réécrire comme suit :

$$\sum_{i=1}^{n-1} \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left[\sum_{j=i+1}^n E_i E_j B_{ij} \sin(\tilde{\delta}_{ij}) \right] d\tilde{\delta}_{ij} + \sum_{i=1}^{n-1} \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} \left[\sum_{j=i+1}^n E_i E_j G_{ij} \cos(\tilde{\delta}_{ij}) \right] d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) \quad (V-21)$$

La Fonction d'Energie Transitoire de n générateurs raccordés à un réseau s'exprime par :

(V-22)

$$V(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n P_i(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j \left[B_{ij} \left(\cos \tilde{\delta}_{ij} - \cos \tilde{\delta}_{ij}^s \right) - \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} G_{ij} \cos \tilde{\delta}_{ij} d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) \right]$$

V est la valeur de la FET au point $(\tilde{\delta}, \tilde{\omega})$ par rapport au point d'équilibre stable post-défaut $(\tilde{\delta}^s, \tilde{\omega}^s)$. Du fait de la méthode de calcul de la FET, celle ci est nulle quand il n'y a pas de défaut.

Maintenant que l'expression de la FET d'un réseau comportant n générateurs est donnée, nous allons nous intéresser à l'interprétation physique des différents termes de cette expression.

L'expression de la FET peut se décomposer en deux parties. L'une des parties, dépendant de la pulsation rotorique, représente l'énergie cinétique (E_{ci}) l'autre, dépendant de l'angle rotorique, représente l'énergie potentielle (E_{pe}).

Energie cinétique

$$E_{ci}(\tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 \quad (V-23)$$

Energie potentielle

$$E_{pe}(\tilde{\delta}) = \sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j \left[B_{ij} (\cos \tilde{\delta}_{ij} - \cos \tilde{\delta}_{ij}^s) - \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} G_{ij} \cos \tilde{\delta}_{ij} d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) \right] \quad (V-24)$$

La somme de ces deux énergies donne l'énergie totale qui sera injectée dans un réseau par les n générateurs au cours d'un défaut.

Le terme de l'énergie potentielle peut encore se décomposer en trois termes distincts représentant trois phénomènes physiques différents.

- $\sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s)$ représente la variation de l'énergie de position des rotors des générateurs,
- $\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j B_{ij} (\cos \tilde{\delta}_{ij} - \cos \tilde{\delta}_{ij}^s)$ représente la variation de l'énergie magnétique stockée dans les lignes du réseau,
- $\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} G_{ij} \cos \tilde{\delta}_{ij} d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j)$ représente la variation de l'énergie de dissipation dans les lignes du réseau.

L'ensemble des variations d'énergie (cinétique et potentielle) sont définies par rapport au point d'équilibre stable post-défaut, sauf le terme représentant la variation de l'énergie de dissipation dans les lignes du réseau. Cette variation d'énergie dépend de la trajectoire du système. Il faut donc, pour la calculer, connaître la trajectoire du système après l'élimination du défaut. Celle-ci n'est pas

connue dans les méthodes FET. Pour calculer ce terme, il faut donc soit négliger les conductances de transfert (G_{ij}), soit estimer la trajectoire post-défaut du système.

■ Le fait de négliger les conductances de transfert (G_{ij}) entraîne des erreurs importantes sur la FET. En effet, dans le cas d'un réseau réduit aux nœuds des générateurs, cette approximation entraîne une erreur importante puisque les conductances de transfert comprennent non seulement les conductances des lignes, mais aussi les conductances des charges.

■ L'estimation de la trajectoire post-défaut peut être réalisée en effectuant l'hypothèse suivante : la trajectoire post-défaut suit une trajectoire linéaire entre δ^s et δ . Cette méthode de calcul a été introduite par Uyemura en 1972 [65]. Elle permet d'obtenir une formulation algébrique pour le terme représentant la variation de l'énergie potentielle dans les lignes du réseau.

Du fait de l'hypothèse prise, les angles rotoriques des générateurs s'expriment de la façon suivante :

$$\tilde{\delta}_i = \tilde{\delta}_i^D + \left(\tilde{\delta}_i^A - \tilde{\delta}_i^D \right) \times \alpha \quad \alpha \in [0, 1] \quad (\text{V-25})$$

avec

$\tilde{\delta}_i^D$ angle rotorique du générateur i au point de départ de la trajectoire,

$\tilde{\delta}_i^A$ angle rotorique du générateur i au point d'arrivée de la trajectoire.

si l'on remplace $\tilde{\delta}_i$ et $\tilde{\delta}_j$ par l'équation V-25 on obtient :

$$d\left(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j \right) = \frac{\tilde{\delta}_i^A - \tilde{\delta}_i^D + \tilde{\delta}_j^A - \tilde{\delta}_j^D}{\left(\tilde{\delta}_i^A - \tilde{\delta}_j^A \right) - \left(\tilde{\delta}_i^D - \tilde{\delta}_j^D \right)} d\left(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j \right) \quad (\text{V-26})$$

Le terme de l'énergie potentielle dépendant de la trajectoire peut être calculé en remplaçant

$d\left(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j \right)$ par son expression (V-26).

(V-27)

$$\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j G_{ij} \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} \cos \tilde{\delta}_{ij} d\left(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j \right) = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j G_{ij} \frac{\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j - \tilde{\delta}_j^s}{\left(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s \right) - \left(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j \right)} \left(\sin\left(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s \right) - \sin\left(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j \right) \right)$$

L'hypothèse réalisée sur l'évolution de la trajectoire post-défaut nous permet de d'obtenir une expression analytique de la Fonction d'Energie Transitoire. Néanmoins, cette hypothèse peut conduire à des résultats erronés si la trajectoire post-défaut est loin d'être linéaire.

V.3.3. Exploitation de la fonction d'énergie transitoire

V.3.3.1. Introduction

La fonction d'énergie transitoire va être appliquée au réseau de distribution 2. Tout d'abord, l'évolution des différentes énergies injectées (cinétique, potentielle, totale ou individuelle) va être présentée pour un défaut survenant dans le réseau. La fonction d'énergie transitoire sera ensuite utilisée pour établir une relation entre la valeur du temps d'élimination critique de défaut et l'énergie injectée à l'occasion d'un défaut.

V.3.3.2. Evolution des énergies injectées au cours d'un défaut

Le comportement du réseau de distribution 2, avec seulement une GED connectée au nœud G (GED G), a été simulé lorsqu'un court-circuit intervient (court-circuit numéro 5) dans le but de calculer les différentes énergies en jeu. Le court-circuit intervient au bout d'une seconde et dure 210 ms. Les évolutions des angles rotoriques de la GED G, du générateur du réseau d'alimentation (G-R) et des différentes énergies (énergie totale, énergie cinétique, et énergie potentielle) sont représentées sur les figures V-3 et V-4.

Pour cette durée de court-circuit, le réseau reste stable. En effet, les angles rotoriques des deux générateurs ne divergent pas. Cependant, l'angle rotorique de la GED G varie dans de grandes proportions. Dans le même temps, celui du générateur d'alimentation ne subit pas de modification notable. Ceci provient de la différence d'inertie entre les générateurs et de la distance électrique entre les générateurs et le court-circuit. Dans notre cas, la GED G a une inertie beaucoup plus faible que le générateur d'alimentation. De plus, le court-circuit est plus près de la GED G que du générateur du réseau d'alimentation. Les deux générateurs présents dans le réseau injectent de l'énergie. On peut voir l'évolution de cette énergie injectée ainsi que les énergies qui la composent (énergie potentielle et cinétique) sur la Figure V-4. Une fois que le court-circuit est éliminé ($t=1,21$ s), l'énergie totale injectée n'augmente plus. L'énergie cinétique diminue puis s'annule, alors que dans le même temps l'énergie potentielle continue à augmenter et devient égale à l'énergie totale. Puis, du fait des oscillations de la puissance électrique des générateurs, les énergies potentielle et cinétique oscillent.

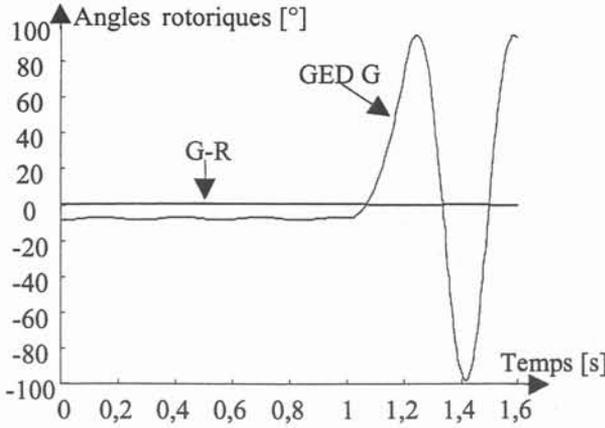


Figure V-3 : Evolution des angles rotoriques

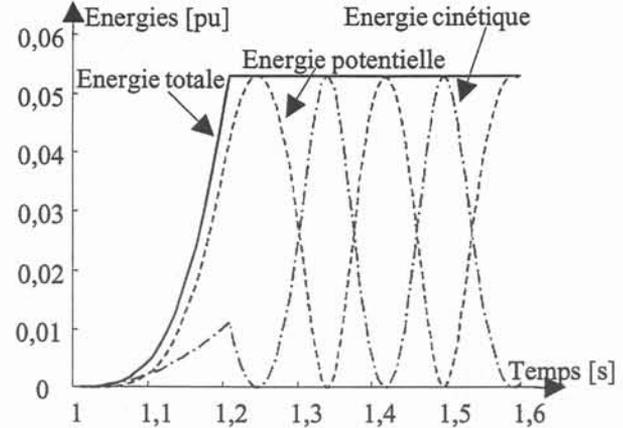


Figure V-4 : Evolution des énergies injectées

Du fait de l'emplacement des deux générateurs par rapport au court-circuit, la GED G injecte 98 % de l'énergie totale. Le générateur du réseau d'alimentation n'injecte, quant a lui, que 2 % de l'énergie totale (Figure V-5). Comme le réseau est stable, l'énergie totale injectée ($E_{\text{injectée}} = 0,053$ pu) par les deux générateurs (GED G et G-R), est donc inférieure à l'énergie critique que peut contenir le réseau ($E_{\text{injectée}} < E_{\text{critique}}$).

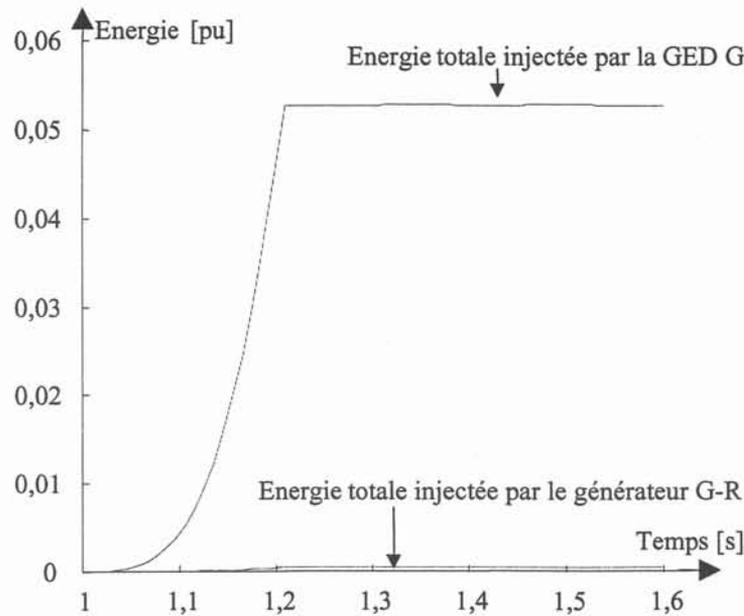


Figure V-5 : Evolution des différentes énergies injectées

La configuration précédente est reprise, mais la durée du court-circuit est augmentée et est égale à 0,25 s. Pour cette durée de court-circuit, le réseau devient instable car l'angle interne de la GED G diverge. Ceci se traduit par une énergie cinétique qui devient supérieure à l'énergie totale injectée pendant le court-circuit ($E_{\text{injectée}} = 0,079$ pu).

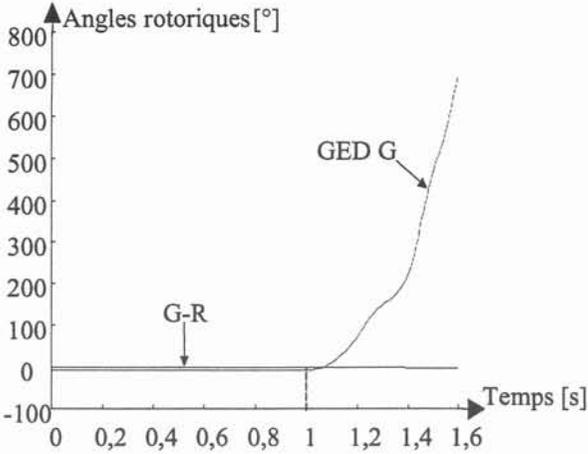


Figure V-6 : Evolution dans angles rotoriques

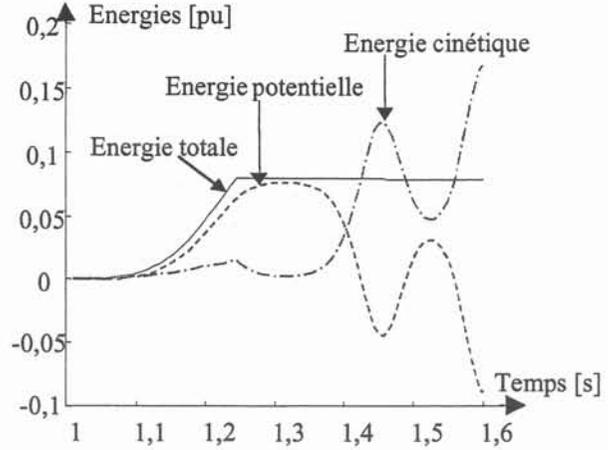


Figure V-7 : Evolution des énergie injectées

Pour cette configuration, la durée maximale que peut avoir ce court-circuit, avant que la GED G ne perde sa stabilité, est de 0,241 s. Pour ce temps de défaut, l'énergie injectée dans le réseau est égale à 0,0762 pu. Cette énergie est l'énergie critique ($E_{critique}$) que peut contenir le réseau. En effet, si l'énergie injectée par les générateurs présents dans le réseau dépasse cette valeur, la GED G devient instable.

Le réseau de distribution 2, avec sa génération d'énergie dispersée initiale (3 GED synchrones), a été simulé lorsqu'un court-circuit intervient (court-circuit numéro 5) afin de calculer les différentes énergies en jeu. Les évolutions des angles rotoriques des générateurs et des différentes énergies (énergie totale, énergie cinétique, énergie potentielle et les énergies individuelles) sont représentées Figure V-8 et Figure V-9.

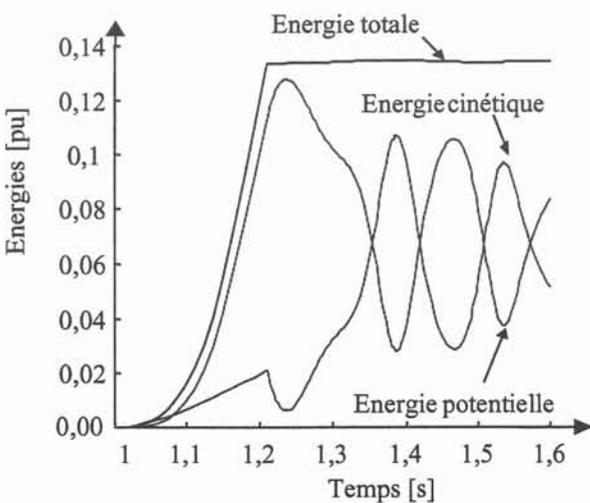


Figure V-8 : Evolution des énergies pour un court-circuit d'une durée de 0,21 s

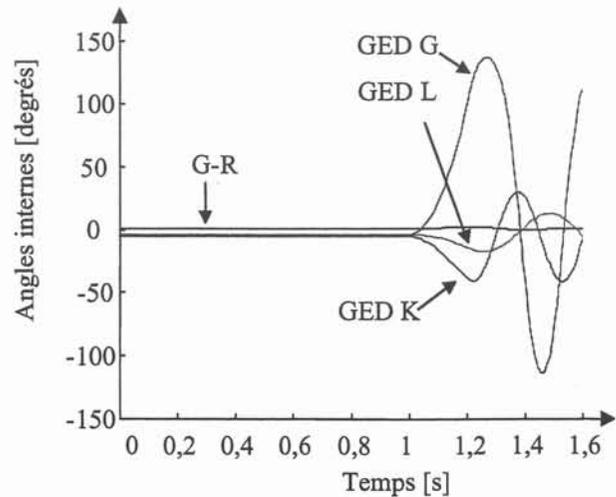


Figure V-9 : Evolution des angles rotoriques pour un court-circuit d'une durée de 0,21 s

Pour cette configuration, les générateurs restent stables. Les angles rotoriques des générateurs (Figure V-9) ne divergent pas. A partir de l'évolution des énergies, on peut constater que l'énergie cinétique ne s'annule pas totalement après l'élimination du défaut. Par conséquent, l'énergie potentielle maximum n'est pas égale à l'énergie totale injectée dans le réseau, contrairement à la théorie. Ceci influence la valeur de l'énergie critique, et par conséquent la valeur du TEC si celle-ci est déterminée avec la FET.

Comme il a été possible de le voir sur les courbes de l'énergie totale injectée pendant le court-circuit pour les configurations précédentes, l'évolution de l'énergie injectée n'est pas linéaire. On le vérifie sur l'évolution de l'énergie injectée lorsque le court-circuit est maintenu Figure V-10. L'énergie totale croît très peu dans un premier temps, pour ensuite augmenter très rapidement.

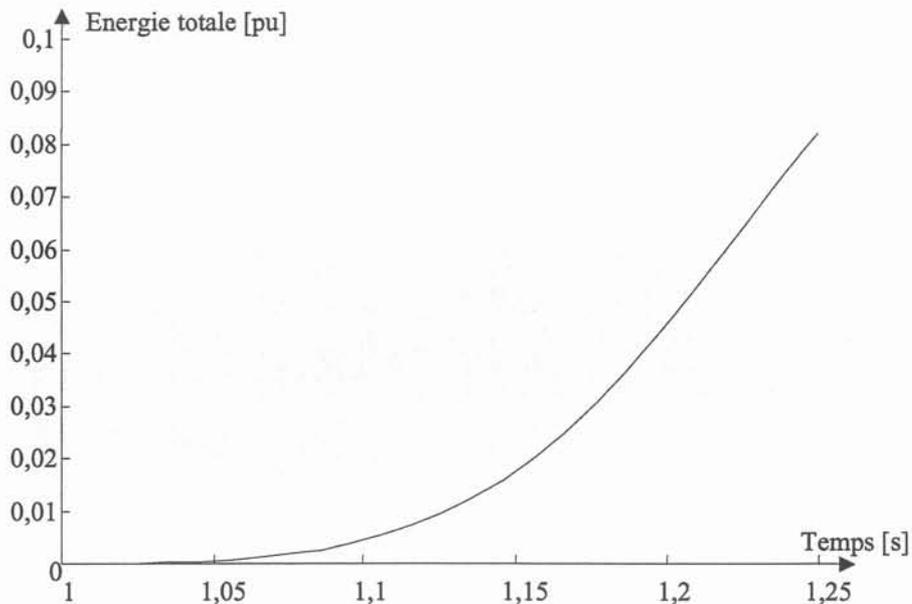


Figure V-10 : Evolution de l'énergie totale injectée pour un défaut maintenu

Les deux tableaux ci-dessous regroupent les TEC et les énergies critiques lorsque le réseau de distribution 2 possède les 3 GED, puis lorsqu'il n'y a qu'une seule GED, et cela pour les courts-circuits n°5, 7 et 10 (réseau de distribution 2). Pour le cas où il y a qu'une seule GED, le défaut est créé sur le départ où la GED est connectée (Tableau V-2). Dans ce cas de figure, l'énergie individuelle est égale à l'énergie critique totale (ceci est vrai si on néglige l'énergie introduite par le générateur du réseau de répartition).

Les énergies critiques pour le réseau de distribution 2 avec les trois GED sont supérieures aux énergies critiques injectées lorsque le réseau de distribution 2 ne possède qu'une seule GED à la fois. Ceci est tout à fait normal car les énergies critiques pour le réseau de distribution 2 avec les trois GED sont constituées de la somme des énergies individuelles. Les énergies individuelles sont

plus ou moins importantes selon la localisation du défaut, sa durée et la puissance de court-circuit des GED.

	TEC [s]	Energie critique [pu]
Pas de GED	> 1	
GED G cc n°5	0,231	0,105
GED K cc n°7	0,392	0,283
GED L cc n°10	0,640	0,520

Tableau V-1 : Réseau de distribution 2
(3 GED connectées en même temps)

	TEC [s]	Energie critique [pu]
Pas de GED	> 1	
GED G cc n°5	0,241	0,0762
GED K cc n°7	0,381	0,237
GED L cc n°10	0,728	0,414

Tableau V-2 : Réseau de distribution 2
(1 GED connectée à la fois)

En observant les valeurs du TEC contenues dans les deux tableaux on constate que :

- le TEC, lorsque le réseau de distribution 2 ne comporte qu'une seule GED (GED G puis GED L), est plus important que quand le réseau de distribution 2 possède les trois GED,
- le TEC est plus petit quand le réseau de distribution 2 ne comporte qu'une seule GED (GED K) que quand les trois sont connectées,

L'augmentation du TEC provient du fait que, pour le court-circuit numéro 10, la GED qui provoque l'instabilité n'est pas la même selon que le réseau possède les trois GED ou une seule (GED L). En effet, quand le réseau de distribution 2 comporte les 3 GED, la GED qui devient instable pour ce défaut est la GED G. Pour ce même défaut, le TEC dépend de la GED L quand le réseau ne comporte que cette GED. Le TEC est plus important du fait que cette GED a une inertie et une puissance plus importante que la GED G. En ce qui concerne la légère augmentation du TEC pour le défaut où est connecté la GED K, elle s'explique par le fait que le réseau est plus stable quand celui-ci comporte les trois GED que lorsqu'il ne possède que la GED G. Cette remarque est vraie pour ce cas de figure, mais elle ne l'est pas pour le cas où la GED G est connectée. Nous retrouvons là une constatation que nous avons déjà faite (chapitre II paragraphe II.3.6) : l'introduction d'un ou de plusieurs générateurs supplémentaires peut provoquer soit une augmentation soit une diminution de la valeur du TEC.

V.3.3.3. Conclusion

Nous venons de voir l'évolution des énergies injectées au cours de plusieurs courts-circuits, et ceci pour différents cas. L'énergie injectée dans un réseau dépend de plusieurs paramètres qui sont :

- le nombre de GED connectées au réseau de distribution,
- la durée du défaut,
- la localisation du défaut,
- les caractéristiques des générateurs, notamment la puissance et l'inertie.

Toutes les constatations réalisées précédemment font que l'estimation de l'énergie injectée par une GED au cours d'une perturbation ne sera pas facile. En effet, l'énergie injectée dépend de plusieurs paramètres et l'évolution de l'énergie injectée au cours du temps n'est pas linéaire.

Maintenant que l'évolution de l'énergie injectée au cours de la perturbation a été illustrée, la fonction d'énergie transitoire va être utilisée pour établir une relation analytique entre le TEC et l'énergie injectée.

V.3.4. Calcul des TEC avec la Fonction d'Energie Transitoire

Dans cette partie, une méthode de calcul des TEC, à partir de la FET, va être présentée. Actuellement, le TEC pour un défaut donné est déterminé en effectuant plusieurs simulations numériques. Cette recherche du TEC est réalisée avec une méthode de dichotomie. Par expérience, il faut entre 4 à 8 simulations numériques pour déterminer un TEC à quelques pour-cent près.

Nous allons montrer dans les parties suivantes que le calcul des TEC est possible en utilisant la FET. Pour cela, il faut calculer l'énergie critique et l'évolution, lorsque le défaut est appliqué, de l'énergie totale présente dans le réseau. En effet, le TEC correspond à la durée du défaut pour laquelle l'énergie totale présente dans le réseau devient égale à l'énergie critique. Le calcul des TEC nécessite donc la détermination de l'énergie critique.

Le calcul des TEC par la FET n'a d'intérêt que si le temps de calcul est moins important que dans le cas de la méthode classique (simulations numériques). Nous verrons le gain qu'apporte l'estimation des TEC par l'utilisation de la FET mais aussi sur les valeurs du TEC obtenues.

Pour calculer la valeur d'un TEC pour un défaut donné en utilisant la FET, il faut connaître l'énergie critique. Cette énergie peut être soit obtenue par simulation numérique soit estimée à partir des équations. Nous allons voir maintenant comment il est possible d'estimer l'évolution temporelle de cette énergie et la valeur de l'énergie critique.

V.3.4.1. Calcul de l'énergie critique

La détermination de l'énergie critique d'un réseau est indispensable pour connaître la valeur du TEC. Dans ce paragraphe, une méthode d'estimation de l'énergie critique va être présentée ainsi que les

résultats obtenus. Dans l'objectif d'estimer les valeurs du TEC, une formule qui permet d'approximer l'évolution de l'énergie critique en fonction de la durée d'un défaut sera développée. Avant de présenter ces deux points, un paragraphe est consacré à l'évolution des angles internes pendant et après un court-circuit.

Evolution des angles internes : Difficulté de calcul de l'énergie critique

La détermination de la durée du défaut qui provoque une variation donnée des angles internes des générateurs nécessite plusieurs simulations. En effet, la valeur maximale des angles internes n'intervient pas quand le défaut est éliminé mais plusieurs dizaines de milli-secondes après. Sur la figure ci-dessous, les évolutions des angles internes des GED du réseau de distribution 2 sont représentées et ceci pour un court-circuit dont la durée est de 0,175 s.

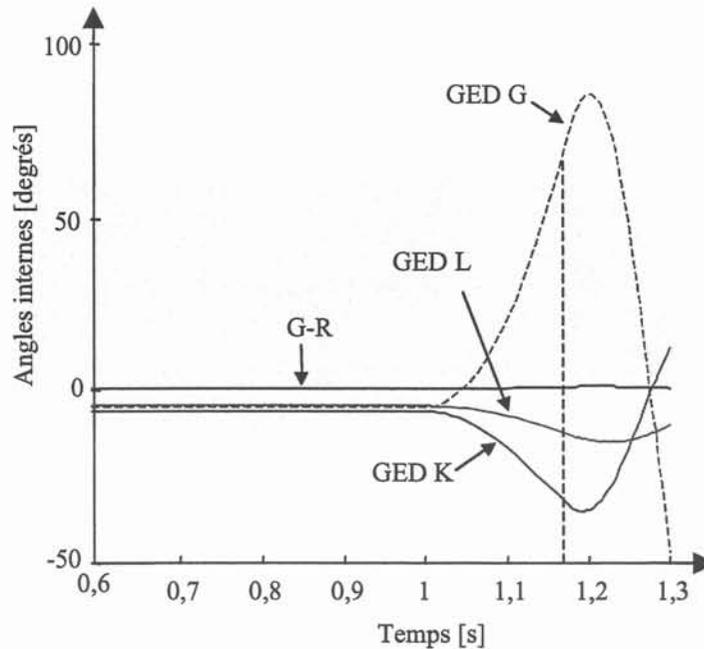


Figure V-11 : Evolution des angles internes pour un défaut de 0,175 s

On constate que les angles internes qui subissent une variation importante, du fait du défaut, continuent à croître après l'élimination du défaut. Les angles internes atteignent leur valeur maximale pour $t=1,2$ s (pour l'angle interne représenté par la courbe en trait discontinu GED G) soit 0,025s après l'élimination du défaut. Ce temps, à la suite duquel l'angle interne passe par son maximum, dépend de la puissance et de l'inertie des générateurs. Du fait de ce phénomène, la détermination de la durée du défaut qui engendre une variation donnée des angles internes, donc des énergies injectées des générateurs, nécessite donc plusieurs simulations.

Estimation de l'énergie critique

L'énergie critique d'un réseau va être estimée à partir de l'équation (V-22) et des hypothèses suivantes :

- l'énergie critique est égale à l'énergie potentielle,
- la variation de l'angle interne du générateur le plus important est négligeable,
- le terme de la trajectoire est négligeable,
- la variation entre l'angle interne d'une GED et du générateur le plus important est égale à 180°.

Du fait de ces hypothèses, l'équation précédente devient :

$$V_{\text{estimée}}(\pi) = -\sum_{i=1}^n P_i \left(\pi - \tilde{\delta}_i^s \right) + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j B_{ij} \left(-1 - \cos \tilde{\delta}_{ij}^s \right) \quad (\text{V-28})$$

avec

$\tilde{\delta}_i^s$: angle interne du générateur i après le défaut dans le repère CIA

$\tilde{\delta}_{ij}^s$: différence entre les angles internes des générateurs i et j après le défaut dans le CIA

Ces deux valeurs, comme les valeurs de fem (E_i et E_j), peuvent être obtenues par un simple calcul de répartition de charge. L'estimation de l'énergie critique en utilisant cette formule permet de s'affranchir de toute simulation numérique. Les résultats de l'estimation de l'énergie critique pour le réseau de distribution 2 sont présentés Figure V-12. La répartition de la GED connectée au réseau de distribution 2 est comme suit :

- le réseau comporte successivement une GED (GED G, K puis L) : (■)
- les trois GED (GED G, K et L) sont connectées au réseau : (■)

Pour ces différents cas, un court-circuit est créé sur le départ comportant une GED.

Les résultats de l'estimation de l'énergie critique par la formule approchée (V-28) font apparaître une erreur importante lorsque le réseau possède la GED initiale (GED G, K et L)(■). L'erreur atteint 16 % (court-circuit n°7). Cette dégradation de l'estimation de l'énergie critique s'explique par le fait que l'énergie critique n'est plus égale à l'énergie potentielle. Cette constatation peut être vue sur la Figure V-8. Lorsque le réseau ne possède qu'une seule GED, l'estimation de l'énergie critique est acceptable. L'erreur commise est inférieure à 6 % selon les cas.

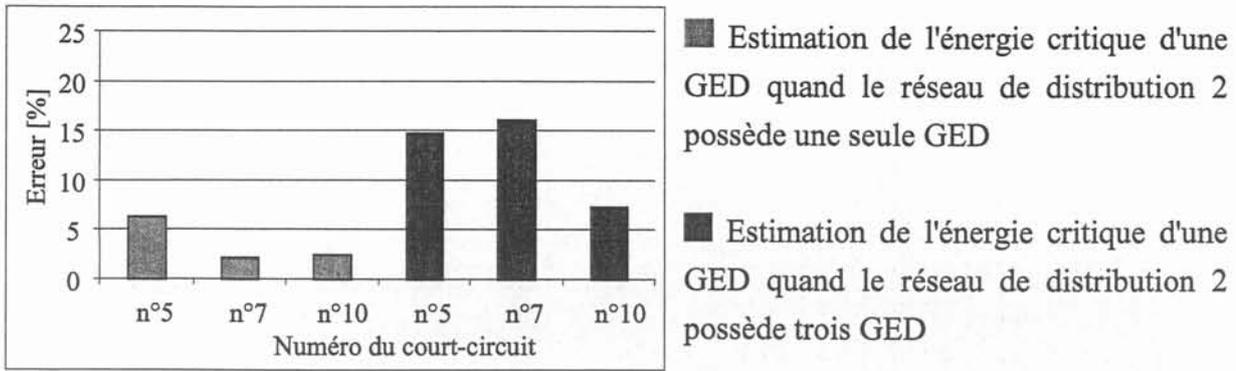


Figure V-12 : Erreur sur l'estimation de l'énergie critique

L'évolution de l'énergie injectée en fonction de la durée du défaut par une GED va maintenant être approximée à l'aide d'une expression.

Estimation de l'évolution de l'énergie injectée

Nous avons vu, dans le paragraphe V.3.3.2, l'évolution de l'énergie injectée par une GED en fonction de la durée du défaut. La courbe $V=f(t)$ peut être décomposée en deux parties. La première partie de 0 à $t=TEC$, puis la deuxième au-delà de $t=TEC$. Ce qui nous intéresse concerne la première partie. L'évolution de l'énergie injectée par un générateur en fonction du temps peut être approximée par une fonction polynomiale du troisième degré.

$$V_{\text{estimée}}(t) = \frac{1}{2}(A t^2 + B t^3) \tag{V-29}$$

avec

t : durée de défaut

$$A = \frac{V_{\text{critique}}}{t_{\text{TEC}}^2}, B = \frac{V_{\text{critique}}}{t_{\text{TEC}}^3} \text{ donc } B = \frac{A}{t_{\text{TEC}}}$$

Les valeurs des énergies injectées estimées et réelles pour différents temps de défaut et pour deux GED (GED G et L du réseau de distribution 2) sont présentées sur les figures V-13 et V-14. Les valeurs d'énergie sont obtenues avec l'équation précédente et les valeurs réelles (obtenues avec l'équation V-22).

- Energie estimée
- Energie réelle

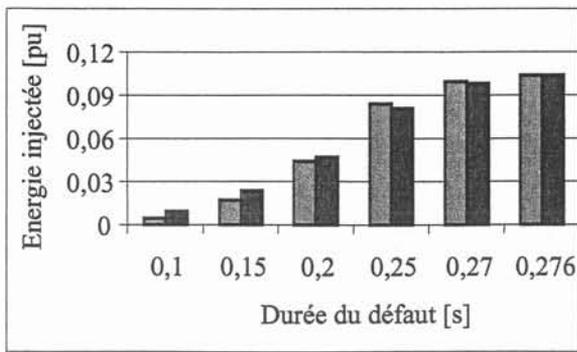


Figure V-13 : Comparaison des énergies injectées pour la GED G

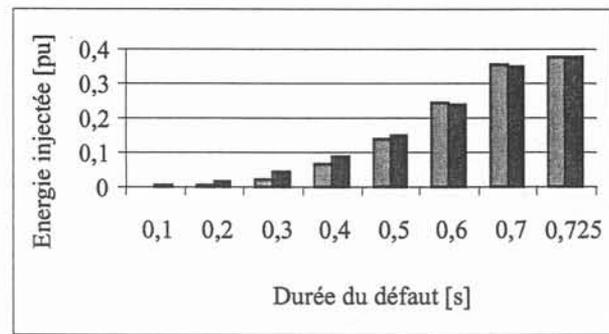


Figure V-14 : Comparaison des énergies injectées pour la GED L

D'une manière générale, l'énergie estimée est du même ordre de grandeur que l'énergie réelle. Pour des durées de défaut supérieures à 0,5 fois le TEC, l'erreur commise sur l'énergie est égale ou inférieure à 6 %. Pour des durées inférieures, l'erreur entre les deux énergies devient supérieure. Ceci provient de la formule qui approxime l'évolution de l'énergie critique (V-29). Nous verrons plus loin que la partie de la courbe $V(t)$ qui nous intéresse est située au-delà de 0,5 fois la valeur du TEC. L'énergie critique sera donc estimée avec le polynôme du troisième degré.

V.3.4.2. Estimation des TEC à partir de la FET

Une méthode de calcul des TEC va être présentée dans ce paragraphe. Cette méthode est basée sur la fonction d'énergie transitoire afin de réduire le nombre de simulations numériques. Les résultats obtenus par cette méthode de calcul pour différentes configurations du réseau de distribution 2 vont être présentés et discutés.

Méthode 1 de calcul des TEC

La méthode de calcul se décompose en trois étapes distinctes.

Etape 1 : Calculer l'énergie injectée d'une GED grâce à une simulation stable

Etape 2 : Estimer l'énergie critique avec la formule approchée

Etape 3 : Calculer le TEC à partir du polynôme du troisième degré

Etape 1

Une simulation numérique permet de connaître la valeur de l'énergie injectée par une GED pour une durée de défaut donnée (t_1). Pour cela, un défaut est simulé et est éliminé quand la variation d'un des angles internes de la GED atteint 90° . L'énergie injectée n'est pas calculée quand le défaut est

éliminé mais lorsque l'angle interne de la GED passe par son maximum. Cette simulation nous permet donc de connaître l'énergie injectée ($V_{\text{injectée}}$) pour la durée du défaut (t_1). Cette simulation permet d'avoir un point de la courbe $V=f(t)$ (Figure V-10).

Etape 2

La deuxième étape consiste à estimer l'énergie critique (V_{critique}) à partir de la formule approchée (V-28).

Etape 3

Dans cette étape, le calcul de la valeur du TEC est effectué. Pour cela, l'équation (V-29) est utilisée avec les résultats obtenus dans les étapes précédentes. L'équation (V-29), avec les valeurs de l'étape 2, devient :

$$V_{\text{critique estimée}_{\text{tec}}}(t_{\text{tec}}) = \frac{1}{2}(A t_{\text{tec}}^2 + B t_{\text{tec}}^3) \quad (\text{V-30})$$

En utilisant la relation existante entre les termes A et B, l'équation précédente devient :

$$V_{\text{critique estimée}_{\text{tec}}}(t_{\text{tec}}) = A t_{\text{tec}}^2 \quad (\text{V-31})$$

L'équation (V-29), avec les valeurs de l'étape 1, devient :

$$V_{\text{injectée}_{t_1}}(t_1) = \frac{1}{2} \left(A t_1^2 + \frac{A}{t_{\text{tec}}} t_1^3 \right) \quad (\text{V-32})$$

Dans ces deux équations, les termes suivants sont connus : t_1 , $V_{\text{critique estimée}}$, $V_{\text{injectée}_{t_1}}$. De l'équation V-31, le terme A est exprimé en fonction des autres valeurs $V_{\text{critique estimée}_{\text{tec}}}$, t_{tec} .

$$A = \frac{V_{\text{critique estimée}_{\text{tec}}}}{t_{\text{tec}}^2}$$

On remplace A par son expression dans l'équation V-32 :

$$V_{\text{injectée}_{t_1}}(t_1) = \frac{1}{2} \left(\frac{V_{\text{critique estimée}_{\text{tec}}}}{t_{\text{tec}}^2} t_1^2 + \frac{V_{\text{critique estimée}_{\text{tec}}}}{t_{\text{tec}}^3} t_1^3 \right) \quad (\text{V-33})$$

Mis sous une autre forme on obtient une équation du troisième degré :

$$2V_{\text{injectée}} t_{\text{tec}}^3 - V_{\text{critique estimée}} t_{\text{tec}}^2 - V_{\text{critique estimée}} t_{\text{tec}}^3 = 0 \quad (\text{V-34})$$

Une méthode numérique est utilisée pour calculer la valeur du t_{tec} .

La méthode présentée ci-dessus utilise seulement une simulation numérique et une estimation de l'énergie critique. Les résultats obtenus avec cette méthode vont être maintenant présentés pour le réseau de distribution 2, et ceci pour les différentes configurations présentées précédemment (page 133).

Les résultats de la Figure V-15 montrent, pour les cas où il y a qu'une seule GED, que l'erreur commise sur l'estimation du TEC est inférieure à 5 %. Dès que le réseau comporte 3 GED, l'erreur sur l'estimation d'un des TEC devient plus importante. Pour le cas où la GED initiale est connectée, l'erreur sur le TEC est de 7-8 %. L'augmentation de l'erreur sur l'estimation des TEC, quand le réseau de distribution 2 possède plusieurs GED, provient de la mauvaise estimation de l'énergie critique. En effet, si l'on se réfère aux résultats obtenus sur l'estimation de l'énergie critique (Figure V-12), on constate que cette énergie est nettement moins bonne quand le réseau possède 3 GED. L'erreur commise atteint, pour un des cas, 15 %. Si l'on examine l'estimation de l'énergie critique (Figure V-12) et les TEC (Figure V-15), on constate qu'il y a une bonne concordance entre les résultats trouvés. L'estimation de l'énergie critique et des TEC est bien meilleure quand le réseau de distribution 2 ne possède qu'une seule GED.

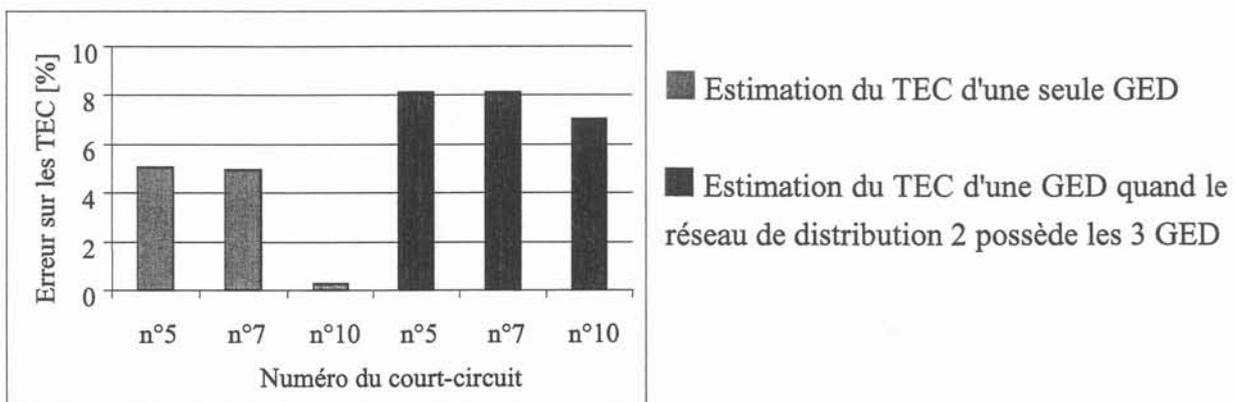


Figure V-15 : Erreur sur l'estimation des TEC pour les GED du réseau de distribution 2

Pour les cas où le réseau ne possède qu'une seule GED, les résultats obtenus sont acceptables du fait de l'erreur commise. Ils le sont moins quand il y a plusieurs GED. Afin de ne plus avoir besoin d'estimer l'énergie critique avec la formule (V-28) une deuxième simulation va nous permettre

d'obtenir cette énergie. Pour obtenir cette énergie avec la deuxième simulation, un court-circuit est simulé jusqu'à ce qu'une des GED du réseau perde sa stabilité. L'énergie critique est égale à l'énergie potentielle injectée. Le calcul de l'énergie critique des GED, par la simulation d'un défaut maintenu jusqu'à la perte de stabilité d'une des GED, permet d'avoir une bonne valeur de cette énergie. La Figure V-16 regroupe l'erreur commise sur l'énergie critique par cette méthode et par la formule d'approximation. L'erreur réalisée sur l'énergie critique est moins importante lorsqu'on réalise une simulation supplémentaire. La réduction de l'erreur est très importante quand le réseau possède les 3 GED.

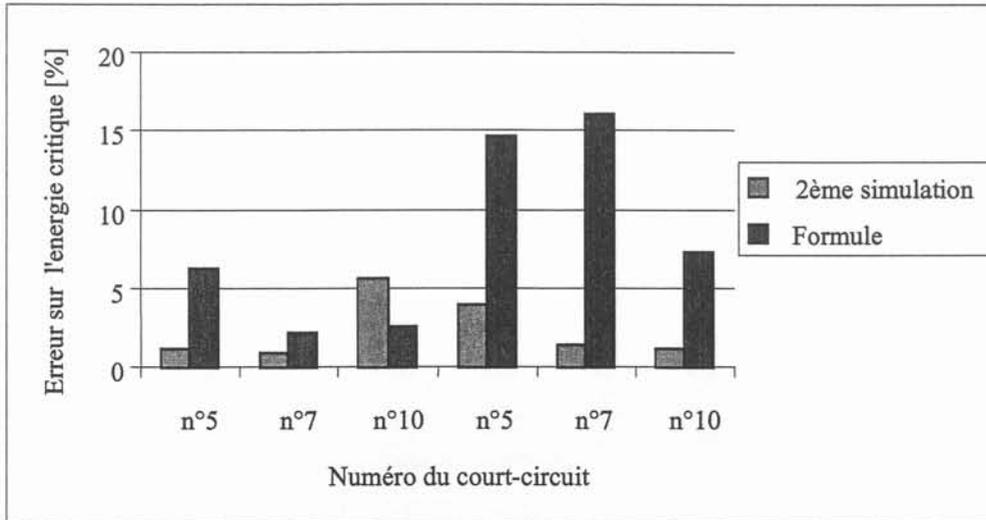


Figure V-16 : Comparaison des erreurs sur l'énergie critique des GED

Maintenant que l'estimation de l'énergie critique est remplacée par une simulation numérique, les valeurs des TEC pour les différents cas présentés précédemment vont être recalculées. Les deux figures ci-dessous regroupent les résultats obtenus précédemment (les cas où il n'y a qu'une seule GED ■, les cas où il a les trois GED ■, et les nouveaux résultats ▨).

D'une manière générale, sauf pour le cas où il n'y a que la GED L de connectée (court-circuit n°10), l'erreur sur l'estimation des TEC est moins importante. L'erreur la plus importante est de 3,9 %. La deuxième simulation permet donc de réduire de façon significative l'erreur commise sur l'estimation des TEC.

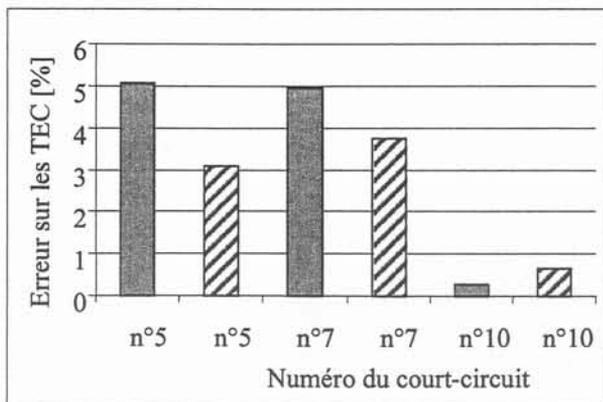


Figure V-17 : Erreur sur l'estimation des TEC pour les GED seules

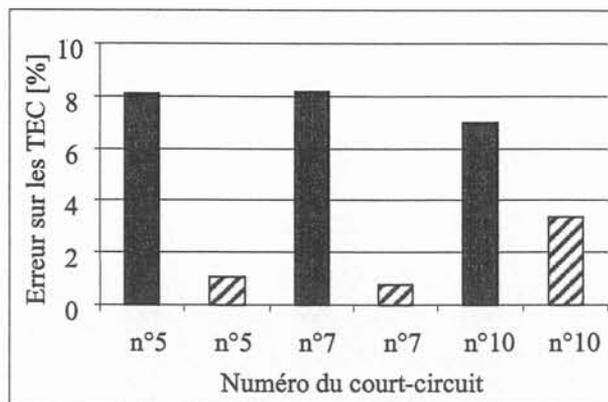


Figure V-18 : Erreur sur l'estimation des TEC pour les 3 GED

V.3.4.3. Comparaison des TEC obtenus par différentes méthodes

Méthode classique (simulations itératives)

Le temps d'élimination critique de défaut donné par le logiciel Eurostag pour le réseau de distribution 2 avec sa GED initiale est de 0,188 s pour le court-circuit numéro 5. Il y a une erreur de 22 % par rapport à la valeur obtenue avec Matlab. Cette erreur provient de la modélisation des générateurs du réseau dans le calcul sous Matlab et du critère de stabilité. Dans le logiciel Eurostag, le TEC est déterminé pour qu'aucun angle rotorique ne dépasse une valeur (par exemple 180°) pendant et après l'élimination du défaut. Tandis que sous Matlab, le TEC est déterminé pour que la variation, à la première oscillation, des angles rotoriques des générateurs reste inférieure à 180°. L'erreur de 22 % entre les valeurs du TEC obtenues avec Eurostag et Matlab est réduite à 15 % si l'on prend comme critère la valeur de la première oscillation de l'angle rotorique du générateur (0,2 s avec Eurostag). En prenant le même critère, l'erreur entre les deux méthodes est due à la différence de modélisation.

Méthode PEBS

Les valeurs du TEC peuvent être trouvées en effectuant une seule simulation. Pour cela le défaut est maintenu jusqu'à ce qu'un générateur du réseau perde sa stabilité. Le TEC est égal au temps durant lequel le défaut a été maintenu. Cette méthode est utilisée pour obtenir l'énergie critique dans la méthode de calcul des TEC. Cette méthode est appelée PEBS (Potential Energy Boundary Surface) [62].

La Figure V-20 regroupe l'erreur commise entre les TEC obtenus par la méthode décrite ci-dessus et les valeurs obtenues par des simulations numériques sous Matlab. L'erreur sur les TEC la plus faible est de 13,5 % et elle atteint 27 % dans certains cas. Cette méthode de calcul du TEC, bien qu'étant simple et rapide (elle ne nécessite qu'une seule simulation), engendre une erreur importante sur les valeurs du TEC. Il est beaucoup plus intéressant d'utiliser cette méthode pour calculer l'énergie critique que de déterminer les valeurs du TEC directement.

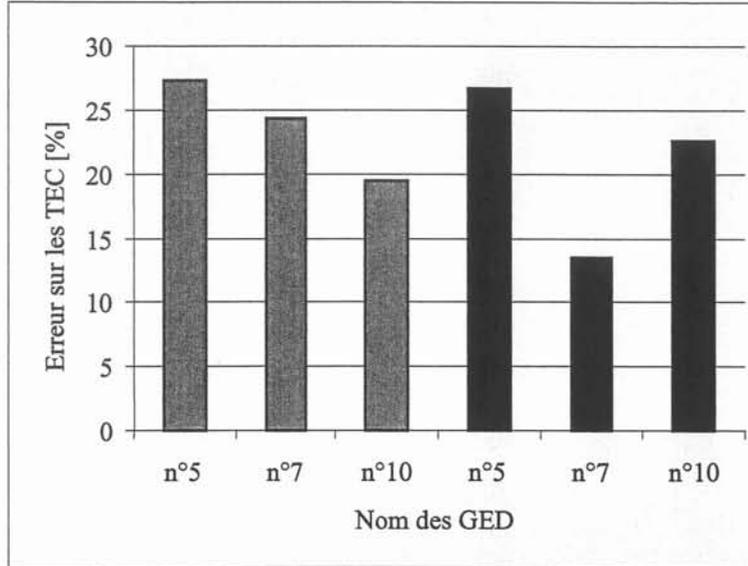


Figure V-19 : Erreur sur les TEC obtenue par la méthode PEBS

Sur la figure V-20 sont rassemblés les différents résultats obtenus pour les TEC par les différentes méthodes (méthode PEBS, méthode 1, méthode 2 (méthode 1 + deuxième simulation), simulations numériques sous Matlab). La meilleure estimation des TEC est réalisée en utilisant la méthode 2. Cette méthode fait appel à la fois à la simulation numérique et à l'estimation. C'est un bon compromis entre le temps de calcul et les résultats obtenus. Les deux autres méthodes engendrent des erreurs importantes sur les valeurs du TEC (surtout la méthode PEBS).

Sur cette figure (V-20), les valeurs des TEC, pour les différents courts-circuits, obtenues avec le logiciel Eurostag sont aussi présentées. L'erreur entre ces valeurs et celles obtenues avec la FET est comprise entre 15 et 30 % pour les défauts 5 et 7. En ce qui concerne le défaut 10, l'erreur est beaucoup plus importante, comme il est possible de le voir sur la figure. La différence entre les TEC est due à la différence de modélisation des générateurs et des hypothèses considérées.

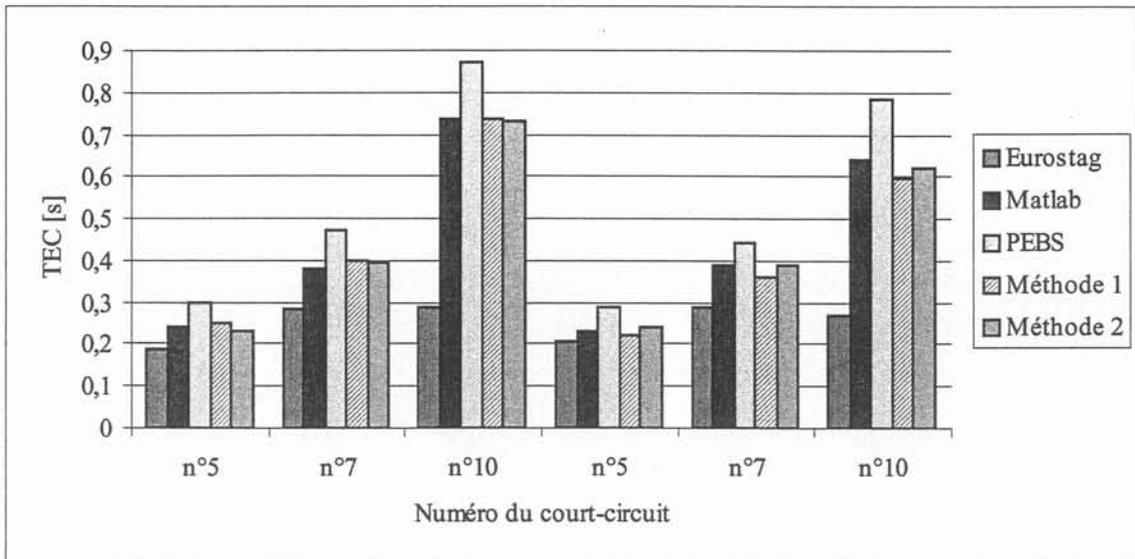


Figure V-20 : Erreur commise sur les TEC par rapport aux TEC Matlab

Dans l'annexe J, on trouvera les TEC déterminés par les différentes méthodes pour le réseau de distribution 1.

V.4. CONCLUSION

Dans ce chapitre, la théorie de la fonction d'énergie transitoire a été exposée. Ensuite, l'évolution des énergies injectées au cours d'un défaut a été présentée pour un réseau de distribution comportant de la génération d'énergie dispersée. Puis la FET a été utilisée pour établir une relation entre la valeur du TEC et l'énergie injectée pendant une perturbation. Ceci a permis de calculer la valeur du TEC avec la fonction d'énergie transitoire.

L'utilisation de la FET pour déterminer les valeurs du TEC permet de réduire de façon significative le nombre de simulations numériques. Les résultats obtenus font apparaître que la méthode 2 donne la meilleure estimation du TEC. Cette méthode, est appelée "méthode hybride" car elle fait appel à deux simulations numériques et à une estimation de l'évolution de l'énergie. Néanmoins, si l'on veut avoir des résultats plus précis (par rapport aux valeurs réelles), il faut prendre en compte plus de paramètres dans la modélisation des différents éléments du réseau.

Le calcul du TEC avec la FET est possible, comme nous venons de le voir. Le choix d'utiliser la méthode 1 ou 2 dépend du nombre de GED dans le réseau et de l'erreur tolérée. Au vu des résultats, il est possible de dire que les méthodes 1 et 2 donnent une bonne estimation des valeurs du TEC, mais il faut rester vigilant sur les valeurs trouvées. Parfois (voir cas 6 annexe J), les valeurs obtenues par les différentes méthodes ne correspondent pas aux valeurs attendues. Ceci peut

s'expliquer par le fait que les estimations du TEC sont faites avec des expressions linéaires alors que les phénomènes mis en jeu ne le sont pas. De plus, la modélisation du réseau est incomplète.

Une autre application de la FET pourrait être de déterminer, pour un TEC donné, la puissance maximale d'une GED qui peut être connectée dans un réseau. Cette application permettrait de connaître la puissance connectable pour une valeur du TEC ou de connaître la valeur maximale de la puissance d'une GED que l'on peut connecter à un réseau sans diminuer la valeur du TEC. Avec la FET, il doit aussi être possible de déterminer la puissance maximale connectable pour qu'un réseau ne soit pas instable. Ceci nécessite d'établir deux relations. La première entre la puissance de la génération et l'énergie injectée. La deuxième entre l'énergie critique et la valeur du TEC. Pour cette deuxième relation, le travail précédent a permis de montrer la faisabilité de trouver cette relation.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Depuis l'apparition des réseaux électriques ceux-ci ont toujours connu des évolutions. L'harmonisation des tensions a été l'une de ces évolutions. Cette harmonisation a été réalisée afin de faciliter l'exploitation des réseaux. L'interconnexion des réseaux de différents pays en a été une autre. L'introduction de dispositifs de puissance en vue d'améliorer la stabilité ou d'augmenter la capacité de transit des lignes de transport en est encore une autre. Ces évolutions avaient pour but majeur d'améliorer le fonctionnement des réseaux. Avec le vaste mouvement de dérégulation que connaissent actuellement les réseaux électriques dans de nombreux pays et qui trouve notamment son origine dans une volonté politique d'ouverture du marché électrique ou dans des problèmes liés aux sociétés électriques une autre évolution apparaît. Il s'agit de la dérégulation des sociétés électriques. D'une manière générale, la dérégulation des sociétés électriques a pour conséquence l'introduction de nouveaux moyens de production dans les réseaux existants. Comme nous l'avons montré, cette introduction de moyen d'énergie modifie de façon importante le fonctionnement de ces réseaux.

Dans une première partie de ce rapport, les causes et un bilan de la dérégulation des réseaux ont été rappelés. Certains problèmes survenus dans les sociétés électriques ont été aussi exposés. Les principaux moyens d'énergie dispersés existants ou futurs furent ensuite listés. Les impacts liés à l'introduction de ces moyens d'énergie dispersés dans les réseaux d'énergie existants ont été présentés. Les différents résultats ont mis en évidence que les impacts dépendent de nombreux facteurs liés à la Génération d'Energie Dispersée (puissance, modèle de régulation, lieu de connexion, nombre de GED, etc.). De l'ensemble des résultats présentés, il ressort une tendance générale. La modification du plan de tension, de la puissance de court-circuit, de la répartition des courants de défaut, des transits de puissance augmente en fonction de la puissance de la GED. A partir de ce travail d'observation et de compréhension des différents impacts, plusieurs axes d'études ont été menés. Le premier concerne les indices d'influence et de sensibilité. Ces indices permettent de quantifier l'interaction d'une nouvelle GED avec le réseau existant. L'établissement de cartographies permet d'identifier facilement et rapidement la localisation des interactions les plus fortes. Un autre axe porte sur l'optimisation de réseaux de distribution en présence de GED et plus

particulièrement sur l'optimisation des gains contenus dans les régulations de la GED et sur l'optimisation du plan de tension d'un réseau de distribution. Ce travail a permis de mettre en évidence l'intérêt de réaliser ces optimisations. La fonction d'énergie transitoire a été introduite dans le dernier chapitre. A partir de là une méthode de calcul des TEC avec la fonction d'énergie transitoire a été développée.

De nombreux axes de recherche peuvent être dégagés suite aux travaux menés.

Actuellement la majeure partie de la GED est raccordée au réseau HTA. Cependant de plus en plus de GED vont être raccordées dans les réseaux BTA et BTB. L'étude des impacts survenant dans ces réseaux permettra de les comparer avec ceux des réseaux HTA. De plus, selon la multiplication de cette GED le niveau de pilotage pourra être déterminé en fonction de la GED présente dans les réseaux HTA.

Les nouveaux moyens de production d'électricité insérés dans les réseaux existants utilisent souvent les énergies renouvelables (soleil, vent). Des méthodes d'estimation de la puissance disponible (dans une heure, une journée, etc.) permettront de connaître la puissance qui sera injectée dans les réseaux. Ceci permettra de planifier les autres moyens de production et de prévoir les scénarios de secours.

La réduction des oscillations survenant dans les réseaux peut se faire par optimisation des gains des régulations. L'insertion de limiteurs de courant doit aussi permettre de réduire ces oscillations. Une détermination des emplacements optimums permettra de réduire le nombre de ces dispositifs.

L'insertion de certains moyens de production (capteurs photovoltaïques, piles à combustible) nécessite un dispositif d'électronique de puissance (onduleur). Ce dispositif risque de dégrader la qualité de l'énergie par injection d'harmoniques. Cette dégradation est à prendre en compte et doit être étudiée afin de quantifier les problèmes éventuels sur les consommateurs et pour trouver des solutions adéquates (filtres passifs et/ou actifs).

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] CANARD Jean-François, Evolution du secteur électrique, Rapport n°1, Schneider Electric / LEG, janvier 1998.
- [2] PERCEBOIS Jacques, La déréglementation de l'industrie électrique en Europe et aux Etats-Unis, Revue de l'Energie, n°490, septembre 1997.
- [3] Planification et évolution des réseaux, Electra, n°170, groupe 37, février 1997.
- [4] THOMAS Y., Producteurs indépendants d'électricité en Europe, Electricité de France, 1994.
- [5] La privatisation de l'électricité en Grande-Bretagne, Enerpresse, mercredi 12 septembre, n°5157, 1990.
- [6] HUNT Sally, Concurrence et Privatisation : le marché de l'électricité en Angleterre et aux pays de Galles, Revue de l'Energie, n°436, janvier 1992.
- [7] Directive 96/92CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur d'électricité.
- [8] Bruxelles va mettre la France en demeure d'ouvrir son marché, journal Les Echos, 11 octobre 1999.
- [9] CUEVAS Fernando, La déréglementation de l'industrie électrique en Amérique Latine : un premier bilan, Revue de l'Energie, n°480, septembre 1996.
- [10] DANG Giap Van, La privatisation des industries électriques en Asie du sud-est : étapes, défis et difficultés, Revue de l'Energie, n°465, janvier-février 1995.
- [11] GIROD Jacques, Les reformes institutionnelles des secteurs électriques africains : acquis et incertitudes, Revue de l'Energie, n°465, janvier-février 1995.
- [12] Impact de l'ouverture des marchés sur le fonctionnement des systèmes électriques, Symposium de Tours, Electra, n°174, octobre 1997.

- [13] Dossier sur les énergies renouvelables, Flux, n°186, 1997.
- [14] Les nouvelles du vent, Systèmes solaires, n° 113 et 115, 1996.
- [15] La cogénération en Europe, Energie plus, n°114, juillet-août 1993.
- [16] Production décentralisée : Bilan économique, journée SEE à Grenoble, 5 mars 1998.
- [17] Photovoltaics in 2010, European Commission Directorate-General for Energy, 1996.
- [18] SCHMUTZ Caroline, Etat de l'art dans le domaine des piles à combustible, Etudes techniques, Schneider Electric, 1997.
- [19] ARMAND Francis, La petite hydroélectricité et l'environnement, Ademe numéro spécial, 1993.
- [20] Geothermal heat increases our energy supply, CREST.
- [21] MEYER Jean-Louis, MARQUET André, Les techniques futures de production d'électricité décentralisée Eléments prospectifs, Journée d'Etudes du 29 mai 1997, Conditions techniques d'insertion de la production décentralisée sur les réseaux de transport d'énergie, Paris, SEE.
- [22] IEEE type 1 excitation system representation, continuously acting regulator and exciter, IEEE committee report, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. pas-87, n° 6, june 1968.
- [23] JUSTON Philippe, BEIX C., Impact de la production décentralisée sur les plans de protection H.T.B. et H.T.A., Journée d'Etudes du 29 mai 1997, Conditions techniques d'insertion de la production décentralisée sur les réseaux de transport d'énergie, Paris, SEE.
- [24] Electric distribution protection problems associated with the interconnection of small, dispersed generation devices, IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, vol PAS-103, n°6, p1121-1127, june 1984.
- [25] JEWELL T., RIZY Dwight T., Interconnection problems associated with small dispersed electric generators and inverter devices, ISA Transaction, vol 23, n°2, p23-26, 1984.

- [26] Impact of embedded generation connection on MV protection : study or reference situation, EDF, 36p, 1996.
- [27] CARRIVE Philippe, Réseaux de distribution structure et planification, Techniques de l'Ingénieur.
- [28] PELISSIER René, Les réseaux d'énergie électrique, n° 1, Edition Dunod, 1971.
- [29] PIROTTE P., DUBOIS H., La génération dispersée et son incidence sur l'exploitation des réseaux de distribution, cired/aim, Liège 1987, 21p, 1987.
- [30] Le transformateur de puissance, Edité par la CEM, 1982.
- [31] CHOI Joon-Ho, KIM Jae-Chul, Advanced voltage regulation method at the power distribution system interconnected dispersed storage and generation system, IEEE Transactions on power delivery, vol 15, n° 2, april 2000.
- [32] CORTINAS PRIETO Damian, La régulation de tension des réseaux publics de distribution d'électricité, Thèse EEI, Supélec, 1997.
- [33] HADJ-SAID Nouredine, CANARD Jean-François, DUMAS Frédéric, Dispersed Generation Impact on Distribution Networks, IEEE Computer Applications in Power, vol 12, n°2, april 1999.
- [34] SCHAFFER John S., Commutating Current limiters an effective alternative for high current protection, G&W electric Compagny.
- [35] CANARD Jean-François, Impact de la génération d'énergie dispersée sur les réseaux de distribution, Rapport n° 5, Schneider Electric / LEG, 26 septembre 2000, Référence Schneider Electric 51 003 90 387.
- [36] KUNDUR Prabha, Power System Stability and control, The EPRI Power System Engineering Series, 1994.
- [37] PASSELERGUE Jean-Christophe, Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques, Thèse INPG, 26 novembre 1998.
- [38] ARCIDIACONO V., FERRARI E., MARCONATO R., DOC GALI R., GRANDEZ D., Evaluation and improvement of electromechanical oscillation damping by means of eigenvalue-

eigenvector analysis, Practical results in the central Peru power system, IEEE transactions on Power apparatus Systems, Vol. PAS-99, n°2, pp. 769-778, march-april 1980.

[39] MARTINS N., LIMA L., Determination of suitable location for power system stabilizers and Static Var Compensator for damping electromechanical oscillations in large scale power systems, IEEE Transactions on Power System, Vol. 5, n°4, pp. 1455-1469, november 1990.

[40] PAGOLA F.L., PEREZ-ARRIAGA I.J., VERGJESE G.C., On sensitivities, Residues and participations : application to Oscillatory Stability analysis and control, IEEE Transactions on Power System, Vol. 4, n°1, pp. 278-285, february 1989.

[41] ROUCO L., PAGOLA F., GARCIA-CERRADA A., RODRIGUEZ J., SANZ R., Damping of electromechanical oscillations in power systems with superconducting Magnetic energy Storage Systems : Location and Controller design, 12 th PSCC, Dresde, Allemagne, 19-23 août 1996.

[42] De Oliveira Mauricio C., GEROMEL José C., Numerical comparison of output feedback design method, School of Electrical Engineering, UNICAMP, Brazil.

[43] Optimization Toolbox for une whith Matlab, User's guide 1994.

[44] HASSAS S., Les algorithmes génétiques, Laboratoire d'Ingénierie des Systèmes d'Information, Lyon.

[45] HOUCK Christopher R, JOINES Jeffrey A., KAY Michael G., A genetic algorithm for function optimization : a matlab implementation, North Carolina State University.

[46] POIROT Jean-Christophe, Modélisations des machines asynchrones, rapport de stage, Schneider Electric, août 1997.

[47] Simulated Annealing Methods extrait de The art of scientific computing.

[48] GOTZIG Bernhard, Recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution électrique, Thèse INPG, décembre 1997.

[49] CANARD Jean-François, Impact de la génération d'énergie dispersée sur les réseaux de distribution, Rapport n° 3, Schneider Electric / LEG, 27 novembre 1998, Référence Schneider Electric 51 003 902 17.

- [50] Norme EN 50 160, Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution.
- [51] WEBER James D., OVERBYE Thomas J., DEMARCO Christopher L., Inclusion of price dependent load models in the optimal power flow.
- [52] VENKATARAMANA A., Carr J., RAMSHAW R.S., Optimal reactive power allocation, IEEE Transactions on Power Systems, vol 2, n°1, february 1987.
- [53] MOMOH JAMES A., EL-HAWARY M.E., Adapa R., A review of selected Optimal Power Plow Literature to 1993, IEEE Transactions on Power Systems, vol 14, n°1, february 1999.
- [54] CHATTOPADHYAY Debabrata, RAMANATHAN R., A new approach to evaluate generation capacity bids, PE-050-PWRS-012-1997.
- [55] SAATY Thomas L., The Analytic Hierarchy Process (AHP), McGraw-Hill, New York, 1980.
- [56] MACGILL I., KAYE F. R. J., Decentralised coordination of power system operation using dual evolutionary programming, PE-344-PWRS-0-12-1997.
- [57] DIMITROV D., GLAMOCANIN V., POP-JORDANOV J., ANDONOV D., Simulation d'évaluation des systèmes photovoltaïques de support du réseau en ce qui concerne la réduction des pertes du réseau, CIRED, 2-5 juin, 14ème Congrès, 1997.
- [58] YOSHIHARA Motohoko, URIU Yoshihisa, KOYANAGI Fumiko, Optimal allocation and evaluation of the dispersed fuel cell generator on the power system, UPEC 1997.
- [59] MAGINIER Sylvain, Le filtrage des défauts dans l'analyse de la sécurité dynamique en temps réel des grands réseaux électriques, Thèse INPG, 16 décembre 1998.
- [60] SOBAJIC D. J. et. PAO Y.-H., Artificial neural-net based dynamic security assessment for electric power systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, n°1, pp. 220-227, february 1989
- [61] HOBSON E., ALLEN G. N., Effectiveness of artificial neural networks for first swing stability determination of practical systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, n°2, pp. 1062-1068, may 1994.

[62] MAGINIER Sylvain, Perspectives d'application des réseaux de neurones au filtrage des défauts dans l'analyse de la stabilité transitoire, Rapport interne LEG, décembre 1996.

[63] FOUAD A. A., VITTAL V., Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method, Prentice Hall, 1992.

[64] ANDERSON PAUL M., FOUAD A. A., Power System Control and Stability, Iowa State University Press, 1997.

[65] UYEMURA K., MATSUKI J., YAMADA I., TSUJI T., Approximation of an Energy Function in Transient Stability Analysis of Power Systems, Electrical Engineering in Japan 92, n°4, pp. 96-100, 1972.

[66] PAI M. A., Energy Function Analysis For Power System Stability, Kluwer Academic Publishers, 1989.

ANNEXES

ANNEXE A

TOPOLOGIE ET CARACTERISTIQUES DU RESEAU DE REPARTITION

Topologie du réseau de répartition

La topologie du réseau de répartition est représentée sur la figure ci-dessous. Ce réseau (63 kV) comporte une centrale de cogénération de 62,5 MVA. A ce réseau, un réseau de transport est aussi connecté. Dans le réseau de transport (225 kV), il y a un nœud de puissance infini et deux charges impédantes de 50 MW et 24 MVAR chacune. Le réseau de transport et de répartition sont des réseaux Français.

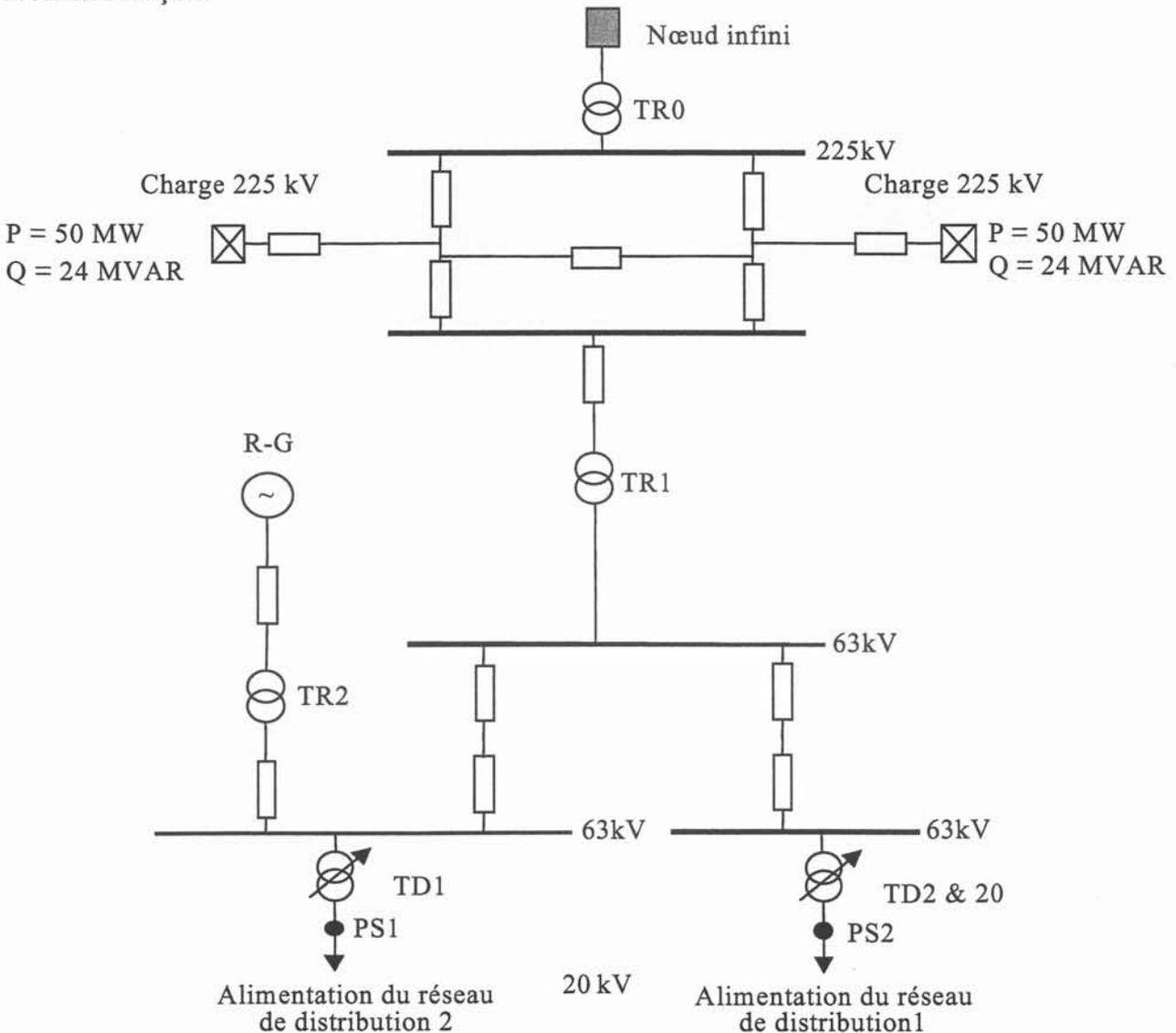


Figure A-1 : Topologie du réseau de répartition et de transport

Caractéristiques électriques du réseau de répartition et de transport

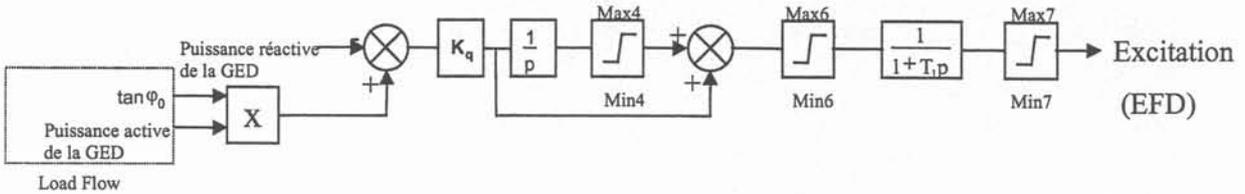
Dans le réseau de répartition, il y a une centrale de cogénération qui est équipée d'un alternateur synchrone ($S_n = 62,5$ MVA). Le générateur synchrone de la centrale de cogénération fournit une puissance active de 42 MW. Du fait de la taille de l'alternateur synchrone, celui-ci participe au maintien de la tension dans le réseau. L'alternateur synchrone possède donc une régulation de tension. Une régulation de vitesse est aussi associée à l'alternateur synchrone.

Dans le réseau de transport, il y a un nœud infini relié au réseau de transport par l'intermédiaire d'un transformateur. Nous supposons ce transformateur (TR0) parfait. Le nœud infini assure l'équilibre entre la puissance consommée par les charges des trois réseaux et la puissance fournie par les générateurs (générateur de la centrale de cogénération et les GED lorsqu'elles sont connectées aux réseaux de distribution).

ANNEXE B

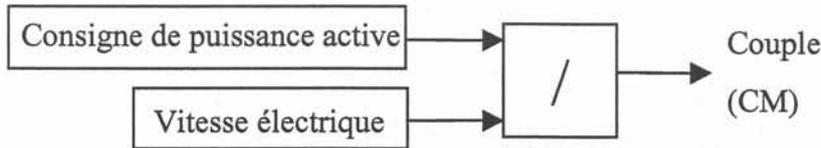
REGULATIONS ASSOCIEES A LA GED

■ Régulation de tension (déphasage) modèle 1

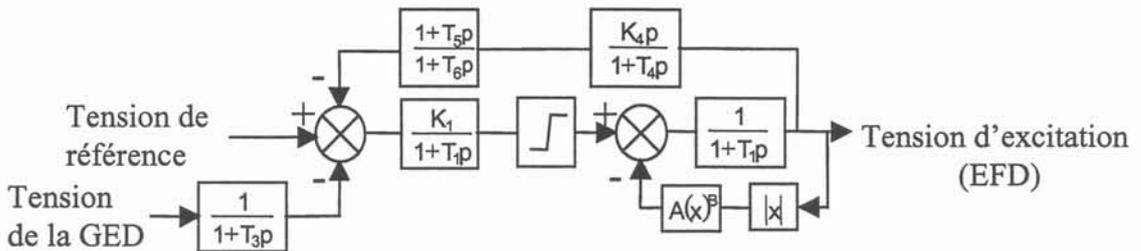


$K_q = 4$, $Min4 = 0$, $Max4 = 11$, $Min6 = 0$, $Max6 = 16$, $Min7 = 0$, $Max7 = 1,6$, $T_1 = 0,02$.

■ Régulation de puissance modèle 1

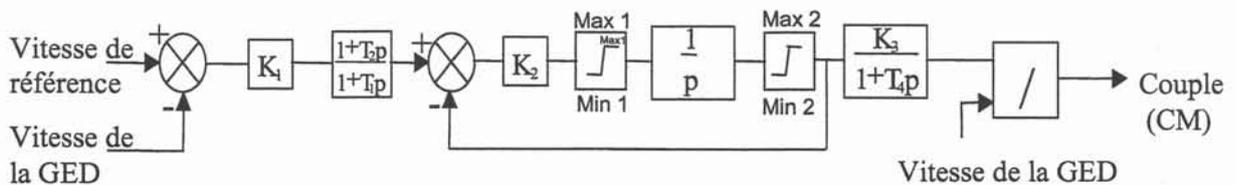


■ Régulation de tension modèle 2



$T_1 = 0,02$, $T_2 = 0,08$, $T_3 = 0,01$, $T_4 = 0,5$, $T_5 = 0,05$, $T_6 = 0,05$, $K_1 = 20$, $K_4 = 0,01$, $A = 0,25$, $B = 2,9$, $Min = -4$, $Max = 4$.

■ Régulation de puissance modèle 2



$K_1 = 9,3$, $T_1 = 36,57$, $T_2 = 12$, $K_2 = 100$, $Min2 = -0,162$, $Max2 = 0,244$, $Min1 = 0,3$, $Max1 = 999$, $T_4 = 0,3$, $K_3 = 0,3282$.

ANNEXE C

CARACTERISTIQUES DE LA GED

Caractéristiques de la GED synchrone et des transformateurs associés

	Générateurs synchrones	
S_n (MVA)	1,2	5
P_n (MW)	1	4
U_n (kV)	1,008	11
H (MWs/MVA)	0,58	1
R_a (pu)	0,0025	0,0024
X_i (pu)	0,17	0,0765
X_d (pu)	3,15	1,89
X'_d (pu)	0,24	0,193
X''_d (pu)	0,14	0,139
T'_{do} (s)	2,35	2,35
T''_{do} (s)	0,035	0,026
X_q (pu)	3,15	1,478
X'_q (pu)	0,24	0,24
X''_q (pu)	0,14	0,15
T'_{qo} (s)	1	1
T''_{qo} (s)	0,03	0,03
	Transformateurs	
S_n (MVA)	2	5
U_n secon. (kV)	20	20
U_{cc} (%)	11	8
P_i (%)	0,35	0,3

Caractéristiques de la GED asynchrone et du transformateur associé

S_n (MVA)	0,53
U_n (kV)	5,5
R_1 (pu)	0,078
X_1 (pu)	0,065
X_m (pu)	2,67
R_2 (pu)	0,044
X_2 (pu)	0,049
H (MWs/MVA)	1,2
S_n (MVA)	0,6
U_n secon. (kV)	20
U_{cc} (%)	6
P_i (%)	0,2

ANNEXE D

PUISSANCE DE COURT-CIRCUIT

La modification des courants de court-circuit modifie une grandeur importante dans un réseau. Il s'agit de la puissance de court-circuit (S_{cc}). La puissance de court-circuit est une grandeur qui permet de connaître les contraintes maximales que les matériels du réseau (câbles, disjoncteurs, etc.) vont devoir supporter lors d'une perturbation (par exemple un court-circuit). La puissance de court-circuit (S_{cc}) peut être calculée à partir de la tension nominale du réseau (U_n) et du courant de court-circuit (I_{cc}) avec l'expression suivante [27].

$$S_{cc} = \sqrt{3} U_n I_{cc} \quad (D-1)$$

La puissance de court-circuit peut être aussi calculée en utilisant l'admittance « amont » du réseau au nœud du court-circuit. L'expression de la puissance de court-circuit est alors :

$$S_{cc} = \sqrt{3} U_n^2 Y_{cc} \quad (D-2)$$

Y_{cc} est l'admittance équivalente amont du réseau au nœud de court-circuit. Le calcul de l'admittance équivalente de court-circuit nécessite la construction de la matrice du réseau Y_{bus} . La matrice Y_{bus} est une représentation matricielle des caractéristiques (résistance, charges, etc.) et de la topologie du réseau.

La puissance de court-circuit varie lorsque des éléments du réseau (lignes, transformateurs, générateurs, etc.) sont connectés ou déconnectés. La détermination de la puissance de court-circuit permet de vérifier si les matériels présents dans les réseaux vont pouvoir supporter les courants de défaut. Le choix de la valeur de la puissance de court-circuit est un compromis technico-économique [28]. En effet, une puissance de court-circuit élevée permet :

- de diminuer les perturbations (flickers, harmoniques, creux de tension, etc.) engendrées par les consommateurs,
- d'améliorer le fonctionnement des signaux tarifaires (175 Hz ou 188 Hz),
- d'utiliser dans les postes sources des transformateurs de fortes puissances sans insérer des systèmes de limitation (réactance) des courants de court-circuit.

Par contre le fait d'avoir une puissance de court-circuit élevée provoque :

- des échauffements importants dans les conducteurs dus aux surintensités,
- des efforts électrodynamiques dans les conducteurs parcourus par les courants.

Ces deux phénomènes sont proportionnels au carré du courant de court-circuit. La valeur de la puissance de court-circuit est un compromis entre les différents avantages et inconvénients présentés.

En France, la puissance de court-circuit minimale en sortie des postes sources est de 250 MVA. La valeur maximale est de 500 MVA ce qui correspond à un courant de court-circuit maximum de 12,5 kA pour une tension de 20 kV.

Dans le Tableau D-1, les valeurs de puissance de court-circuit pour les courts-circuits 1 à 3 sont données. La variation de puissance de court-circuit est plus importante pour les courts-circuits 1 et 2 que pour le court-circuit 3. Cet écart de variation s'explique par le fait que la GED est connectée sur le départ où interviennent les courts-circuits 1 et 2. Les valeurs contenues dans ce tableau sont l'image des valeurs de courants de court-circuit (Figure II-4 et Figure II-5).

	0 GED	1 MW	4 MW	5 MW
court-circuit n°1	315 MW	333 MW	348 MW	353 MW
court-circuit n°2	168 MW	177 MW	191 MW	198 MW
court-circuit n°3	141 MW	144 MW	149 MW	151 MW

Tableau D-1: Valeurs de la puissance de court-circuit pour les courts-circuits 1 à 3

ANNEXE E

THEORIE PETITS SIGNAUX

E.1 Représentation d'état

Le comportement dynamique d'un système tel qu'un système de puissance peut être décrit par un système de 'n' équations différentielles non linéaires du premier ordre.

$$\frac{\partial x_i}{\partial t} = f_i(x_1, \dots, x_n, u_1, \dots, u_r, t) \text{ avec } i=1, \dots, n \quad (\text{E-1})$$

n : ordre du système

r : nombre de variables d'entrée

t : temps

f_i : $i^{\text{ième}}$ fonction non linéaire

x_i : $i^{\text{ième}}$ variable d'état

u_j : $j^{\text{ième}}$ variable d'entrée

L'équation 1 peut être réécrite sous forme vectorielle.

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (\text{E-2})$$

$$\text{avec } x = \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}, u = \begin{bmatrix} u_1 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \text{ et } f = \begin{bmatrix} f_1 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

x : vecteur d'état

u : vecteur des variables d'entrée

f : vecteur de fonctions non linéaires

Remarque

Si $\frac{\partial x}{\partial t}$ ne dépend pas explicitement du temps, le système est dit autonome.

$$\frac{\partial x}{\partial t} = f(x, u) \quad (\text{E-3})$$

Les variables de sortie du système peuvent s'exprimer en fonctions des variables d'état et des variables des entrées.

$$y = g(x, u) \quad (\text{E-4})$$

avec $y = \begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix}$ vecteur des variables de sortie et $g = \begin{bmatrix} g_1 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}$ vecteur des fonctions non linéaires.

Les équations E-2 et E-4 donnent la représentation exacte du système. Cette représentation peut être utilisée pour étudier la stabilité transitoire. Dans le cas de la stabilité dynamique, ces équations peuvent être linéarisées autour d'un point de fonctionnement.

E.2 Linéarisation du système d'état

La linéarisation du système est faite autour d'un point d'équilibre. Cette linéarisation permet d'étudier le comportement du système lorsqu'il y a une petite perturbation.

$$\frac{\partial x_o}{\partial t} = f(x_o, u_o) = 0 \quad (\text{E-5})$$

x_o : vecteur d'état initial

u_o : vecteur des variables d'entrée au point de linéarisation

Une variation autour du point d'équilibre s'exprime pour le vecteur d'état par $x = x_o + \Delta x$ et pour le vecteur des variables d'entrée par $u = u_o + \Delta u$.

Le système est alors représenté par $\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial x_o}{\partial t} + \frac{\partial \Delta x}{\partial t} = f[(x_o + \Delta x), (u_o + \Delta u)]$

Lorsque la perturbation intervient sur l'ensemble des variables de faible amplitude, les fonctions $f(x, u)$ et $g(x, u)$ peuvent de se réécrire sous la forme de séries de Taylor. On a alors pour :

- les dérivées du vecteur d'état,

$$\frac{\partial \Delta x_i}{\partial t} = \frac{\partial \Delta f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial \Delta f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial \Delta f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial \Delta f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{E-6})$$

- le vecteur des sorties,

$$\Delta y_j = \frac{\partial \Delta g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial \Delta g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial \Delta g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial \Delta g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \quad j = 1, \dots, m \quad (\text{E-7})$$

Les équations précédentes peuvent s'écrire sous forme matricielle.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta x}{\partial t} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \\ \Delta y &= C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u \end{aligned} \quad (\text{E-8})$$

avec

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

Δx : vecteur d'état

Δy : vecteur des variables de sortie

Δu : vecteur des variables d'entrée

A : matrice d'état

B : matrice des variables d'entrée

C : matrice des variables de sortie

D : matrice définissant le facteur de dépendance des valeurs d'entrée par rapport aux variables de sortie

A partir de cette représentation d'état linéarisée du système, les valeurs propres de la matrice d'état (A) peuvent être calculées.

E.3 Valeurs propres

Les valeurs propres d'un système permettent de connaître si un système est stable ou non. Les valeurs propres donnent les fréquences et les amortissements des différentes oscillations. Les équations E-8 peuvent être réécrites en utilisant la transformée de Laplace.

$$\begin{aligned} s\Delta x(s) - \Delta x(0) &= A.\Delta x(s) + B.\Delta u(s) \\ \Delta y(s) &= C.\Delta x(s) + D.\Delta u(s) \end{aligned} \quad (\text{E-9})$$

Le système peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} \Delta x(s) &= (s.I - A)^{-1} [\Delta x(0) + B.\Delta u(s)] \\ \Delta y(s) &= C(s.I - A)^{-1} [\Delta x(0) + B] + D.\Delta u(s) \end{aligned} \quad (\text{E-10})$$

$$\text{avec } (s.I - A)^{-1} = \frac{\text{adj}(s.I - A)}{\det(s.I - A)}$$

Les fonctions de Laplace Δx et Δy ont deux composantes :

- l'une dépendant des conditions initiales $\Delta x(0)$,
- l'autre du vecteur des variables d'entrée $\Delta u(s)$.

La fonction de transfert, lorsque $\Delta x(0) = 0$, du système s'exprime par :

$$H(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = C(s.I - A)^{-1}.B + D = \frac{C \text{adj}(s.I - A).B + D.\det(s.I - A)}{\det(s.I - A)} \quad (\text{E-11})$$

Les valeurs satisfaisant l'équation $\det(s.I - A) = 0$ correspondent aux pôles du système. Ces valeurs sont les valeurs propres de la matrice d'état A . Cette équation est appelée équation caractéristique du système. Les valeurs propres de la matrice A sont les valeurs de paramètre scalaire λ pour lesquelles il existe une solution non triviale (autre que $\Phi=0$) à l'équation :

$$A.\Phi = \Phi.\lambda \quad (\text{E-12})$$

A : matrice $n \times n$

Φ : vecteur $n \times 1$

$$(A - \lambda.I).\Phi = 0 \quad (\text{E-13})$$

Pour une solution non triviale,

$$\det(A - \lambda.I) = 0 \quad (\text{E-14})$$

Les valeurs propres sont de la forme $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$ et peuvent être complexes ou seulement réelles (Figure E-1). Une valeur propre complexe avec une partie réelle négative (λ_1) représente une oscillation amortie alors qu'une partie réelle positive (λ_3) représente une oscillation non amortie. Dans ce cas le système est instable. Les valeurs propres conjuguées viennent par paires. Une valeur propre réelle négative (λ_2) ne provoque pas d'oscillation. Lorsque la valeur réelle est positive (λ_4) il y a une instabilité aperiodique dans le système.

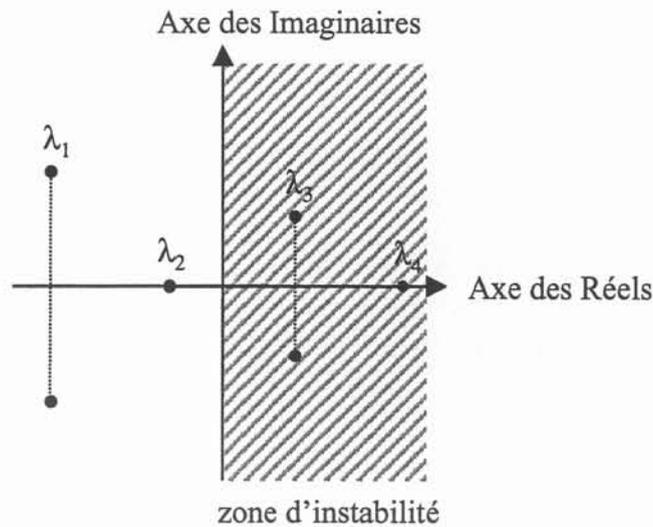


Figure E-1: Représentation des valeurs propres dans le plan complexe

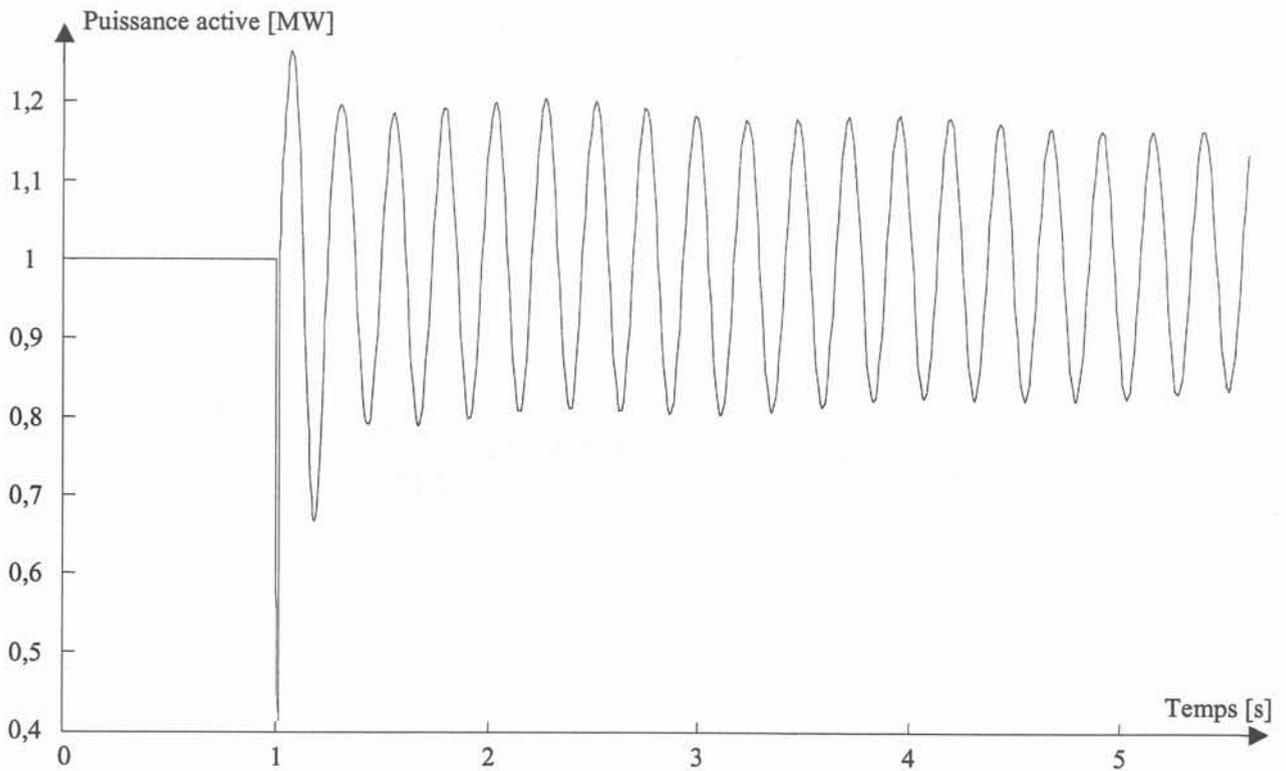
Grâce aux valeurs propres, il est possible de calculer la fréquence des oscillations et l'amortissement pour les différents modes d'oscillations :

- la fréquence d'oscillation : $f_i = \frac{\omega_i}{2\pi}$,
- le taux d'amortissement : $\xi_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}}$.

ANNEXE F

EVOLUTION DE LA PUISSANCE ACTIVE D'UNE DES SEPT GED

Ci-dessous, l'évolution de la puissance active d'une des sept GED raccordées au nœud A. Cette figure est un zoom de la Figure III-9. La fréquence déterminée graphiquement est de 4,3 Hz.



ANNEXE G

TOPOLOGIE DU RESEAU DE DISTRIBUTION 2

Le réseau de distribution 2 est constitué de 54 nœuds répartis dans 6 zones distinctes. Ce réseau comporte 52 charges impédantes. Les charges de ce réseau absorbent une puissance active totale de 27,5 MW et une puissance réactive de 11 MVAR. La tension nominale de ce réseau de distribution est de 20 kV.

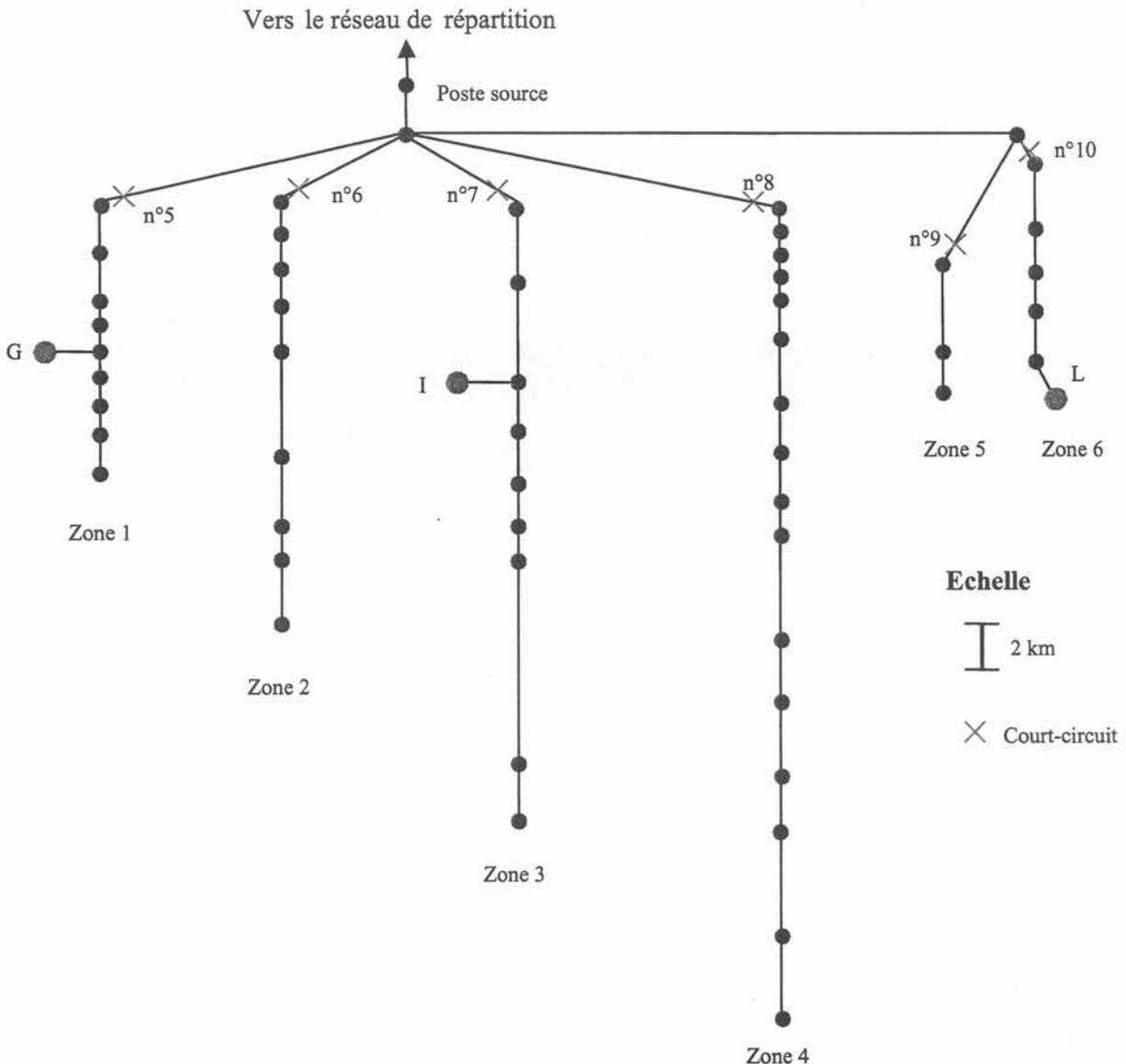


Figure G-1 : Topologie du réseau de distribution 2

Ce réseau de distribution possède trois GED synchrones raccordées aux nœuds repérés par les lettres G, I et L. Les caractéristiques de ces GED sont données dans le tableau ci-dessous.

	Générateurs synchrones		
S_n (MVA)	1,5	3,53	7,76
P_n (MW)	1,23	2,85	6,27
U_n (kV)	0,4	0,4	5,5
H (MWS/MVA)	1	1,5	3
R_a (pu)	0,104	0,004	0,004
X_i (pu)	0,13	0,13	0,13
X_d (pu)	3,15	2,82	2,05
X'_d (pu)	0,245	0,215	0,194
X''_d (pu)	0,145	0,145	0,164
T'_{do} (s)	2,35	3	4,2
T''_{do} (s)	0,035	0,06	0,047
X_q (pu)	1,68	1,6	1,68
X'_q (pu)	0,3	0,3	0,3
X''_q (pu)	0,195	0,195	0,195
T'_{qo} (s)	1	1	1,5
T''_{qo} (s)	0,03	0,03	0,03
	Transformateurs		
S_n (MVA)	1,5	4	7,76
U_n secon. (kV)	20	20	20
U_{cc} (%)	6 %	6 %	9 %
P_i (%)	0,1 %	0,1 %	0,1%

Tableau G-1 : Caractéristiques des GED

ANNEXE H

EVOLUTION DES PUISSANCES ACTIVES DES GED A ET D AVANT ET APRES L'OPTIMISATION DES GAINS

La déconnexion de la GED B entraîne, pour le premier jeu de gains (sans optimisation), des oscillations qui ont une durée importante (25 secondes) (figure G-1 et G-2). L'optimisation des gains permet de réduire considérablement la durée de ces oscillations. Elles ne sont plus que d'une seconde (figure G-3 et G-4). L'amplitude des oscillations n'est pas importante pour ce cas test car, la GED déconnectée (GED B) est loin et la puissance des GED A et D est faible.

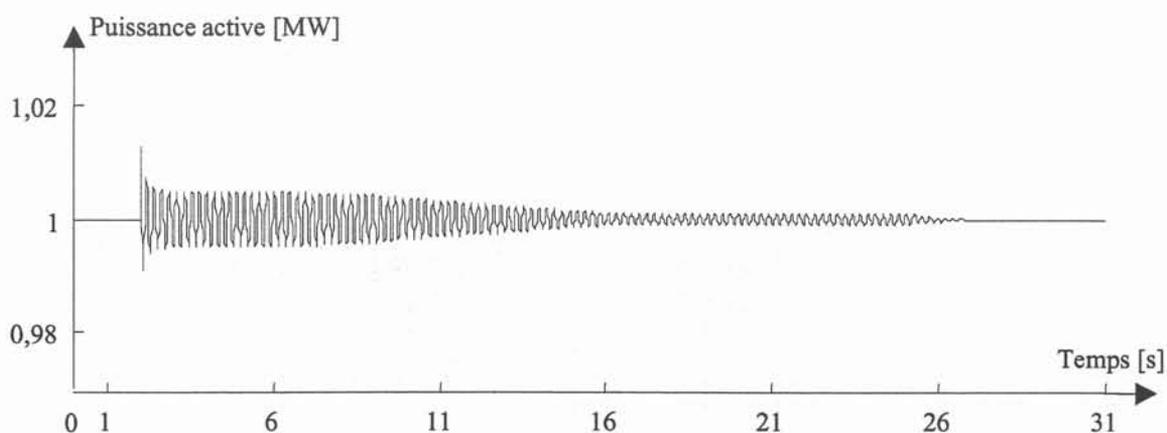


Figure G-1 : Evolution de la puissance active de la GED A après la déconnexion de la GED B pour les gains initiaux

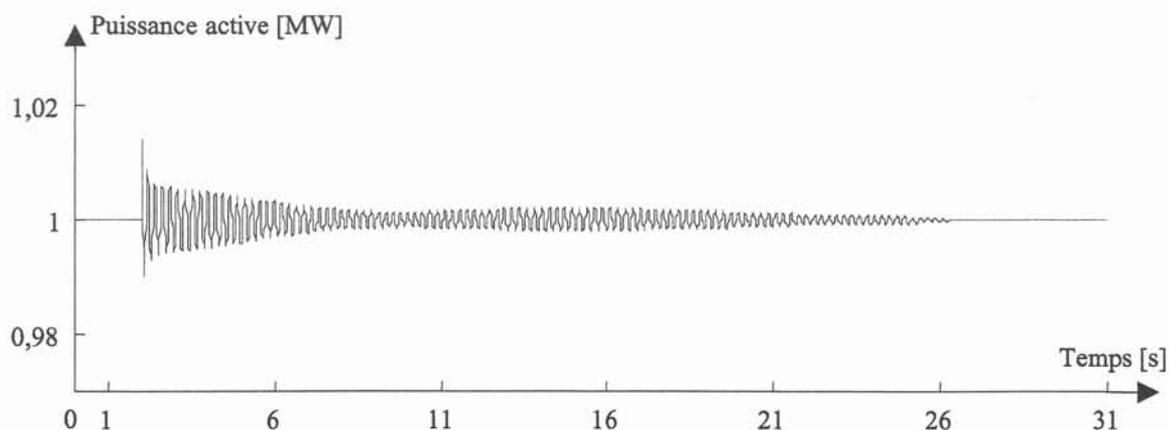


Figure G-2 : Evolution de la puissance active de la GED D après la déconnexion de la GED B pour les gains initiaux

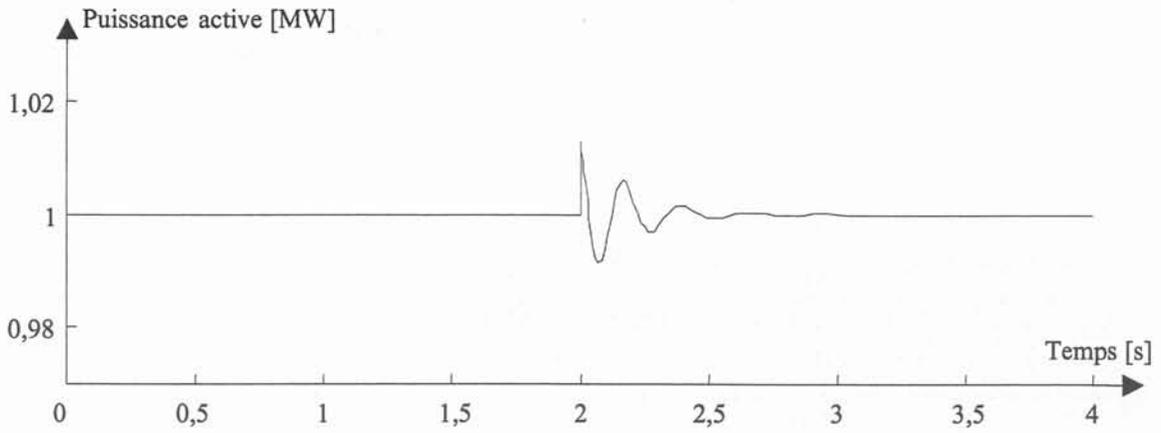


Figure G-3 : Evolution de la puissance active de la GED A après la déconnexion de la GED B pour les gains optimisés avec l'algorithme du Minimax

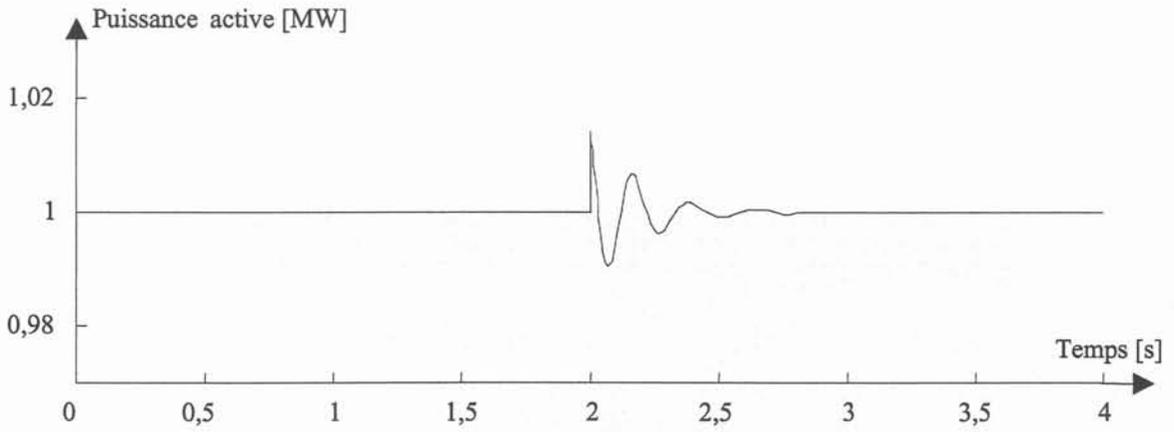


Figure G-4 : Evolution de la puissance active de la GED D après la déconnexion de la GED B pour les gains optimisés avec l'algorithme du Minimax

ANNEXE I

AUTRES OPTIMISATIONS POUR DES RESEAUX EN PRESENCE DE GENERATION D'ENERGIE DISPERSÉE

Dans la littérature d'autres optimisations sont présentées. Dans le paragraphe suivant trois de ces optimisations vont être présentées. Il s'agit du choix des producteurs et de l'emplacement ainsi que du point de fonctionnement.

I.1. Choix des producteurs

Il va être de plus en plus nécessaire de devoir choisir les générateurs qui pourront s'installer sur le réseau et cela du fait qu'il y a de plus en plus de demande de connexion (effet de la dérégulation du secteur électrique) [1]. Le choix des générateurs peut être fait par le régulateur qui donne les licences d'exploitation (par exemple l'Office of Electricity Regulation en Angleterre). Ce choix, indépendamment du fait que ces producteurs sont de plus en plus nombreux à vouloir s'installer, devient difficile car il doit tenir compte de contraintes de plus en plus nombreuses (coût, pollution, intégration du réseau, etc.). De plus, la procédure de choix doit être basée sur une méthode précise et claire. En effet, le régulateur doit pouvoir justifier pourquoi il sélectionne des offres plutôt que d'autres.

Ce choix des offres peut être fait en prenant en compte deux types de critères [54] :

- des critères quantitatifs comme la planification des investissements (coûts des centrales, coûts des lignes nouvelles ou des renforcements des lignes, etc.),
- des critères qualitatifs comme la diversité du combustible, la réputation du producteur, la pollution des centrales, etc. Pour ces critères qualitatifs une méthode de quantification est nécessaire si l'on veut en tenir compte comme des critères quantitatifs.

La méthode Analytic Hierarchy Process (AHP) développée par Thomas L. Saaty [55] permet de quantifier les différents critères qualitatifs les uns par rapport aux autres. Cette méthode permet ainsi de classer les différents critères retenus. L'utilisation d'une telle méthode permet au régulateur de sélectionner les meilleures offres selon les critères qu'il se fixe. De plus, la méthode tient compte de critères qualitatifs grâce à une méthode de quantification AHP. La prise en compte de plusieurs critères en même temps nécessite l'utilisation de techniques de compromis. La méthode est souvent utilisée car elle est particulièrement simple et flexible.

L'utilisation d'une méthode de choix est nécessaire car le régulateur peut ainsi justifier pourquoi il sélectionne des offres plutôt que d'autres. Cette procédure peut aussi servir à sélectionner des

générateurs lorsqu'ils sont déjà installés. Les générateurs sont alors sélectionnés en fonction des contraintes comme la pollution, le prix de l'électricité, etc.

I.2. Optimisation de fonctionnement

La multiplication et la diversité des nouveaux producteurs et de stockage d'énergie dans les réseaux de distribution nécessitent l'optimisation du fonctionnement de tous ces nouveaux moyens, surtout si la pénétration de ces moyens est importante. Le critère d'optimisation n'est pas forcément d'obtenir de chaque moyen de production le meilleur fonctionnement mais d'optimiser l'ensemble des productions. Des méthodes mathématiques permettent de trouver le fonctionnement optimal de l'ensemble [56].

Afin de voir l'intérêt de réaliser une telle optimisation, un exemple va être présenté. Il s'agit de deux moyens de stockage d'énergie. Le stockage de l'électricité peut être fait sous forme électrique (batteries) ou sous des formes de potentiel énergétique (eau).

Dans cet exemple, on peut voir que les variations de la production d'électricité avant l'optimisation des moyens de stockage sont importantes. Il y a une variation de plus de 72 % entre la production minimale et maximale. Après l'optimisation des deux moyens de stockage, les variations de la production sont moins importantes. Les variations de la production ne sont plus que de 37 %. La courbe de la production est lissée. Il est ainsi possible, grâce à cette optimisation, d'avoir un maximum de générateurs qui délivrent toujours la même puissance. Cela peut être intéressant pour des générateurs qui sont associés à de la cogénération comme les turbines à gaz. La production d'électricité en continue permet dans le même temps de fournir de la chaleur. De plus, l'optimisation permet de réduire le coût de production des centrales. Pour cet exemple, le coût de production est diminué de 12 %.

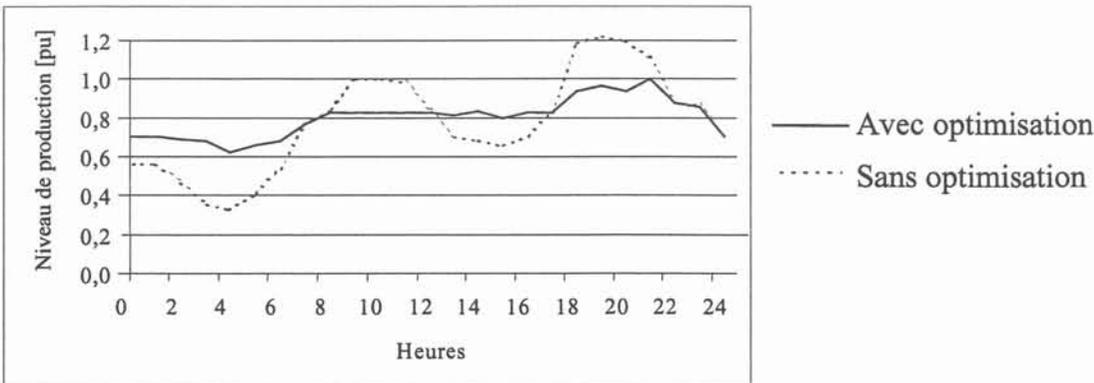


Figure I-1 : Evolution de la production avec et sans optimisation des moyens de stockage d'énergie

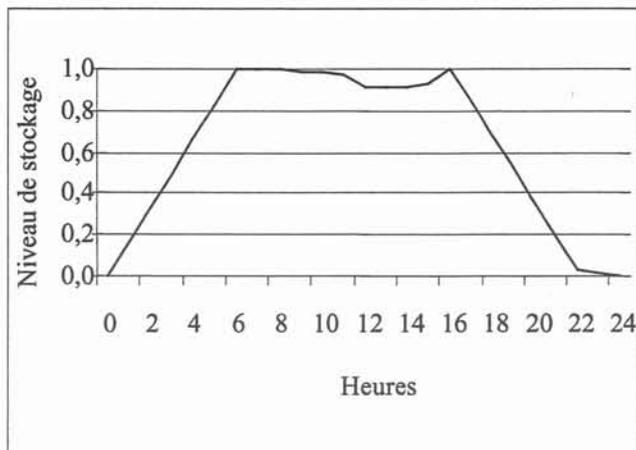


Figure I-2 : Evolution de l'énergie stockée dans le moyen de stockage 1

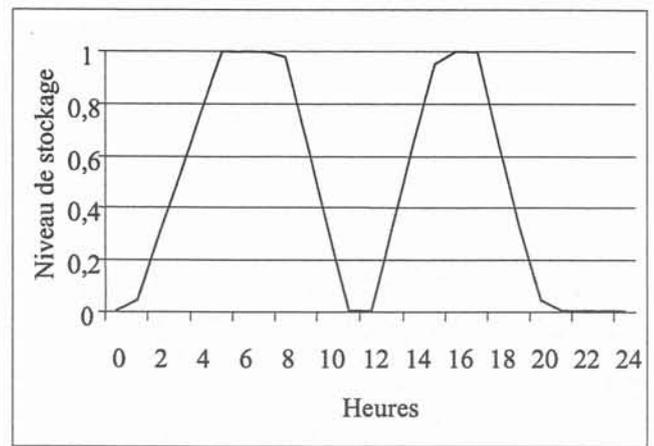


Figure I-3 : Evolution de l'énergie stockée dans le moyen de stockage 2

Dans cet exemple, il est intuitif de savoir quand les deux moyens de stockage doivent absorber ou fournir de l'énergie mais cela ne peut plus être le cas quand le nombre de moyens de stockage augmente.

I.3. Choix de l'emplacement

Dans la première optimisation, la détermination des producteurs est réalisée en tenant compte de plusieurs critères aussi bien quantitatifs que qualitatifs mais la détermination ne tient pas compte de la réduction des pertes Joule qu'il peut y avoir selon l'emplacement de la connexion des générateurs d'énergie.

Selon l'emplacement de connexion d'un générateur d'énergie, les pertes Joule peuvent diminuer ou augmenter. En effet, les générateurs d'énergie dispersés sont plus facilement implantables (petite taille, contraintes géographiques moins importantes) dans les zones où il y a un besoin d'électricité. Cette implantation dans le réseau de distribution permet aux générateurs d'alimenter directement des charges. Afin de déterminer le meilleur emplacement de connexion du générateur dans le réseau, il peut être intéressant de faire une étude d'optimisation. Cette étude peut consister à trouver le lieu de connexion où le générateur minimise, par exemple, les pertes Joule dans le réseau dans la limite des possibilités géographiques de connexion des générateurs (éoliennes) [57][58].

La méthode pour la détermination du meilleur emplacement pour connecter un générateur est dans son principe simple. Il suffit de calculer les pertes Joule du réseau avant la connexion du générateur puis de les recalculer pour les différents nœuds de connexion possible. Il faut pour cela connaître les caractéristiques ainsi que les courbes de charge du réseau. Le meilleur emplacement de

connexion est obtenu en choisissant le lieu de raccordement qui donne les pertes Joule les moins importantes.

Dans l'exemple ci-dessous (Figure I-4), trois générateurs photovoltaïques (PV) d'une puissance de 500 kW chacun (736 MWh/an) doivent être connectés sur trois départs [57].

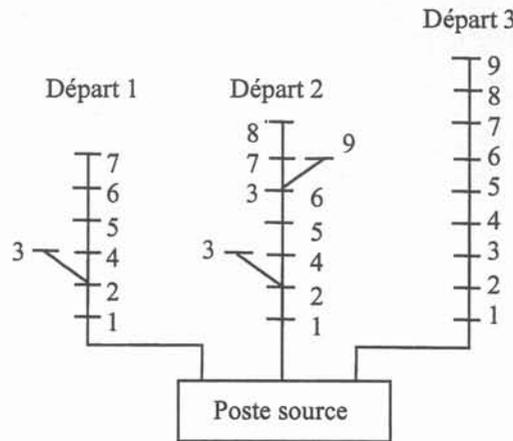


Figure I-4 : Topologie du réseau étudié

Afin de trouver le meilleur emplacement des générateurs, un calcul pour chaque nœud a été fait. La Figure I-5 récapitule les gains obtenus sur les pertes Joule selon l'emplacement des générateurs dans les trois départs. Pour chaque départ, le meilleur emplacement pour connecter le générateur correspond au nœud où les pertes Joule sont les plus faibles.

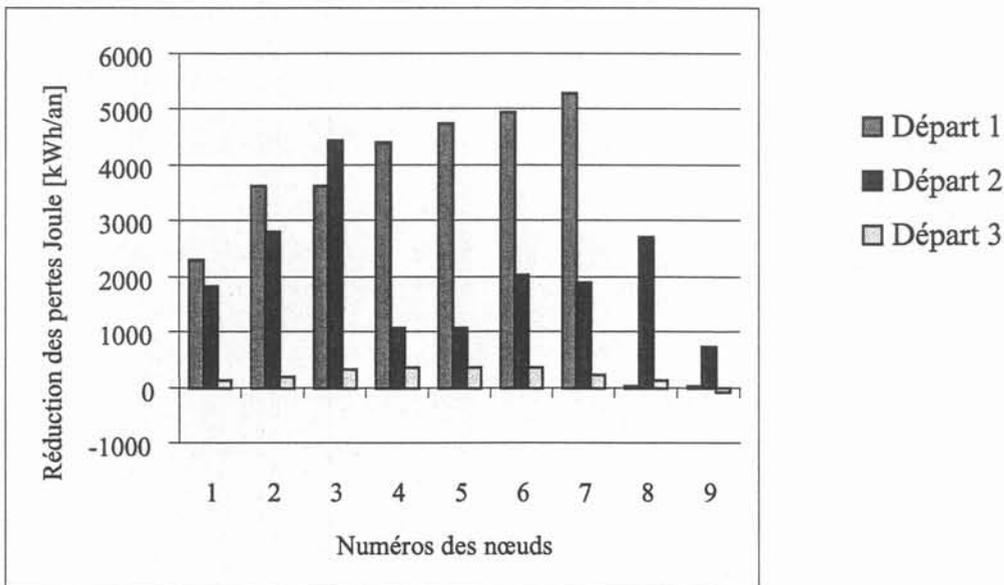


Figure I-5 : Réduction des pertes selon les nœuds de connexion

Hypothèses : Les calculs pour un départ sont faits indépendamment des autres départs. De plus, il n'y a qu'un générateur par départ.

Cet exemple permet de voir les variations des pertes Joule selon l'emplacement de connexion des générateurs d'énergie dans le réseau. Le meilleur emplacement pour connecter le générateur d'énergie 1 est le nœud 7, le générateur 2 est le nœud 3, pour le générateur 3 la connexion au nœud 5 correspond à la diminution la plus importante des pertes Joule pour ce départ. Pour les départs 1 et 2, le meilleur emplacement correspond aux nœuds les plus chargés des deux départs. Pour le départ numéro 3, le nœud où doit être connecter le générateur, pour minimiser les pertes Joule, ne correspond pas au nœud le plus chargé. Dans ce cas, il n'est pas intuitif de trouver le meilleur emplacement pour connecter le générateur.

On remarque que pour le départ numéro 3 la connexion d'un générateur au nœud 9 augmente les pertes Joules dans le réseau.

L'insertion d'un générateur d'énergie dispersé dans un réseau de distribution permet en général de réduire le transit de puissance. De ce fait, les pertes Joule sont moins importantes car le générateur alimente directement les charges. Dans le départ 1, après la connexion du générateur, l'énergie transitant est diminuée de 9 %. Du fait de la connexion du générateur, les départs se situant entre le poste source et le générateur sont moins chargés. D'autres charges pourront être connectées sans que les départs soient modifiés.

L'exemple traité permet de mettre en évidence que le choix de l'emplacement de connexion est important si l'on veut minimiser les pertes dans le réseau. La minimisation des pertes Joule peut participer à la diminution du prix de l'électricité. Cette détermination du meilleur emplacement peut s'avérer difficile si :

- les générateurs utilisent les énergies renouvelables. Il faut alors associer des méthodes basées sur les probabilités pour connaître la capacité de fourniture des générateurs.
- le réseau est important ou si la topologie du réseau peut changer souvent. Le nombre de cas à étudier peu très vite devenir important surtout s'il y a plusieurs générateurs connectés sur le même départ. La détermination du meilleur emplacement ne devra plus se faire en étudiant chaque cas mais en utilisant des méthodes qui tiendront comptes des courants dans les départs, des tensions, caractéristiques du réseau, etc.

La détermination de l'emplacement doit aussi tenir compte des contraintes électriques (élévation des courants de court-circuit, des protections à modifier, des niveaux de tension, du mode de raccordement, des offres retenues par le régulateur, de la stabilité du réseau, etc.). Toutes ces contraintes peuvent mener à ne pas pouvoir choisir l'emplacement de connexion du générateur pour minimiser les pertes Joules dans le réseau. De plus, la connexion d'un générateur au réseau doit satisfaire aux règles de connexion.

Une autre optimisation du réseau de distribution peut être effectuée pour minimiser les pertes Joule dans le réseau par une reconfiguration du réseau [48]. Lorsque le réseau de distribution possède des générateurs, une reconfiguration peut aussi être effectuée. Dans ce cas, la méthode de reconfiguration doit tenir compte des générateurs connectés au réseau.

ANNEXE J

VALEURS DES TEC POUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION 1

Les TEC ont été déterminés par les différentes méthodes pour le réseau de distribution 1 et ceci pour différentes configurations de GED. Les différents cas sont donnés dans les deux tableaux ci-dessous. Les résultats obtenus sont illustrés sur la Figure J-1.

	nœud A	nœud B	Numéro du cc
Cas 1	GED 1	0	1
Cas 2	GED 1	0	1
Cas 3	2 GED 1	0	1
Cas 4	GED 2	GED 3	1
Cas 5	GED 2	GED 3	4
Cas 6	GED 2 GED 3	0	1

Tableau J-1 : Répartition de la GED et emplacement des courts-circuits

Nom	Puissance
GED 1	1,00 MW
GED 2	1,23 MW
GED 3	2,85 MW

Tableau J-2 : Puissance active de la GED

Les résultats obtenus sont similaires à ceux trouvés pour le réseau de distribution 2. L'erreur la plus importante intervient quand les TEC sont calculés avec la méthode PEBS. L'utilisation de la méthode 1 permet de réduire très nettement l'erreur commise. Ces deux remarques ne sont pas vraies pour le cas 6 où la méthode PEBS et la méthode 1 donnent pratiquement la même erreur sur le TEC. Pour les six cas présentés, la méthode 2 donne l'erreur la plus faible sur les TEC. Pour les cinq premiers cas, l'erreur commise avec la méthode 1 n'est pas très importante (inférieure à 4 %). Elle est moins importante pour ce réseau que pour le réseau de distribution 2.

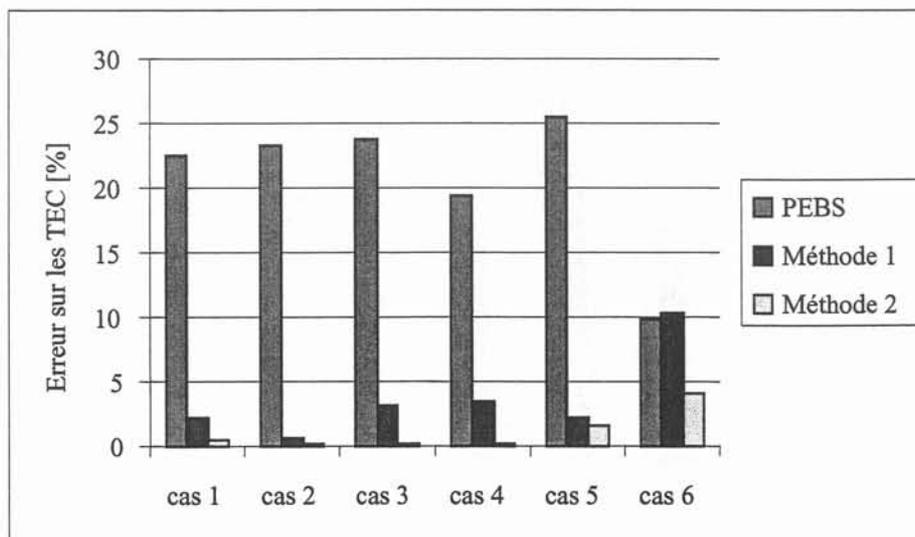


Figure J-1 : Erreur sur les TEC pour le réseau de distribution 1

Les réseaux électriques sont actuellement en pleine mutation du fait de la dérégulation du secteur électrique. L'une des conséquences de la dérégulation est l'apparition de génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution. Cette introduction de production d'énergie au sein des réseaux de distribution existants n'est pas sans effet sur ceux-ci. Le travail réalisé dans le cadre de cette thèse a permis d'identifier et d'étudier les principaux impacts de la génération d'énergie dispersée sur les réseaux de distribution (impact sur le plan de tension, sur les courants de court-circuit, sur la stabilité, sur les temps d'élimination critique de défaut, etc.). Ces impacts sont mis en évidence par des simulations numériques et des outils de la théorie petits signaux (valeurs propres et facteurs de participation). De ce travail d'identification, des algorithmes d'optimisation sont utilisés afin d'insérer au mieux cette génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution. Les algorithmes d'optimisation (algorithme du Minimax, génétique, simplexe et recuit simulé) sont mis en œuvre pour améliorer le profil de tension des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée. Certains de ces algorithmes sont aussi utilisés pour coordonner les gains contenus dans les régulations des générations d'énergie dispersées afin d'améliorer la stabilité des réseaux. Des indices d'influence sont aussi définis afin d'identifier les zones d'influence de la génération d'énergie dispersée sur les réseaux de distribution.

Mots clés : Réseaux de distribution, génération d'énergie dispersée, impact, étude dynamique, théorie petits signaux, indices d'influence, algorithmes d'optimisation, plan de tension, stabilité, temps d'élimination critique de défaut.

Power systems are undergoing profound changes due to the deregulation of the power industry. One of the consequences of this deregulation is the emergence of dispersed generation in distribution networks. The introduction of this generation within the existing distribution networks can have important effects that should be carefully assessed. This thesis deals with the identification and assessment of these impacts on distribution networks (voltage, short-circuit currents, stability, critical clearing time ...). These impacts are highlighted by using dynamic simulations and by using small signals theory tools (eigenvalues and participation factors). Furthermore, several optimisation algorithms are used in order to insert this dispersed generation in the existing distribution networks in an optimum way (security, enhanced performances ...). Optimisation algorithms (algorithm of Minimax, genetics, simplex and simulated annealing) are also implemented to improve the voltage profile of distribution networks with dispersed generation. In addition, some of these algorithms are used to coordinate the gains contained in the controllers of the dispersed generations in order to improve the stability of the networks. Influence indices are also defined in order to identify the influence areas of the dispersed generation on the distribution networks.

Keywords : Distribution networks, dispersed generation, impact, dynamic study, small signals theory, influence indices, optimisation algorithms, voltage profile, stability, critical clearing time.