TABLE DES MATIÈRES

Page

INTRODUCTION 19
0.1 Motivation de la thèse 21
0.2 Problématique de la recherche 22
0.3 Objectifs et contribution de la thèse 22
0.4 Organisation de la thèse 24

CHAPITRE 1 REVUE BIBLIOGRAPHIQUE 25
1.1 Introduction 25
1.2 Méthodes pour l'analyse de la stabilité transitoire 25
1.2.1 Méthodes temporelles liées aux méthodes d'intégration numérique 26
1.2.2 Méthodes directes ou méthodes énergétiques 26
1.2.3 Méthode hybride 29
1.3 L'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire 31
1.4 Résumé 33

CHAPITRE 2 LA GÉNÉRATION DES BASES DE DONNÉES DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE PAR UTILISATION DE LA MÉTHODE DES PLANS D'EXPÉRIENCES 35
2.1 Introduction 35
2.2 Définition mathématique de la stabilité d'un système dynamique 35
2.3 Modèle du générateur 36
2.4 Génération de la base de données initiale 37
2.4.1 Écoulement de puissance 38
2.4.2 La simulation temporelle 38
2.4.3 L'indice de la stabilité transitoire CCT 40
2.5 L'analyse de Pareto 42
2.6 La méthode des plans d'expérience pour calculer le CCT 43
2.6.1 Objectif 43
2.6.2 Principe de la méthode des plans d'expériences 43
2.6.3 La méthode des plans d'expériences appliquée à la détermination de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT) 46
2.7 Résumé 49

CHAPITRE 3 L'ESTIMATION DE LA FONCTION CCT PAR LE KRIGEAGE DUAL 51
3.1 Introduction 51
3.2 Estimation par la méthode de krigeage dual 51
3.2.1 Définition 51
3.2.2 Formule mathématique de krigeage dual 52
3.3 L'évaluation de la fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT) ...55
3.4 Les dérivées de la fonction estimée par le krigeage dual 56

3.5 Résumé.....57

CHAPITRE 4 L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL AVEC LA CONTRAINTE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE (TSC-OPF).....59
4.1 Introduction.....59
4.2 La théorie du problème de TSC-OPF 59
4.3 La procédure de la solution.....61
4.4 Implémentation dans Le TSC-OPF.....65
4.5 La multicontingence de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire.....67
4.6 Les logiciels utilisés.....68
4.7 Résumé.....69

CHAPITRE 5 RÉSULTATS NUMÉRIQUES DE TSC-OPF 71
5.1 Introduction.....71
5.2 Application numérique.....71
5.2.1 Le réseau électrique New England 71
5.2.2 Le réseau 50 machines – 145 barres..... 88
5.2.3 Comparaison avec autres approches..... 94
5.3 Résumé.....95

CHAPITRE 6 SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS.....97
6.1 Synthèse 97
6.2 Conclusion générale.....100
6.3 Impacts industriels 101
6.4 Recommandations.....102

BIBLIOGRAPHIE.....126

LISTE DES TABLEAUX

Page

Tableau 0.1 Exemples des *blackout*s 20

Tableau 2.1 Types des barres dans un réseau électrique 38

Tableau 2.2 Matrice d'expérience de Taguchi pour 3 variables à 5 niveaux 45

Tableau 3.1 Performance des fonctions estimées pour le réseau 10 machines 56

Tableau 5.1 Répartition de puissance au point initial 73

Tableau 5.2 Liste des contingences examinées 73

Tableau 5.3 Paramètres de la fonction de CCT pour New England 73

Tableau 5.4 Répartition de puissance pour le cas A 77

Tableau 5.5 Répartition de puissance pour le cas B 80

Tableau 5.6 Répartition de puissance pour le cas C 84

Tableau 5.7 Répartition de puissance pour Cas B et Cas C 86

Tableau 5.8 Répartition de puissance pour (cas A + cas B + cas C) 87

Tableau 5.9 Répartition de puissance pour le défaut 6-7 93

Tableau 5.10 Répartition de puissance pour le défaut 28-29 94

Tableau 5.11 Comparaison des temps de CPU pour Le TSC-OPF 95

LISTE DES FIGURES

Page

Figure 0.1 Classification de la stabilité des réseaux électriques 19

Figure 0.2 *blackout*s d'États-Unis et l'Italie (2003).....21

Figure 1.1 Analogie de la boule roulante sur la surface interne d'un bol.....28

Figure 1.2 Critère des aires égales 29

Figure 2.1 Représentation fondamentale d'un système dynamique.....35

Figure 2.2 Modèle classique (simplifié).....36

Figure 2.3 État instable (t_f=0.06s avec un pas de 10ms).....39

Figure 2.4 État stable (t_f=0.05s avec un pas de 10ms).....39

Figure 2.5 Principe de la méthode dichotomie pour trouver le CCT 41

Figure 2.6 Graphe de Pareto.....42

Figure 2.7 Principe de la base de données pour calculer le CCT 47

Figure 2.8 Espace de design de la base de données 48

Figure 2.9 Niveaux de plan d'expériences utilisé 49

Figure 3.1 Dérive et fluctuations (dérive constante).....52

Figure 3.2 Comparaison de CCT estimé avec le CCT calculé par la simulation.....57

Figure 4.1 Procédure de la solution de TSC-OPF.....66

Figure 5.1 Réseau New England 10 machines-39 barres.....72

Figure 5.2 Représentation des variations de CCT(s) cas A.....75

Figure 5.3 Graphique des effets directs pour les paramètres de cas A 75

Figure 5.4 Graphique de Pareto standardisé pour les paramètres de cas A 76

Figure 5.5 Angles relatifs des rotors pour le cas A 76

Figure 5.6 Représentation des variations de CCT(s) cas B.....78

Figure 5.7 Graphique des effets directs pour les paramètres du cas B.....79

Figure 5.8 Graphique de Pareto standardisé pour les paramètres du cas B 79

Figure 5.9 Angles relatifs des rotors pour le cas B 81

Figure 5.10 Représentation des variations de CCT(s) cas C.....82

Figure 5.11 Graphique des effets directs pour les paramètres de cas C.....82

Figure 5.12 Graphique de Pareto standardisé pour paramètres du cas C.....83

Figure 5.13 Angles relatifs des rotors pour le cas C 83

Figure 5.14 Angles relatifs des rotors pour le cas B et cas C.....85

Figure 5.15 Angles relatifs des rotors pour le cas A + cas B + cas C 88

Figure 5.16 Réseau 50 machines - 145 barres.....89

Figure 5.17 Représentation des variations de CCT(s) pour le réseau 50 machines...90

Figure 5.18 Graphique des effets directs pour 50 machines - 145 barres 90

Figure 5.19 Graphique de Pareto standardisé pour les réseau 50 machines 91

Figure 5.20 Angles relatifs des rotors pour le réseau 50 machines.....92

Figure 5.21 Variation de la sortie des générateurs par rapport au point initial 92

Figure 6.1 Schématisation de l'approche proposée.....97

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

TSC-OPF	Transient Stability Constrained Optimal Power Flow.
OPF	Optimal Power Flow.
TD	Time Domain Simulation.
CCT	Critical Clearing Time (s).
DoE	Design Of Experiment.
PES	Point d'équilibre stable ou SEP Stable Equilibrium Point.
PEBS	Potential Energy Boundary Surface.
OMIB	Machine connectée à une barre infinie.
SIME	Single Machine Equivalent.
EAC	Critère des l'aires égales.
EEAC	Critère des aires égales étendu.
PQ	barre de charge.
PV	barre de génération.
IP	Point intérieur.
PO	Point d'opération.
INF	Inférieur.
SUP	Supérieur.
I	État instable de réseau électrique.
S	État stable de réseau électrique.
RMSE	Root mean square error.
SD	Standard deviation.
EAD	Équations algébriques différentielles.
TSC	Contrainte de la stabilité transitoire.
PF	Power Flow.
P_g	Puissance active des générateurs.
V_g	Tension des générateurs.
V_k	Amplitude de la tension.
δ_k	Phase de la tension.

Rapport-Gratuit.com

P_k	Puissance active injectée.
Q_k	Puissance réactive injectée.
t_f	Temps d'élimination de défaut.
H	Constante d'inertie de la machine.
ω_s	Vitesse synchrone.
ω	Vitesse angulaire.
P_m	Puissance mécanique.
P_e	Puissance électrique.
δ	Angle de générateur.
G_{ij}	Partie imaginaire de l'élément *i-j* de la matrice d'admittance.
E_i	Tension interne de la machine *i*.
G_{ij}	Conductance.
B_{ij}	Susceptance.
CCT	Indice de la stabilité transitoire.
$a(x)$	Dérive de la fonction de krigeage-dual.
$b(x)$	Covariance de la fonction de krigeage-dual.
h	Distance euclidienne entre les variables.
x_i	Variable de vecteur de l'optimisation.
x_j	Variable de vecteur de la base de données.
$x_{réduit}$	Vecteur des variables réduit de la fonction estimée
$\widetilde{CCT}$	Indice de la stabilité transitoire estimée.
$nvar$	Nombre des variables de la fonction.
m	Nombre des points d'opération testés.
G_{PF}	Contrainte d'égalité de l'écoulement de puissance.
G_{TSC}	Contrainte d'égalité de la stabilité transitoire.
$H(x)$	Contrainte d'inégalité de l'écoulement de puissance.
λ , μ	Multiplicateurs de Lagrange.
f	Fonction objective.

INTRODUCTION

Les réseaux électriques sont des systèmes extrêmement complexes dont la performance dynamique est influencée par une grande variété de caractéristiques, qui ont une incidence sur la stabilité du système (Moechtar *et al.,* 1995). Ces caractéristiques sont essentielles pour comprendre la stabilité des réseaux électriques (Kundur, 1994). Comme présenté dans la figure 0.1, le problème de la stabilité des réseaux électriques peut être classé en trois grands groupes : la stabilité de l'angle de rotation, la stabilité de fréquence et la stabilité de la tension.

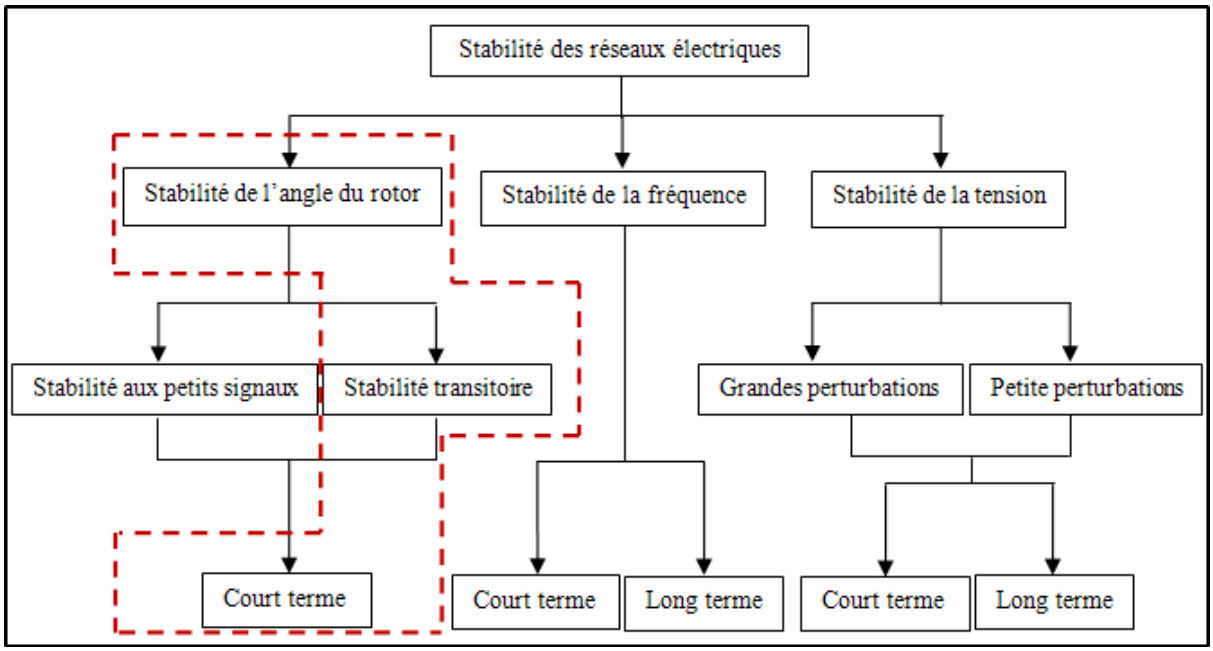

Figure 0.1 Classification de la stabilité des réseaux électriques
Adaptée de Kundur (1993, p.36)

La stabilité de l'angle de rotation est la capacité des machines synchrones interconnectées dans un réseau électrique à rester en synchronisme après une perturbation (Kundur, 1994).

Selon la forme des perturbations, il existe deux types de stabilité de l'angle de rotation : la stabilité des petits signaux et la stabilité transitoire. Cette dernière représente la capacité des machines à rester en synchronisme après de grandes perturbations comme les courts circuits sur des lignes. La stabilité des petits signaux est caractérisée par les oscillations

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

électromécaniques des rotors. Ces oscillations seront amorties si le système fournit assez de couple électromécanique pour réduire la variation de vitesse du rotor (Kundur, 1994).

Beaucoup de problèmes d'instabilité suscitée dans plusieurs régions du monde ont causé d'énormes pertes économiques. Ces instabilités des réseaux électriques peuvent causer des pannes énormes, et plongent dans un laps de temps très court des millions de personnes dans la noirceur totale comme le montre la figure 0.2. Aussi le tableau 0.1 présente des événements de *blackout* dans les vingt dernières années (RTE, 2004). Dans ce tableau, on constate que la majorité des pannes sont produites en été ou en hiver lorsque la demande d'électricité est élevée. Les phénomènes naturels comme le froid, les tempêtes, le vent et la perturbation géomagnétique sont aussi des conditions de panne, ainsi le *blackout* de Québec en 1989 avait été causé par des tempêtes géomagnétiques. Les équipements vieillissants sont aussi une des raisons des pannes d'électricité, telles que celle de 2005 en Russie où 70% des sous-stations avaient dépassé leur durée de vie. Ce cas est semblable au *blackout* de 2004 en Grèce où certains équipements importants comme un générateur de 125 MW étaient hors service.

Tableau 0.1 Exemples des *blackout*s

Date	**Endroit**
24/08/1994	Italie
12/03/1996	Floride, USA
07/08/1996	Big river Electric Corporation, USA
10/08/1996	Nord-Ouest Californie, USA
26/08/1996 et 07/1999	New York USA
01/1998	Canada, New York and New England
12/1998	San Francisco, USA
12/01/2003	Sud de la Croatie et une partie de la Bosnie Herzégovine
14/08/2003	Nord-est d'USA et Canada
28/08/2003	Sud de Londres
05/09/2003	Ouest Midlands in USA
01/12/2003	Sud-East of Massachusetts a USA
12/07/2004	Athènes et Sud de la Grèce
14/12/1994	Arizona et Washington à USA

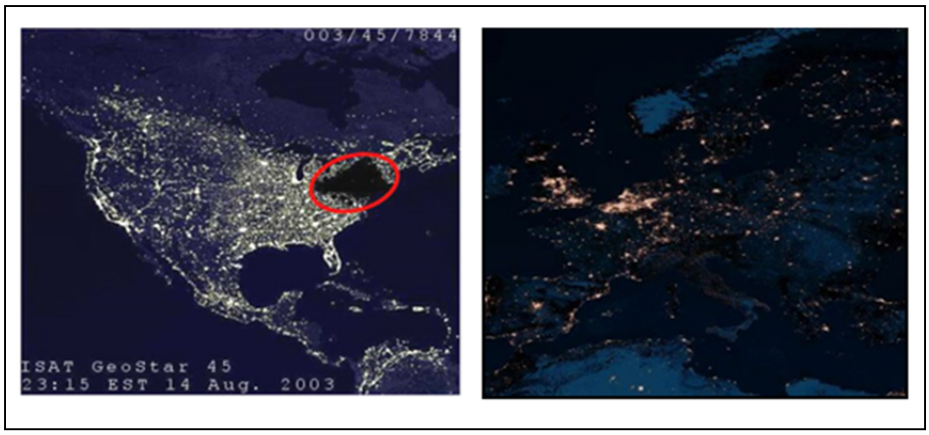

Figure 0.2 *blackout*s d'États-Unis et l'Italie (2003)
Adaptée de RTW (2004)

0.1 Motivation de la thèse

Les réseaux électriques modernes continuent de croitre en termes de taille et de complexité, et cela est dû à la grande demande en électricité. Les exigences de fonctionnement des réseaux électriques sont extrêmement élevées, c'est pourquoi les réseaux électriques doivent continuellement fonctionner tout en maintenant leur sécurité et leur fiabilité. En conséquence, de nombreux problèmes d'instabilité se sont produits dans plusieurs pays récemment. Par exemple, la panne (*blackout*) du réseau électrique dans le nord des États-Unis et en Ontario, le 14 août 2003 a touché environ 50 millions de personnes (Wei, 2009). Ce genre de panne a coûté très cher. C'est pour cela que la stabilité dynamique sous une large contingence est la plus sérieuse menace pour le développement des réseaux électriques modernes. Parmi les diverses analyses de la sécurité dynamique, la stabilité transitoire est l'une des évaluations les plus essentielles et importantes. Récemment, les ingénieurs et chercheurs ont prêté une très grande attention à l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques (Yuan *et al*. 2002, Layden *et al*. 2004, Kodithuwakku, 2006, Pavella et al., 2000, Fouad et Vittal, 1992).

L'écoulement de puissance optimal (OPF) a été introduit par Carpentier (Carpentier, 1962) puis formulé par Dommel (Dommel, 1968). L'objectif principal de l'OPF est de faire fonctionner le système à l'état le plus économique tout en satisfaisant les contraintes de

sécurité. Donc, la combinaison entre OPF et la contrainte de la stabilité transitoire qui formule le problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF) est devenue de plus en plus impérative. La disponibilité d'un outil rapide et efficace pour résoudre le problème de TSC-OPF est essentielle pour assurer le fonctionnement du réseau électrique d'une manière efficace et sécurisée.

0.2 Problématique de la recherche

La problimatique principal de ce travail de recherche est le développement d'un outil rapide et efficace qui permet d'estimer une contrainte de stabilité transitoire précise sous forme fonctionnelle qui peut être facilement utilisé comme une contrainte au problème de TSC-OPF. En outre, cette fonction est proposée pour être utilisée dans la conduite de la contrainte de la stabilité transitoire par rapport aux variables de l'écoulement de puissance pour être utilisée dans l'évaluation de la sécurité en ligne et de contrôle préventif. Ces applications nécessitent l'expression de la contrainte de la stabilité transitoire sous forme fonctionnelle continue et dérivable par rapport aux variables caractérisant l'état de précontingence. Afin d'atteindre ces principaux objectifs, nous avons proposé une méthodologie combinant la simulation temporelle (TDS) et les plans d'expériences (DoE). Cette combinaison a permis de construire des bases de données. Ces dernières ont été modélisées au moyen de la technique de régression du krigeage dual.

0.3 Objectifs et contribution de la thèse

Au cours du développement de cet algorithme, les étapes suivantes ont été réalisées dans le but d'atteindre l'objectif principal de cette recherche.

1. En premier lieu, nous avons commencé par l'analyse d'une base de données qui contient (m) points d'opération. Chaque point d'opération est défini par les puissances actives des générateurs ainsi que par leurs tensions obtenues par la solution de l'écoulement de puissance. Cette base de données contient aussi l'index de la stabilité transitoire présenté par le temps critique d'élimination de défaut CCT (*Critical Clearing Time*). L'analyse de Pareto a

été adoptée pour l'identification des paramètres statistiquement significatifs au calcul de CCT.

2. Après avoir identifié les paramètres qui contribuent de façon significative au calcul de CCT, nous avons construit une nouvelle base de données en utilisant la méthode des plans d'expériences (les plans de Taguchi) ou (*Design of experiment DoE*). Pour calculer l'écoulement de puissance ainsi que le CCT, il a été nécessaire de prendre en compte d'autres paramètres non significatifs pour le calcul de CCT. Nous avons attribué à ces paramètres une valeur définie par la solution de l'écoulement de puissance optimal. Cette étape visait à réduire la longueur de la base de données.

3. Dans cette étape, nous avons calculé le CCT de la nouvelle base de données en utilisant la simulation temporelle (*Time domain simulation* TDS).

4. Après avoir terminé cette nouvelle base de données, nous avons fait la régression en utilisant le krigeage dual pour obtenir une fonction estimée qui soit continue et dérivable.

5. L'étape suivante concerne la validation de la fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire puis son intégration avec les contraintes de l'écoulement de puissance après avoir calculé la première et la deuxième dérivées. Les réseaux utilisés dans cette étude sont le réseau électrique New-England à 10 machines - 39 barres et le réseau 50 machines – 145 barres. Plusieurs contingences ont été considérées pour le réseau New England. De même, les multicontingences sont aussi prises en considération dans cette thèse.

Les étapes citées ci-dessus nous ont permis de définir les principales contributions de la thèse. La première contribution est la recherche des paramètres qui contribuent de façon statistiquement significative pour le calcul de CCT. La deuxième contribution est l'estimation d'une fonction analytique continue et dérivable pour la contrainte de la stabilité transitoire. La troisième contribution est l'intégration de cette fonction et ses dérivées avec les contraintes de l'écoulement de puissance pour résoudre le problème de TSC-OPF en peu de temps.

0.4 Organisation de la thèse

Chapitre 1 : présente une revue de la littérature des techniques d'analyse de la stabilité transitoire existantes et l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de stabilité transitoire (TSC-OPF).

Chapitre 2 : présente la conception de la base de données et l'étude de la sensibilité des paramètres qui contribuent de façon significative au calcul du CCT.

Chapitre 3 : présente le calcul du CCT en fonction analytique par l'utilisation de krigeage dual.

Chapitre 4 : présente l'application de la fonction estimée au chapitre 3 dans la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire.

Chapitre 5 : présente les résultats de la méthode proposée sur deux réseaux électriques, New England 10 machines – 39 barres et le 50 machines – 145 barres. Différentes contingences et la multicontingence ont été testées dans le réseau New England.

Nous terminons notre thèse par une conclusion générale qui décrit les avantages et les limitations de notre travail ainsi que quelques sujets de travaux futurs.

CHAPITRE 1

REVUE BIBLIOGRAPHIQUE

1.1 Introduction

Durant les dernières décennies, un important travail à travers le monde a été fait pour évaluer la stabilité transitoire. Ainsi, un aspect important de la planification et de l'exploitation du système électrique a été développé. Les algorithmes d'évaluation de la stabilité transitoire utilisés aujourd'hui sont principalement basés sur les concepts développés au cours des premières étapes de développement. Ces concepts sont généralement basés sur le calcul manuel et les méthodes graphiques ; les modèles réduits et simplifiés des réseaux électriques ont été aussi utilisés. Depuis lors, de puissants outils et logiciels capables de représenter de grands réseaux électriques ont été élaborés.

Ce chapitre présente la revue bibliographique relative aux études de l'évaluation de la stabilité transitoire. Nous avons commencé ce chapitre par une brève discussion de la méthode de simulation temporelle et des méthodes énergétiques. Par la suite, la discussion se poursuit sur les méthodes hybrides qui combinent les différentes méthodes. Puis, une revue sur les solutions de TSC-OPF proposées dans la littérature a été aussi présentée.

1.2 Méthodes pour l'analyse de la stabilité transitoire

L'évaluation de la stabilité transitoire joue un rôle important dans la conception et les étapes de fonctionnement d'un réseau électrique. Elle consiste à déterminer si un point de fonctionnement du système électrique est transitoirement stable lorsqu'il est soumis à une contingence. Cette évaluation facilite le calcul des paramètres déterminant le fonctionnement des générateurs, ce qui va faciliter la compréhension du comportement dynamique du réseau électrique (Fouad et Vittal, 1992). L'évaluation de la stabilité transitoire facilite aussi la planification et la gestion des grands réseaux électriques du point de vue d'équipement et de protection (Khan *et al*., 2008). Un grand nombre de méthodes d'évaluation de la stabilité

transitoire sont rapportées dans la littérature. Elles peuvent être classées en trois grandes catégories telles que présentées en détail dans la suite de la section.

1.2.1 Méthodes temporelles liées aux méthodes d'intégration numérique

L'étude de la stabilité transitoire par cette méthode est habituellement utilisée pour résoudre le système d'équations non linéaires qui décrivent les variables du système. L'application des méthodes d'intégration numérique dans l'évaluation de la stabilité a été signalée pour la première fois en 1929 par Park et Bancker (Kodithuwakku, 2006).

Plusieurs types de méthodes d'intégration numérique sont disponibles pour la sélection de l'utilisateur comme les méthodes explicites et les méthodes implicites à pas d'intégration constant ou variable. Euler explicite, Euler Cauchy, Euler modifié (Heuns) et Runge- Kutta explicite sont considérées comme des méthodes explicites à pas fixe. La méthode Adams-Bashforth est une méthode explicite à pas multiples. Les méthodes implicites sont les plus utilisées comme Runge-Kutta implicite, trapézoïdale, Euler implicite à un pas et Adams-Moulton à pas multiple (Apraez, 2012, Milano, 2010). D'après Apraez (2012), la méthode de Runge Kutta à pas de calcul variable a une meilleure performance. Les temps d'exécution de cette méthode est au moins deux fois plus rapides que les méthodes similaires à pas de calcul fixe, et trois fois plus rapides que les techniques d'Euler de précision similaires. Les méthodes de Runge Kutta sont plus efficaces que les méthodes d'Euler, et la méthode trapézoïdale (Apraez, 2012).

La simulation temporelle est un procédé précis, même pour un système de puissance complexe et large. Cependant, les méthodes de simulation temporelle sont coûteuses en temps de calcul.

1.2.2 Méthodes directes ou méthodes énergétiques

Les méthodes directes (Sakaguchi *et al*., 2004) déterminent la stabilité sans la solution des équations différentielles. Les méthodes énergétiques transitoires (Okuda *et al*., 2011) sont un

cas spécial des méthodes directes. Les méthodes énergétiques transitoires sont basées sur l'analogie de la boule roulante sur la surface interne d'un bol comme le montre la figure 1.1. La région interne du bol représente la zone de la stabilité. La région externe est la zone de l'instabilité. La bordure de bol est de forme irrégulière, de telle sorte que différents points de la bordure ont des hauteurs différentes. Avant la production de toute perturbation, la boule se trouve au fond du bol qui est considéré comme étant le point d'équilibre stable (*Stable Equilibrium Point* SEP). Quand une certaine énergie cinétique est transmise à la boule, l'amenant à se déplacer dans une direction particulière, la boule va rouler vers le haut à l'intérieur de la surface intérieure du bol. Le point où la boule va s'arrêter est régi par la quantité d'énergie cinétique d'abord injectée. Si l'énergie cinétique injectée dans la boule est convertie en énergie potentielle avant que la boule n'atteigne le rebord de la cuvette, la boule va rouler en arrière et finalement retourner à SEP. Dans le cas où une énergie cinétique suffisante est injectée dans la boule de sorte qu'elle atteigne la jante, la boule va entrer dans la région de l'instabilité et ne reviendra pas à SEP. La surface intérieure de la cuvette est appelée la surface d'énergie potentielle et le rebord de la cuvette est appelé la surface de délimitation de l'énergie potentielle (*Potential Energy Boundary Surface* PEBS) (Kundur, 1994).

La théorie expliquée au-dessus a été appliquée au domaine de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Si un défaut se produit, l'équilibre entre la puissance mécanique et la puissance électrique des générateurs est affecté. La puissance mécanique injectée dans les générateurs ne peut pas être livrée aux charges et par conséquent, les machines synchrones accélèrent. Durant la période de défaut, le réseau électrique obtenu de l'énergie cinétique (l'énergie stockée dans le rotor de générateur) et de l'énergie potentielle (l'énergie potentielle due à la position du rotor, l'énergie magnétique stockée dans les lignes de transmission...) (Kodithuwakku, 2006) à la fois tandis que le système va s'éloigner de son SEP. Après l'élimination de défaut, l'énergie cinétique est convertie en énergie potentielle similaire à la boule roulant sur une surface d'un bol. Afin d'évité l'instabilité, la configuration du système après défaut doit être capable d'absorber l'énergie cinétique obtenue pendant la période de défaut.

Rapport-Gratuit.com

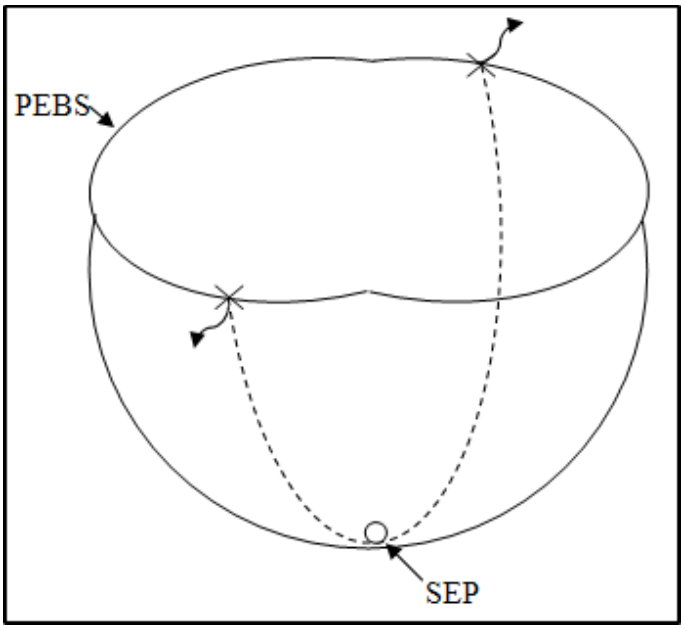

Figure 1.1 Analogie de la boule roulante
sur la surface interne d'un bol
Adaptée de Kundur (1993, p.942)

1.2.2.1 La méthode des aires égales (EAC)

La méthode des aires égales est basée sur la fonction énergie. Cette méthode est utilisée dans l'étude de la stabilité transitoire d'un système d'une machine connectée à une barre infinie (OMIB). La présentation graphique du Critère des l'aires égales (EAC) (Kimbark, 1948) est illustrée dans la figure 1.2.

δ représente l'angle du rotor de générateur dans le système OMIB. La zone d'accélération (A1) montre le gain net d'énergie cinétique pendant le défaut. La zone (A2) de décélération présente l'énergie potentielle maximale que le système OMIB peut absorber. La méthode d'EAC montre l'état de la stabilité de système avec la différence $A_2 - A_1$ qui fournit la marge de la stabilité. Si cette différence est positive, cela signifie que le système est stable, si elle est négative le système est instable.

L'EAC est considérée comme une méthode classique importante en raison de son interprétation comme un vérificateur de la stabilité par utilisation du concept d'énergie

transitoire. Cependant, l'EAC est limitée à une machine connectée à une barre infinie modélisée par un modèle classique qui représente seulement la dynamique mécanique du générateur. L'idée derrière l'EAC a été étendue à un système multimachine par Xue *et al* (1989) et Rahimi et Schaffer (1987) grâce à l'introduction du critère des aires égales étendu (EEAC).

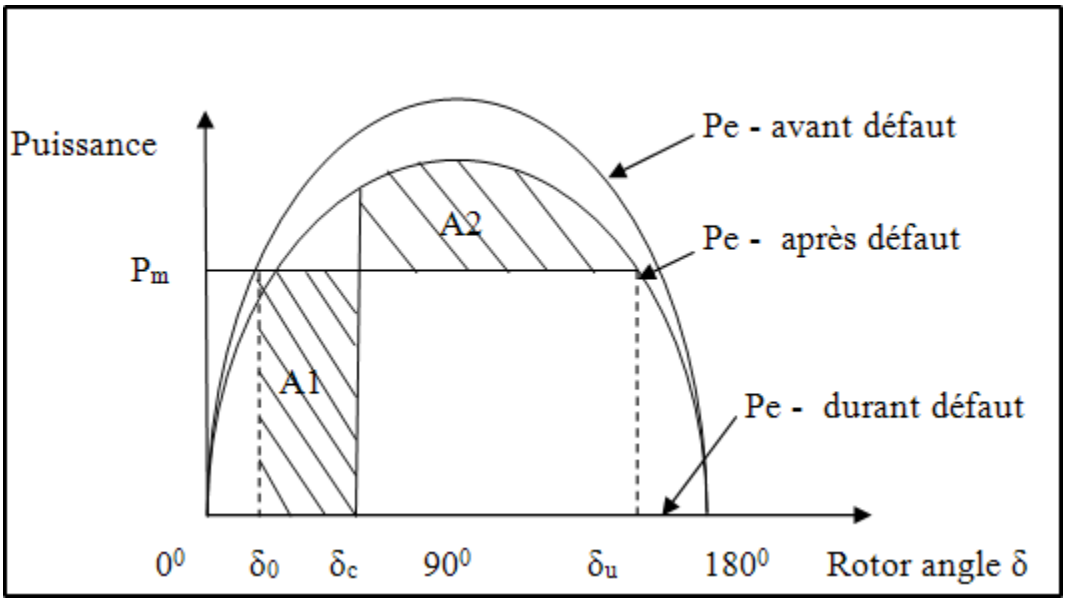

Figure 1.2 Critère des aires égales
Adaptée de Kundur (1993, p.944)

1.2.3 Méthode hybride

Les méthodes hybrides sont basées sur la combinaison entre la simulation temporelle et les méthodes énergétiques ou les méthodes d'apprentissage-machine.

1.2.3.1 Méthode directe avec la simulation temporelle

Dans cette méthode, la simulation temporelle est utilisée pour estimer les vitesses et les angles des générateurs à l'instant du défaut de compensation. Puis, la fonction d'énergie transitoire est évaluée afin d'obtenir l'indice de la stabilité transitoire. Cette méthode ne

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

fournit pas la contrainte de stabilité transitoire sous forme fonctionnelle et elle souffre du grand effort de calcul (Fouad et Vittal, 1992).

1.2.3.2 La Méthode SIME (Single Machine Equivalent)

SIME est une méthode hybride basée sur la combinaison de deux méthodes de la stabilité transitoire : la simulation temporelle et le critère des aires égales. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire : 1) l'identification des machines critiques (les machines responsables de la rupture éventuelle du synchronisme) et 2) l'évaluation de la marge de stabilité (Pavella *et al*., 2000). Cependant, cette méthode est coûteuse en temps de calcul.

1.2.3.3 Les méthodes d'apprentissage de la machine

Ces méthodes utilisent des bases de données de la stabilité transitoire générée hors ligne. Dans cette méthode, la simulation temporelle est utilisée pour la prédiction de l'état de la stabilité transitoire pour les futures conditions de fonctionnement. Les bases de données pour une contingence donnée se composent de deux types d'entrées de données : 1) les variables de l'écoulement de puissance, telles que la puissance active des générateurs caractérisant le point de fonctionnement précontingence, 2) l'indice de stabilité transitoire pour chaque point de fonctionnement précontingence caractérisant le degré de stabilité lorsque le système est soumis à la contingence donnée. Les simulations temporelles sont utilisées pour estimer l'indice de stabilité transitoire pour chaque point de fonctionnement précontingence. La vitesse de prédiction des méthodes d'apprentissage de la machine est beaucoup plus rapide que les autres méthodes, mais la base de données nécessite un grand nombre de points d'opération.

1.3 L'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF)

Cette section passe en revue différentes techniques utilisées pour résoudre le problème de TSC-OPF. Mathématiquement, le problème de TSC-OPF est un problème non linéaire qui contient des équations algébriques et différentielles. Il est difficile de le résoudre même pour un petit réseau électrique. Les deux obstacles majeurs dans la solution de TSC-OPF sont :

- comment présenter la contrainte de la stabilité transitoire dans le problème de TSC-OPF ?
- comment traiter le problème de TSC-OPF efficacement ?

Différentes méthodes ont été proposées pour la solution de TSC-OPF. Gan *et al*. (2000), La Scala *et al*. (1998) ont converti les équations dynamiques en des équations algébriques équivalentes, puis les ont intégrés dans la formulation d'un OPF standard. La taille du problème est relativement large dans cette approche. Yuan *et al*. (2002) ont utilisé cette méthode avec la multicontingence. Le nombre des contraintes a été réduit par l'utilisation de la matrice d'admittance réduite (Yuan *et al*. 2002, Layden *et al*. 2004), Cette méthode a réduit d'environ 70 % le nombre de contraintes d'égalité et économisé près de 90 % du temps d'exécution.

Une autre méthode basée sur les techniques de transformation fonctionnelle a été proposée par Luonan *et al*. (2001), Sun *et al*. (2004). Le problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire a été converti en un problème d'optimisation dans l'espace euclidien via une transcription de contraintes, ce qui peut être résolu avec des techniques d'optimisation non linéaire standard. Après la transformation, le problème est de la même forme qu'un OPF. Cette méthode est utile même pour les grands réseaux électriques.

Afin de réduire le temps de calcul, Jian *et al*. (2008) ont utilisé les méthodes de discrétisation pour transformer les équations différentielles en des contraintes d'inégalité. Récemment, certaines approches basée sur SIME (*single machine equivalent*) ont également été proposées

(Ruiz-viga *et al*. 2003, Zarate-Minano 2010). La dynamique du système multi-machine a été présentée par un système d'une machine connectée à une barre infinie (OMIB). La contrainte de la stabilité transitoire est ajustée par SIME à chaque itération de TSC-OPF.

Les algorithmes ci-dessus ont contribué à réduire considérablement le temps de calcul, mais la dimension du modèle d'optimisation dans le TSC-OPF est toujours large. C'est pour cela, Pizano-Matinez *et al*. (2010) ont proposé la réduction des contraintes dynamiques et de la stabilité transitoire à une seule contrainte de stabilité. Par conséquent, la dimension du problème de TSC-OPF est la même que la dimension d'un OPF. Cependant, cette approche est basée sur la relation quasi-linéaire entre la marge instable et la déviation angulaire de (OMIB) qui est valide seulement pour les cas peu instables.

Tu *et al*. (2013) ont proposé une nouvelle méthode pour réaliser le TSC-OPF par l'utilisation de deux algorithmes indépendants. Les contraintes dynamiques sont exclues du programme de l'optimisation. Ces contraintes dynamiques sont implémentées par l'algorithme de simulation. Basé sur les résultats de la simulation, une seule contrainte de la stabilité transitoire est établie. Cette contrainte et les contraintes statiques sont ensuite traitées par l'algorithme de l'optimisation. Le modèle classique et le modèle détaillé ont été testés avec satisfaction. Les mêmes auteurs ont proposé une approche basée sur la méthode de réduction dynamique, la seule contrainte de la stabilité transitoire est obtenue par la simulation du système réduit à la place du modèle complet du réseau (Tu *et al*. 2014).

Les méthodes hybrides modernes ont été aussi utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire. Cai *et al*. (2008) ont utilisé l'algorithme de l'évolution différentielle pour le TSC-OPF. Yan *et al*. (2012) ont combiné les techniques classiques déterministes avec l'algorithme d'évolution pour la solution du TSC-OPF. Ces méthodes ont une forte capacité d'optimisation globale de recherche mais leur charge de calcul peut être très élevée.

La stratégie des systèmes intelligents a été utilisée pour l'estimation de l'indice de la stabilité transitoire. Les techniques des réseaux neuronaux (NN) (Mansour *et al*., 1997), des séparateurs à vaste marge (SVM) (Moulin *et al*., 2004), et l'arbre de décision (Sun *et al*., 2007) ont été appliquées avec efficacité. Ces méthodes ont été aussi utilisées dans le sujet de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire. (Kodithuwakku, 2006) a calculé la contrainte de la stabilité transitoire sous forme fonctionnelle par l'utilisation de réseaux neuronaux (*Neural Network*), mais ce genre de méthode a besoin d'une large base de données. (Genc *et al*., 2010) ont appliqué les arbres de décision (*Decision Tree*) pour le problème de TSC-OPF. (Xu *et al*., 2012b) ont utilisé la technique de découverte de motifs (*Pattern discovery technique*) pour la résolution du problème de TSC-OPF. Genc et Xu (2010, 2012) ont formulé la contrainte de la stabilité transitoire sous forme des inégalités, et le point optimal est obtenu après deux itérations et même jusqu'à quatre itérations.

Afin de réduire le temps excessif de calcul et garantir une solution optimale, nous proposons une nouvelle méthode pour résoudre le problème de TSC-OPF. De ce fait, la principale contribution de cette thèse consiste à développer une nouvelle méthode pour estimer la contrainte de la stabilité transitoire présentée par le CCT et l'utiliser comme une contrainte unique dans la formulation de l'OPF.

1.4 Résumé

Ce chapitre a étudié les méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire et de contrôle existantes afin d'identifier les problèmes et les limites associées.

La simulation temporelle est l'évaluation la plus fiable et précise de la stabilité transitoire. Bien que les méthodes énergétiques donnent un aperçu utile dans les phénomènes de stabilité transitoire, elles doivent être perfectionnées pour être utilisées dans des applications pratiques. Aucune des méthodes ci-dessus ne peut être utilisée directement pour obtenir la contrainte de la stabilité transitoire en forme fonctionnelle. De plus, le temps de calcul est

très important. Seules les méthodes hybrides combinant la simulation temporelle avec les méthodes de l'apprentissage de la machine fournissent la limite de stabilité transitoire sous forme fonctionnelle, mais cette méthode nécessite une grande base de données.

Ce chapitre discute aussi brièvement des méthodes proposées dans la littérature pour inclure la contrainte de la stabilité transitoire dans le programme de l’écoulement de puissance optimal. Alors que les méthodes proposées sont théoriquement prometteuses, elles présentent des difficultés pratiques dans l'application des réseaux électriques réels (Kodithuwakku, 2006).

CHAPITRE 2

LA GÉNÉRATION DES BASES DE DONNÉES DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE PAR UTILISATION DE LA MÉTHODE DES PLANS D'EXPÉRIENCES

2.1 Introduction

Ce chapitre débute par la représentation mathématique d'un système dynamique. Par la suite, une description de la base de données initiale utilisée pour la détermination des paramètres statistiquement significatifs pour le calcul du CCT est présentée. Ensuite, la réduction des paramètres non significatifs pour le calcul du CCT par l'analyse de Pareto est aussi montrée. Nous terminons par l'utilisation des plans d'expériences à la conception des bases de données pour la prédiction de la contrainte de la stabilité transitoire.

2.2 Définition mathématique de la stabilité d'un système dynamique

Un système dynamique est généralement défini par le modèle d'état S présenté à la figure (2.1)

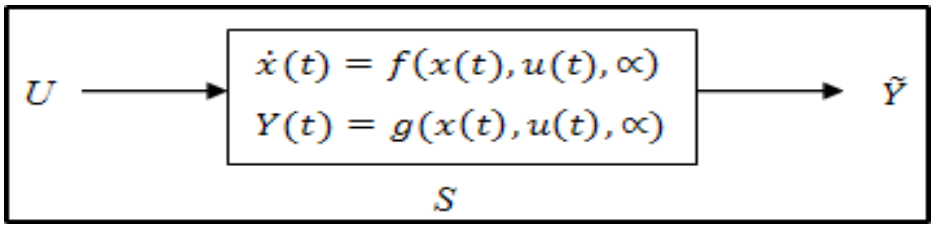

Figure 2.1 Représentation fondamentale d'un système dynamique

où :

$\tilde{Y}$: représente la réponse à déterminer ;

U : Entrée du système ;

S : est la formule à modéliser ;

x : variable d'état ;

u : vecteur des variables algébriques ;

$\propto$: représente en général les variables de contrôle.

L'objectif de l'identification du système est de déterminer les paramètres inconnus $\propto$ des équations du modèle mathématique de façon à ce que l'erreur entre la réponse estimée et la réponse mesurée soit la plus petite possible.

2.3 Modèle du générateur

Dans cette étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques, le modèle classique a été considéré. Dans ce modèle illustré à la figure 2.2, la machine est représentée par une source sinusoïdale de voltage en série avec la réactance transitoire (Glover *et al*., 2008).

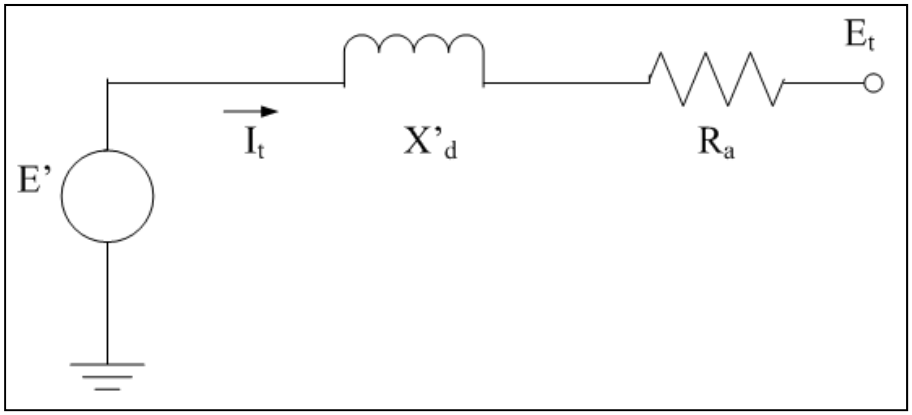

Figure 2.2 Modèle classique (simplifié)
Adaptée de Kundur (1994, p.187)

Le modèle dynamique pour le *ième* générateur synchrone peut être formulé par les équations différentielles suivantes :

$$\frac{2H_i}{\omega_s}\frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \tag{2.1}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \qquad i = 1,2,\dots m \tag{2.2}$$

Où :

H_i : La constante d'inertie du rotor;

ω_i : vitesse de rotation ;

ω_s : vitesse synchrone ;

P_{mi} : Puissance mécanique;

P_{ei} : Puissance électrique;

m : nombre des machines électriques.

La puissance électrique P_{ei} est décrite par les équations suivantes :

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1}^{n} E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{2.3}$$

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1}^{n} E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \tag{2.4}$$

2.4 Génération de la base de données initiale

L'algorithme proposé nécessite une base de données de la stabilité transitoire générée hors ligne pour estimer une fonction multivariable. La fonction estimée dépend de la puissance active P_{gi}et de l'amplitude des tensions V_{gi}des générateurs. Nous avons choisi seulement les paramètres qui contribuent de façon significative au calcul du CCT. La précision de la base de données est un facteur très important pour la prédiction de la contrainte de la stabilité transitoire. La grandeur de cette base de données est aussi un facteur important pour la vitesse de la prédiction de la fonction CCT, parce que la contrainte de la stabilité transitoire doit être estimée rapidement vu que nous allons l'utiliser comme contrainte dans le problème de TSC-OPF.

La base de données initiale se compose de la puissance active P_{gi}et l'amplitude des tensions V_{gi} des générateurs et leur CCT correspondant. Pour prédire la contrainte de la stabilité transitoire, il est important d'avoir toutes les données calculées à partir de l'écoulement de puissance. L'écoulement de puissance permet d'obtenir les valeurs de la tension, les angles et les puissances actives et réactives dans les barres du réseau électrique à l'état d'équilibre.

Rapport-Gratuit.com

2.4.1 Écoulement de puissance

L'écoulement de puissance est une étude en régime permanent du réseau électrique qui permet d'obtenir, à chaque barre, l'amplitude et la phase de la tension (V_k, δ_k) ainsi que les puissances actives et réactives injectées (P_k, Q_k). Connaissant les tensions et les puissances injectées, nous pouvons calculer, les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources. Généralement, les barres d'un réseau électrique sont classées en trois catégories : la barre de référence, la barre de charge (PQ) et la barre de génération (PV). Le tableau 2.1 présente les paramètres connus et les paramètres inconnus calculés par l'écoulement de puissance. Mathématiquement, l'écoulement de puissance est un ensemble d'équations algébriques non linéaires, il faut utiliser des méthodes itératives (Hartkopf, 1978, Tinney et Hart, 1967) pour les résoudre comme la méthode de Newton-Raphson et la méthode de Gauss-Seidel.

Tableau 2.1 Types des barres dans un réseau électrique

Type de barre	**Variables connues**	**Variables inconnues**
Barre de génération (PV)	V_k, P_k	δ_k, Q_k
Barre de charge (PQ)	Q_k, P_k	V_k, δ_k
Barre de référence	V, δ	P, Q

2.4.2 La simulation temporelle

La simulation temporelle a été utilisée pour estimer l'indice de la stabilité transitoire pour chaque défaut donné. La simulation temporelle nécessite une préparation de donnée telles que : la solution de l'écoulement de puissance, la localisation de défaut, le pas de calcul et aussi les données dynamiques des générateurs. Après avoir obtenu ces informations, la matrice d'admittance est calculée. Les équations différentielles présentées à la figure 2.1 ont été résolues par les méthodes d'intégration comme Runge-Kutta (R-K). Nous trouvons le détail de cet algorithme dans (Apraez, 2012; Kodithuwakku, 2006).

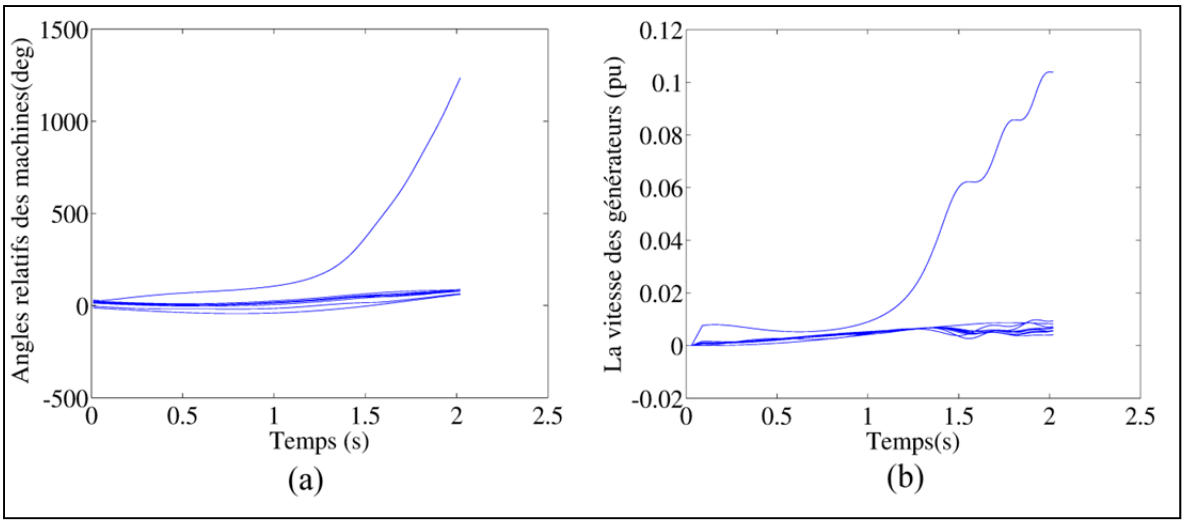

Figure 2.3 État instable (t_f=0.06s avec un pas de 10ms)
(a) Les angles relatifs des machines (degré) (b) les vitesses des générateurs (pu)

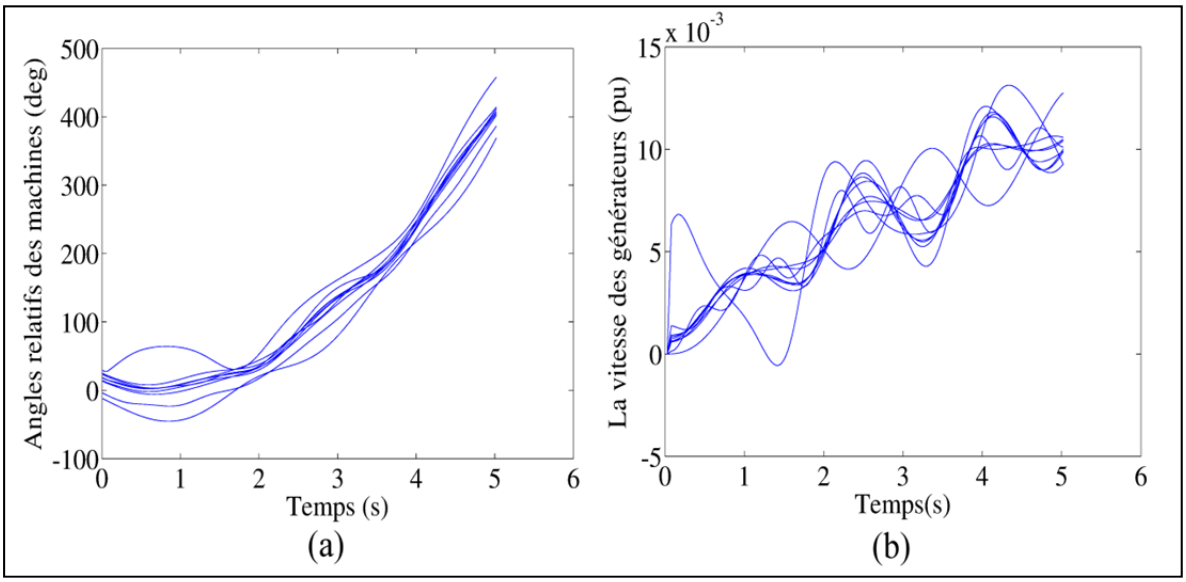

Figure 2.4 État stable (t_f=0.05s avec un pas de 10ms)
(a)Les angles relatifs des machines (degré) (b) Les vitesses des générateurs (pu)

La méthode graphique montre clairement l'état de stabilité du réseau électrique comme il est présenté aux figures 2.3 et 2.4. La figure 2.3 présente l'état instable du système, les figures 2.3.a et 2.3.b montrent les angles relatifs des machines et leurs vitesses, respectivement. On

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

voit que l'une des machines n'a pas le même angle ainsi que la même vitesse que les autres machines, cela signifie que les machines ne sont pas synchronisées, donc, dans ce cas le réseau électrique est instable. Par contre, la figure 2.4 montre la stabilité du système où les machines sont synchronisées. Les figures 2.4.a et 2.4.b présentent les angles relatifs en degré et les vitesses en (pu) des générateurs de système dans son état stable.

2.4.3 L'indice de la stabilité transitoire CCT

L'indice de la stabilité transitoire utilisé dans la construction de la base de données est le CCT, parce qu'il est considéré comme l'indice le plus exact de la stabilité transitoire à ce jour (Kodithuwakku, 2006). La recherche de CCT est basée sur la méthode de dichotomie. C'est une méthode itérative de recherche où, à chaque étape, on coupe en deux parties l'espace de recherche qui devient restreint à l'une de ces deux parties. Nous arrêtons la recherche lorsque nous trouvons le temps entre l'état stable et l'état instable du système égal à un pas de calcul. Donc, l'objectif de cette recherche est de trouver un temps approximatif au CCT.

La figure 2.5 présente la méthode de dichotomie pour trouver le CCT, dans cet exemple, le CCT est trouvé en quatre étapes. Premièrement, nous commençons par un intervalle$[t_{min1}, t_{max1}]$, quand t= t_{min1} le système est stable et quand $t = t_{max1}$ le système est instable. Puis, nous divisons l'intervalle de recherche en deux $\frac{t_{max1} + t_{min1}}{2}$. Quand $t = \frac{t_{max1} + t_{min1}}{2}$ le système est instable donc t_{max1} devient $\frac{t_{max1} + t_{min1}}{2} = t_{max2}$. À la deuxième étape, nous divisons le nouvel intervalle en deux et nous voyons l'état du système. Dans notre cas le système est stable. Nous changeons t_{min1} jusqu' à l'obtention d'un intervalle d'un pas de calcul entre l'état stable et l'état instable. Finalement, nous arrêtons la recherche avec une valeur approximative de CCT égale à la valeur de (t) de l'état stable.

Après avoir terminé cette base de données, nous passons à l'analyse statistique par utilisation de la méthode de Pareto comme il est expliqué ci-dessous.

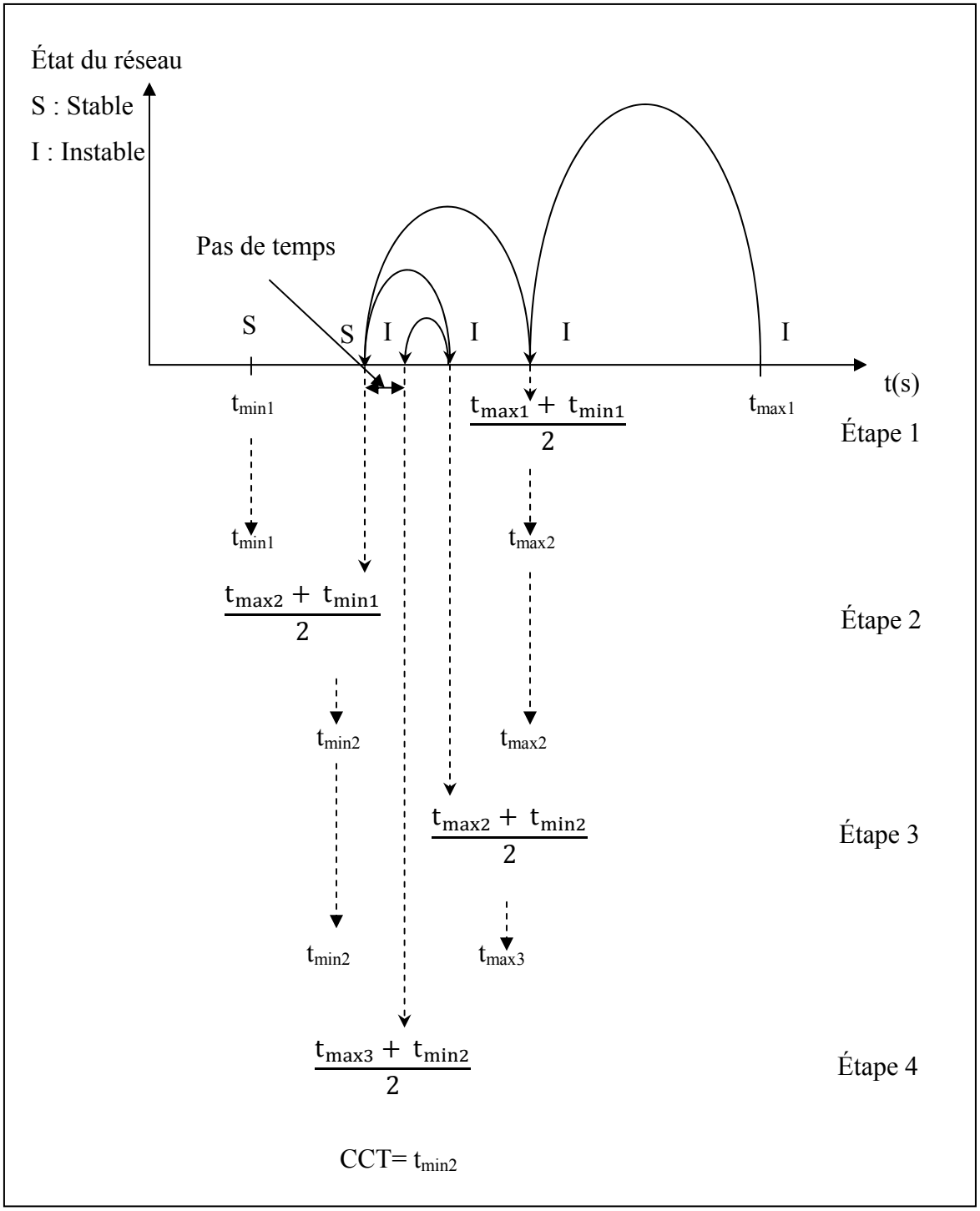

Figure 2.5 Principe de la méthode dichotomie pour trouver le CCT

2.5 L'analyse de Pareto

L'analyse de Pareto est faite par un diagramme appelé le diagramme de Pareto. Le diagramme de Pareto est un graphique représentant l'importance de différentes variables sur un phénomène (Fryman, 2002).

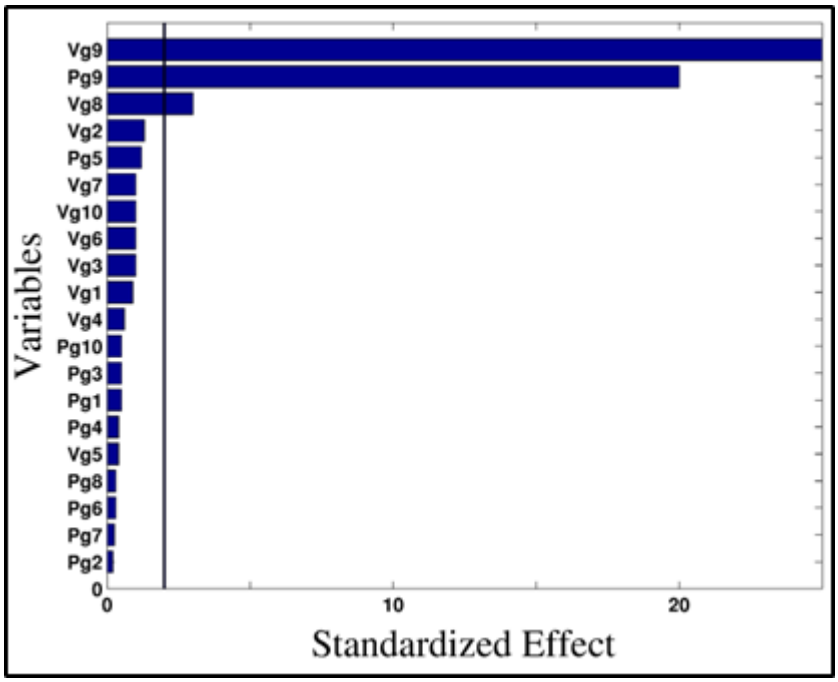

Figure 2.6 Graphe de Pareto

Ce diagramme se présente sous la forme de colonnes triées par ordre décroissant. Le but de cette étude dans notre recherche est de trouver les paramètres statistiquement significatifs pour le calcul du CCT.

La figure 2.6 présente l'effet standardisé pour 10 variables dans une base de données. Le graphe de Pareto présenté dans cet exemple contient trois variables qui contribuent de façon significative au calcul de la réponse. Par contre, les autres variables ne sont pas significatives.

2.6 La méthode des plans d'expérience pour calculer le CCT

Nous utilisons les paramètres qui contribuent de façon significative au calcul du CCT et la méthode des plans d'expériences pour construire une nouvelle base de données. Cette base de données est plus petite que la base de données initiale utilisée par l'analyse de Pareto.

2.6.1 Objectif

La méthode des plans d'expériences est appliquée à la construction de la nouvelle base de données pour déterminer le CCT. L'objectif de cette étape est de réduire le nombre des points d'opération. Plus spécifiquement, cette étude présente la mise en œuvre d'un plan d'expérience de Taguchi à plusieurs niveaux pour la détermination d'un modèle mathématique polynomial, qui est continu et dérivable. L'objectif de ce modèle est de prédire le CCT dans un espace de design déterminé, cela veut dire exprimant le CCT en fonction des paramètres influents.

2.6.2 Principe de la méthode des plans d'expériences

Un plan d'expériences est une série d'essais organisée à l'avance de manière à déterminer, en un minimum d'essais et avec le maximum de précision, l'influence des différentes variables de fonctionnement, dans le but d'optimiser les performances du système étudié (Alexis et Alexis, 1999). Les expériences, ou les simulations, qui forment les plans d'expériences sont toutes : indépendantes entre elles, réalisables, et déterminées à priori. Généralement, il y a plusieurs modèles des plans d'expériences, on site quelques-unes : les plans d'expériences complets, le plan de Box-Behnken, et les plans d'expériences de Taguchi.

2.6.2.1 Les plans d'expériences complets

Les plans d'expériences complets consistent à choisir des valeurs pour chacun des facteurs en faisant varier simultanément tous les facteurs (variables). Par exemple, le calcul de CCT dans

un réseau électrique de 10 machines nécessite une variation de 19 paramètres (P_{gi} et V_{gi}) sauf la puissance active de la barre de référence qui est calculée par l'écoulement de puissance. Ces variables sont variées en deux niveaux P_{gimin}, P_{gimax}, V_{gimin} et V_{gimax}. Le plan factoriel complet est de 2^k, où deux représente le nombre des niveaux (min et max) et k représente le nombre des variables. Finalement, on obtient une base de données de 524,288 points d'opération. Le nombre d'expériences augmente en fonction de la grandeur du réseau électrique. En conséquence, ce genre de plan est inapplicable dans le domaine des réseaux électriques. Le plan factoriel complet pourrait être fractionné de diverses manières afin d'obtenir des plans fractionnels. Ces derniers donnent les mêmes résultats que les plans factoriels complets avec moins de 2^k expériences (Goupy, 1996). Plusieurs plans ont été développés afin de minimiser le nombre d'expériences, à titre d'exemples le plan de Doehlert (Doehlert, 1970), le plan de Box-Behnken (Box et Drapper, 1978), les plans centraux-composites (Myers, 1971), les plans de Plackett-Burman (Plackett et Burman, 1946) et les plans de Taguchi (Alexis et Alexis, 1999, Peace, 1992). Dans cette thèse, nous avons utilisé les plans d'expériences de Taguchi vu leur capacité de contenir le moins de points d'opération dans les bases de données.

2.6.2.2 Les plans de Taguchi

Les plans de Taguchi ont été développés en combinant des techniques d'ingénierie et de statistiques pour les applications industrielles. Le but majeur de ces plans est l'amélioration rapide de la qualité, ainsi que la réduction des coûts. La matrice d'expériences présente le plan de Taguchi choisi. Elle contient les numéros d'expériences ou des simulations numériques, les facteurs contrôlés, et les résultats des simulations. Le tableau 2.2 présente le plan d'expériences de Taguchi pour 3 variables à 5 niveaux.

Tableau 2.2 Matrice d'expérience de Taguchi pour 3 variables à 5 niveaux

Numéro de Simulation	**Variables (Facteurs Contrôlés)**			
	Vg8	**Vg9**	**Pg9**	**Résultats**
1	1	1	4	R1
2	1	2	5	R2
3	1	3	2	R3
4	1	4	3	R4
5	1	5	1	R5
6	2	1	2	R6
7	2	2	3	R7
8	2	3	5	R8
9	2	4	1	R9
10	2	5	4	R10
11	3	1	3	R11
12	3	2	1	R12
13	3	3	4	R13
14	3	4	5	R14
15	3	5	2	R15
16	4	1	1	R16
17	4	2	4	R17
18	4	3	3	R18
19	4	4	2	R19
20	4	5	5	R20
21	5	1	5	R21
22	5	2	2	R22
23	5	3	1	R23
24	5	4	4	R24
25	5	5	3	R25

2.6.3 La méthode des plans d'expériences appliquée à la détermination de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT)

La représentation mathématique de la contrainte de la stabilité transitoire CCT passe par une jonction entre des variables mathématiques et des grandeurs physiques qui définissent le problème.

2.6.3.1 Variables

Dans le domaine de la stabilité transitoire, chaque réseau électrique a une fonction analytique pour une contingence donnée. Cette fonction dépend de variables significatives au calcul de CCT.

Cependant, la simulation dynamique nécessite toutes les puissances actives et les amplitudes des tensions des générateurs pour calculer le CCT. C'est pour cela que nous avons fixé les autres variables (qui ne sont pas significatives au calcul de CCT) à la solution de l'écoulement de puissance optimal. La figure 2.7 présente le principe de la base de données utilisée au calcul du CCT par la simulation temporelle.

2.6.3.2 Les bornes des variables

Chaque variable peut prendre toutes les valeurs dans l'intervalle$[b_{inf}, b_{sup}]$ ou $P_{gi} \in [P_{ginf}, P_{gsup}]$ et $V_{gi} \in [V_{ginf}, V_{gsup}]$.

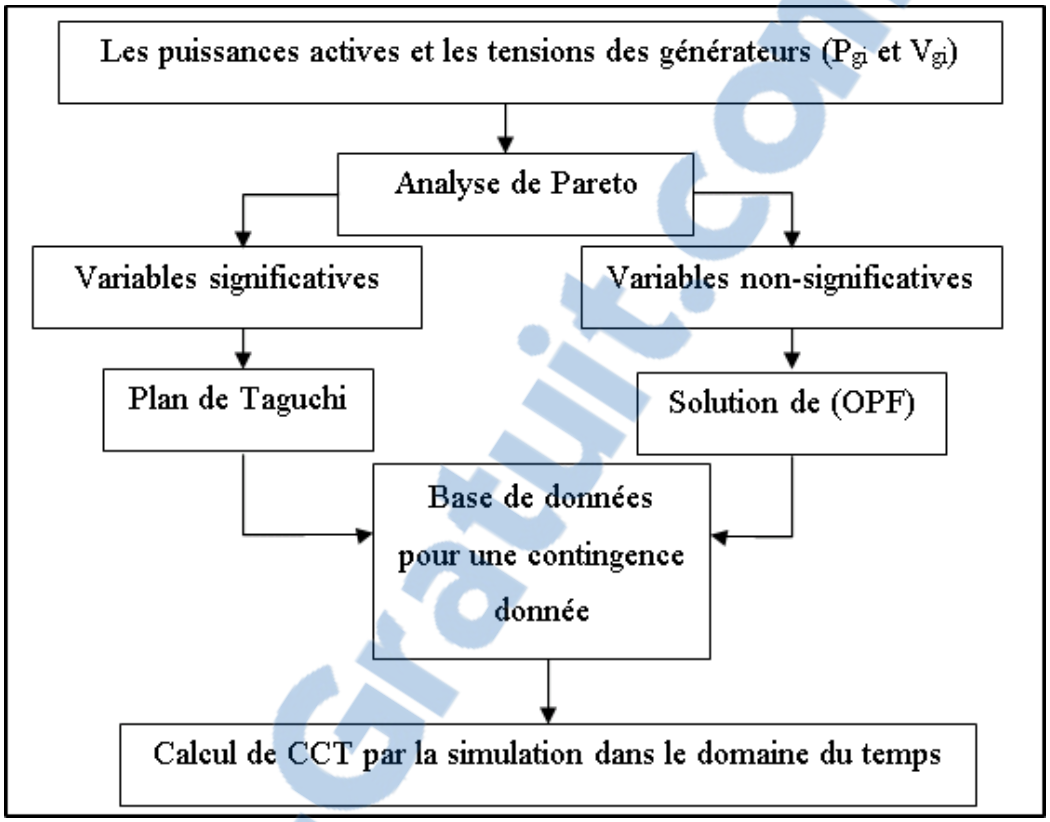

Figure 2.7 Principe de la nouvelle base de données

2.6.3.3 Espace de design

Dans un espace de design de *m* dimensions, les points d'opération représentent une combinaison des valeurs possibles de *m* variables. Les points intérieurs à cet espace sont les points d'expériences ou les points de simulation. La figure 2.8 représente l'espace de design de deux dimensions. Quand l'espace de design est un pavé, les variables sont normalisées à des valeurs entre -1 et +1, généralement -1 présente la valeur minimale et +1 la valeur maximale, et le 0 correspond à la valeur moyenne.

Dans le plan d'expériences de Taguchi, ces valeurs sont représentées par les niveaux 1, 2, 3. Dans notre cas, niveau 1 représente la valeur minimale, 2 la valeur moyenne et 3 est la valeur maximale.

Rapport-Gratuit.com

Nous avons pris des distances égales entre les niveaux des plans d'expériences utilisés comme il est montré à la figure 2.9, où $x_0 = \frac{x_{min}+x_{max}}{2}$ est la valeur moyenne de la variable x. Les variables adimensionnelles sont calculées avec l'équation 2.5

$$\begin{cases} x_{adimensionnelle} = \dfrac{x_{dimensionnelle} - x_0}{\delta} \\ x_0 = \dfrac{x_{min} + x_{max}}{2} \\ \delta = x_{max} - x_0 \end{cases} \tag{2.5}$$

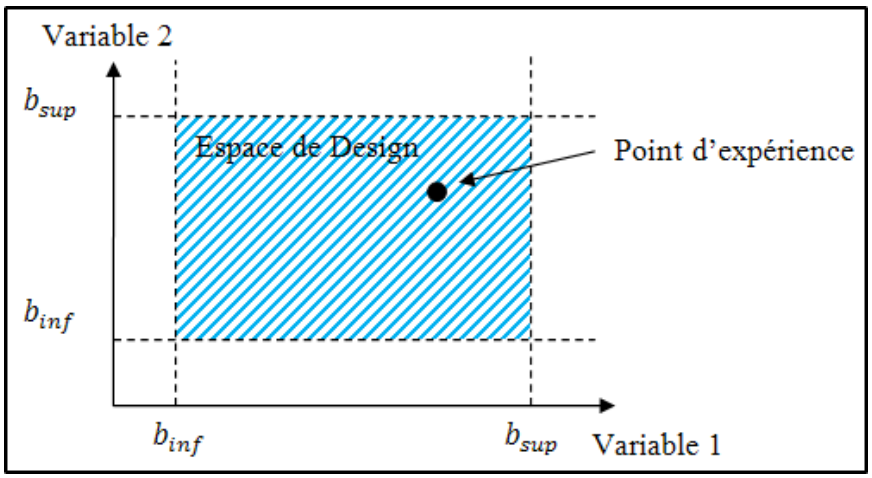

Figure 2.8 Espace de design de la base de données

$$Niveau(1) = x_{min} + x_0$$
$$Niveau(2) = Niveau(1) + x_0$$
$$Niveau(3) = Niveau(2) + x_0$$
$$\vdots$$
$$Niveau(N) = Niveau(N-1) + x_0$$
$$x_0 = \frac{x_{max} - x_{min}}{N-1}$$

Figure 2.9 Les niveaux de plan d'expériences utilisé

2.7 Résumé

Ce chapitre explique la méthodologie suivie pour construire une base de données en vue de son utilisation pour la modélisation du CCT. La base de données finale est construite pour un réseau électrique et une contingence donnée. Elle contient les variables qui contribuent de façon significative au calcul du CCT. Ces variables sont traitées par les plans de Taguchi. Le calcul du CCT par la simulation temporelle nécessite toutes les puissances actives et les tensions des générateurs, de ce fait les variables non significatives sont fixées à leurs valeurs de l'écoulement de puissance optimal. Finalement, les bases de données générées contiennent peu de points d'opération, dans cette thèse moins de 50 points d'opération.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

CHAPITRE 3

L'ESTIMATION DE LA FONCTION CCT PAR LE KRIGEAGE DUAL

3.1 Introduction

Nous présentons dans ce chapitre la méthode de régression utilisée pour l'estimation de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT). Cette méthode est le krigeage dual. L'objectif principal est la construction d'un modèle représentant la réponse du CCT en fonction des variables influentes (celles dont une faible variation du couple $(V_{gi}; P_{gi})$ induit un changement important des caractéristiques du modèle). Finalement, le CCT est utilisé au chapitre suivant comme contrainte pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF).

3.2 Estimation par la méthode de krigeage dual

L'objectif de cette partie comporte les explications, la définition et la théorie de krigeage dual, puis son application dans le domaine de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

3.2.1 Définition

Le krigeage a été inventé pour l'estimation minière par Krige (1951), puis a été employé par Matheron (1973), ensuite a été exprimé sous forme dual par Trochu (1993). Les méthodes de krigeage ont été introduites à la modélisation d'expériences simulées par Sacks *et al.* (1989) dans le domaine de la mécanique des fluides.

À la base, le krigeage est une méthode d'interpolation dans des espaces de dimensions quelconques. Il est considéré comme le meilleur estimateur linéaire Trochu (1993). Ces fonctions interpolées sont des fonctions continues et dérivables, cela est un des principaux avantages de cette méthode. Cette fonction et ses dérivées serviront dans le programme de

l'optimisation de TSC-OPF. Le calcul analytique des dérivées permettra l'accélération de la convergence de l'optimisation vers la solution qui assure la stabilité du réseau électrique.

3.2.2 Formule mathématique de krigeage dual

Le principe de krigeage est de modéliser une fonction f inconnue à partir des simulations $f_i(x_i)$ qui résulte en une fonction présentée par l'équation (3.1)

$$f(x_i) = f_i \qquad 1 \le i \le n \tag{3.1}$$

Où n est le nombre des points d'opération.
La fonction estimée par le krigeage dual (Trochu, 1993) est divisée en deux composantes : la dérive $a(x)$ et la fluctuation $b(x)$ comme il est présenté à la figure 3.1.

$$f(x) = a(x) + b(x) \tag{3.2}$$

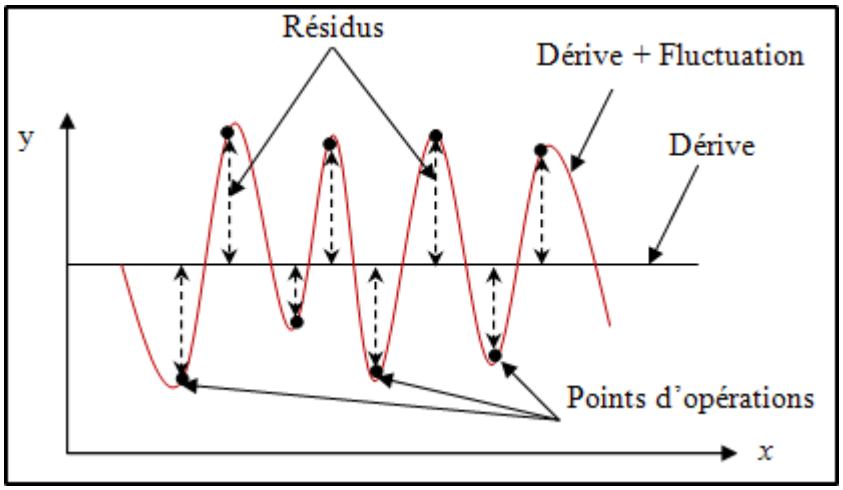

Figure 3.1 Dérive et fluctuations (dérive constante)
Adaptée de Trochu (1993, p.163)

La dérive $a(x)$ représente le comportement moyen de la surface, elle peut être constante, linéaire, quadratique ou trigonométrique. $P_l(x)$ est une fonction connue (constante, linéaire,

quadratique, trigonométrique) et a_l sont des coefficients que nous devons calculer. Si $m = 1$, on obtient une dérive constante.

$$a(x) = \sum_{l=1}^{m} a_l P_l(x) \qquad 1 \le l \le m \tag{3.3}$$

La fluctuation $b(x)$ (la covariance ou terme de correction) est une fonction qui permet d'ajuster le modèle afin qu'il passe par tous les points de la base de données, $b_j$est le vecteur des coefficients inconnus.

$$b(x) = \sum_{j=1}^{n} b_j g_j(x) \qquad 1 \le j \le n \tag{3.4}$$

$g_j(x)$ est défini par la distance euclidienne entre les points d'opération, elle peut être linéaire, cubique, logarithmique ou sinusoïdale :

$$g_j(x) = K(|x - x_j|) \tag{3.5}$$

On suppose qu'on veut estimer une fonction à trois variables x, y et z, la fonction estimée par le krigeage dual est :

$$f(x, y, z) = a_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i K(h) \tag{3.6}$$

Où $K(h)$ représente la covariance. Nous avons pris une covariance cubique dans ce travail :

$$K(h) = h^3 \tag{3.7}$$

h représente la distance euclidienne entre les trois variables x, y et z :

$$K(h) = (\sqrt{(x-x_j)^2 + (y-y_j)^2 + (z-z_j)^2}\ )^3 \tag{3.8}$$

Les coefficients de la dérive et de la covariance sont calculés par la solution de l'équation 3.9

$$[M][B] = \begin{bmatrix} H & A \\ A^T & 0 \end{bmatrix} [B] = [F] \tag{3.9}$$

où H est la matrice qui contient toutes les distances euclidiennes entre tous les points d'opération de la base de données et le point objectif :

$$H_{nxn} = [(x-x_j)^2 + (y-y_j)^2 + (z-z_j)^2]^{3/2}_{i,j=1\ldots n} \tag{3.10}$$

A et A^T sont le vecteur identité et son transposé respectivement :

$$A = I_{(nx1)} \tag{3.11}$$

B est le vecteur qui contient les coefficients de la dérive et de la covariance, nous avons considéré une dérive constante dans cette thèse.

$$B^T_{(n+1x1)} = [b_1\, b_2 \ldots b_n\ a_0] \tag{3.12}$$

Les réponses f_i de tous les points d'opération sont contenues dans le vecteur F

$$F^T_{(n+1)x1} = [f_1\ f_2 \ldots f_n\ \ 0] \tag{3.13}$$

Finalement la fonction CCT estimée est présentée par l'équation (3.14) :

$$\widetilde{CCT}(x_{réduit}) = a_0 + \left(\sum_{i=1}^{n} B_i * (x - x_j)^2\right)^{3/2} \tag{3.14}$$

3.3 L'évaluation de la fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT)

Après avoir calculé le CCT sous forme fonctionnelle, nous avons évalué la performance des différentes fonctions estimées par plusieurs critères d'évaluation.

Dans un premier temps, nous avons calculé la racine de la moyenne des erreurs au carré (root mean square error, RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}(CCT_i - \widetilde{CCT_i})^2} \tag{3.15}$$

Nous avons calculé également, l'erreur moyenne absolue :

$$Erreur\ moyenne\ absolue = \frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}\left|CCT_i - \widetilde{CCT_i}\right| \tag{3.16}$$

Finalement, l'écart type (*standard deviation* SD) σ^2 est aussi calculé pour évaluer les fonctions estimées par le krigeage dual :

$$\begin{cases} \sigma^2 = \frac{1}{m-1}\sum_{i=1}^{m}(CCT_i - \overline{CCT})^2 \\ \overline{CCT} = \frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}(CCT_i - \widetilde{CCT_i}) \end{cases} \tag{3.17}$$

où m est le nombre des points à tester, nous avons pris 1000 points d'opération dans chaque cas. CCT_i est le CCT calculé par la simulation temporelle. Le $\widetilde{CCT_i}$ représente le CCT estimé par le krigeage dual.

Tableau 3.1 Performance des fonctions estimées pour le réseau 10 machines et le réseau 50 machines

Réseau	**New England 10 machines – 39 barres (Annexe I)**			**50 machines (AnnexeII)**
Défaut	29-26	21-22	4-5	6-7
RMSE (s)	0.005	0.015	0.024	0.016
SD (s)	0.003	0.009	0.015	0.010
Erreur moyenne absolue (s)	0.004	0.012	0.019	0.013
Erreur Maximum (s)	0.027	0.059	0.085	0.048
Erreur Minimum (s)	1e-6	15e-6	37e-6	52e-6

3.4 Les dérivées de la fonction estimée par le krigeage dual

La fonction estimée de CCT par le krigeage dual est une fonction continue et dérivable. L'étude de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire nécessite le calcul de la première et de la deuxième dérivées de la fonction estimée (CCT) pour accélérer le processus de l'optimisation. Les équations 3.18 et 3.19 présentent la première et la deuxième dérivée, respectivement, de la fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire CCT.

$$\nabla_{\mathrm{x}} CCT\left(x_{réduit}\right) = 3\sum_{\mathrm{i}=0}^{\mathrm{n}} \mathrm{B_i} \left(\sum_{\mathrm{j}=0}^{\mathrm{nvar}} \left(x_{\mathrm{i}} - x_{\mathrm{j}}\right)^2\right)^{1/2} \sum_{\mathrm{j}=0}^{\mathrm{nvar}} (x_{\mathrm{i}} - x_{\mathrm{j}}) \tag{3.18}$$

$$\nabla_x^2 CCT\left(x_{réduit}\right) = 3\sum_{i=0}^{n} B_i \left(\sum_{j=0}^{n\,\mathrm{var}} (x_{\mathrm{i}} - x_{\mathrm{j}})^2\right)^{(-1/2)} \sum_{j=0}^{n\,\mathrm{var}} (x_i - x_j)(x_i - x_j) + \left(\sum_{j=0}^{n\,\mathrm{var}} (x_i - x_j)^2\right)^{(1/2)} \tag{3.19}$$

Où $n$var est le nombre des variables réduit par l'analyse de Pareto.

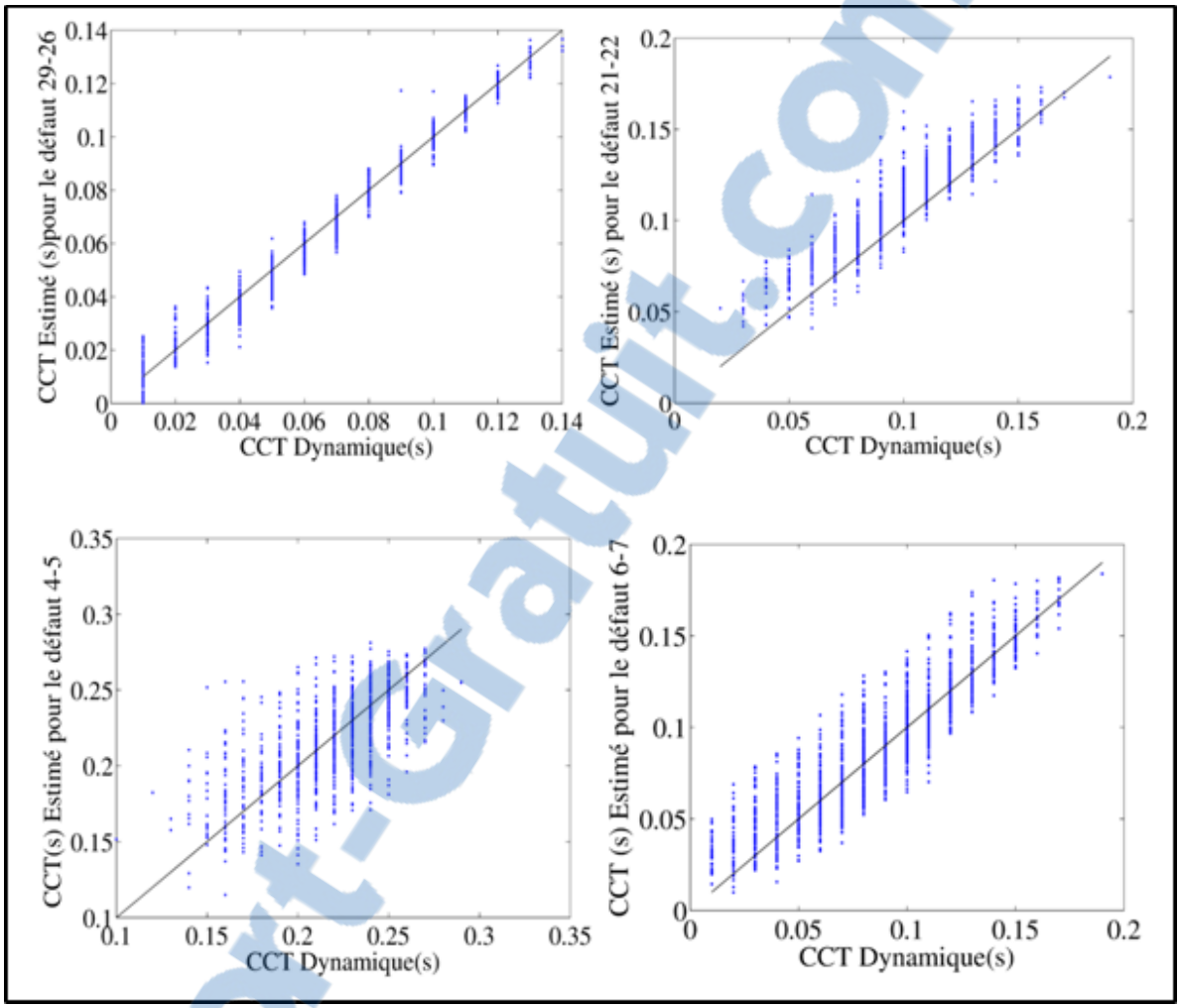

Figure 3.2 Comparaison de CCT estimé avec le CCT calculé par la simulation temporelle a) réseau 10 machines défaut 29-26, b) 21-22, c) 4-5, d) réseau 50 machines défaut 6-7

3.5 Résumé

Dans ce chapitre, la modélisation de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT) est présentée. Il est bien connu que l'estimation de la contrainte de la stabilité transitoire sous forme fonctionnelle a reçu jusqu'à aujourd'hui peu d'attention.

Dans ce travail, une nouvelle méthode de modélisation a été utilisée pour l'estimation de la contrainte de la stabilité transitoire présentée par le CCT.

Rapport-Gratuit.com

Au début de ce chapitre, nous avons expliqué la théorie du krigeage dual. Puis, nous avons calculé quatre fonctions par le krigeage dual (trois pour le réseau New England et une pour le réseau 50 machines – 145 barres pour des contingences données). Ensuite, nous avons évalué ces fonctions au moyen de plusieurs critères d'évaluation, à savoir RMSE, SD et l'erreur moyenne absolue. Les résultats montrent que les fonctions de CCT sont bien estimées avec une erreur moyenne entre (0.004s - 0.019s) pour tous les cas étudiés avec 1000 points d'opération de test pour chaque cas.

CHAPITRE 4

L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL AVEC LA CONTRAINTE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE (TSC-OPF)

4.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est l'utilisation des fonctions de CCT estimées au chapitre précédent pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF). Nous présentons en premier lieu la théorie de TSC-OPF. Ensuite nous expliquons la procédure et l'implémentation de la méthode proposée pour une seule contingence. Nous poursuivons l'explication de la procédure de la solution avec la multicontingence.

4.2 La théorie du problème de TSC-OPF

Un TSC-OPF est essentiellement défini comme un problème d'optimisation sous contrainte non linéaire qui consiste en une fonction objectif $f(P_g)$, ainsi qu'un ensemble de contraintes d'égalité et d'inégalité. Le problème d'optimisation suivant représente un modèle de TSC-OPF en minimisant le coût de production (Pizano-Martínez *et al*., 2010, Gan *et al*., 2000, Momoh *et al*., 1997, Nguyen et Pai, 2003) :

$$\begin{aligned} & f = \min \sum a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \\ & S.T. \end{aligned} \tag{4.1}$$

Les contraintes statiques comprennent les égalités de l'écoulement de puissance :

$$\begin{cases} P_{gi} - P_{di} - V_i \sum_{j=1}^{n} V_j * \left(G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij} \sin\theta_{ij} \right) = 0 \\ Q_{gi} - Q_{di} - V_i \sum_{j=1}^{n} V_j * \left(G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij} \sin\theta_{ij} \right) = 0 \end{cases} \tag{4.2}$$

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Les inégalités en matière de sécurité prédéfaut sont les suivantes :

$$\begin{cases} \underline{P_{gi}} \le P_{gi} \le \overline{P_{gi}} \\ \underline{Q_{gi}} \le Q_{gi} \le \overline{Q_{gi}} \\ \underline{V_i} \le V_i \le \overline{V_i} \\ \underline{S_{Li}} \le S_{Li} \le \overline{S_{Li}} \end{cases} \tag{4.3}$$

où a_i, b_i et c_i sont les coefficients de coûts de production du i ème générateur. P_{gi} et Q_{gi} sont la sortie active et réactive du i ème générateur. P_{di} et Q_{di} sont la charge dans la i ème barre. V_i et V_j sont l'amplitude de tension de la i ème et la j ème barre respectivement. G_{ij} et B_{ij} sont la conductance et la susceptance entre la i ème et la j ème barre, respectivement. En ajoutant les contraintes de la stabilité transitoire, le réseau électrique sera représenté par un ensemble d'équations algébriques différentielles (EAD) tel que :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x, y, \alpha) \\ g(x, y, \alpha) \end{bmatrix} \tag{4.4}$$

où x est un vecteur de variables d'état dynamiques tels que les angles des générateurs. y est un vecteur des variables algébriques, et α représente les paramètres de contrôle. Les (EAD) présentés par 4.4 peut être résolus par l'intégration trapézoïdale implicite dans la simulation temporelle. Dans cette thèse, le CCT a été considéré comme l'indice de la stabilité transitoire. La méthode proposée adopte le krigeage dual pour modéliser la fonction analytique CCT qui est continue et dérivable, comme il est expliqué au chapitre III, puis l'équation 4.4 sera formulée comme une contrainte d'égalité dans le TSC-OPF comme suit :

$$CCT(P_g, V_g) - t_f = 0 \tag{4.5}$$

où t_f représente le temps de court-circuit (temps d'effacement).

Comme expliqué au chapitre 2, l'indice de la stabilité transitoire (CCT) est estimé comme une fonction analytique en fonction des tensions et des puissances de générateurs, qui contribuent de façon significative au calcul du CCT par utilisation du krigeage dual.

$$\widetilde{CCT}(x_{réduit}) = a_0 + \left(\sum_{i=1}^{n} B_i * (x_i - x_j)^2\right)^{3/2} \tag{4.6}$$

où $x = [V_{gi}, P_{gi}]$ est le vecteur de point de fonctionnement d'un réseau électrique de n -barres comprenant des amplitudes des tensions des générateurs ainsi que leurs puissances actives. La contrainte de la stabilité transitoire (TSC) est définie comme la différence entre le CCT et le temps de défaut de court-circuit t_f de la contingence. Par conséquent, la contrainte de la stabilité transitoire peut être écrite comme suit :

$$a_0 + (\sum_{i=1}^{n} B_i * (x_i - x_j)^2)^{3/2} - t_f = 0 \tag{4.7}$$

La contrainte de la stabilité transitoire ci-dessus est définie pour une contingence particulière.

4.3 La procédure de la solution

Le TSC-OPF est un problème d'optimisation non linéaire complexe, les techniques standards d'optimisation doivent être modifiées pour résoudre ce problème. Dans cette thèse, la méthode d'optimisation du point intérieur a été adaptée dans la méthodologie d'optimisation proposée. La série d'équations 4.1- 4.7 est réécrite sous la forme suivante :

$$\min \quad f(x)$$
$$\textit{sous les contraintes} \quad \begin{cases} G(x) = 0 \\ H(x) \leq 0 \end{cases} \tag{4.8}$$

où f est la fonction objectif, $H(x)$ représentent les contraintes d'inégalités, $x = [V_a, V_m, P_g, Q_g]^T$ est le vecteur d'optimisation qui contient les angles V_a, les amplitudes des

tensions V_m, les puissances actives et réactives des générateurs. $G(x)$ sont les contraintes d'égalités qui contiennent les contraintes de l'écoulement de puissance et la contrainte de la stabilité transitoire. Donc, $G(x)$ peut s'écrire comme suit :

$$G(x) = \begin{bmatrix} G_{PF}(x) \\ G_{TSC}(x_{réduit}) \end{bmatrix} \tag{4.9}$$

où G_{PF} sont les contraintes de l'écoulement de puissance, et G_{TSC} est la contrainte de la stabilité transitoire.

Ce problème d'optimisation est résolu en utilisant la méthode du point intérieur (*IPM Interior point method*). Cette méthode se constitue d'une suite de minimisation des fonctions potentielles avec barrière logarithmique sous des contraintes d'égalités comme suit (Quintana et Torres, 1999) :

$$\begin{aligned} &\min \quad f(x) - \mu_s \sum \ln s_i \\ &sous\ les\ contraintes \\ &\begin{cases} G(x) = 0 \\ H(x) + s_i = 0 \end{cases} \end{aligned} \tag{4.10}$$

où $\mu_s \in$ R est dit paramètre de pénalisation (barrière) pour résoudre le problème des contraintes d'égalités et $s_i > 0$ est la variable auxiliaire. Le Lagrangien est défini comme suit :

$$L_\mu(u) = f(x) + \lambda G(x) + \mu(H(x) + s_i) - \mu_s \sum \ln s_i \tag{4.11}$$

où λ et μ sont les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange. λ est un vecteur qui contient les multiplicateurs de Lagrange, ces derniers sont multipliés par les contraintes d'égalités de l'écoulement de puissance ainsi que la contrainte de la stabilité transitoire comme présentée à l'équation 4.12, μ est expliqué en détail à (Zimmerman *et al*., 2011)

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_{GPF_P} \\ \lambda_{GPF_Q} \\ \lambda_{TSC} \end{bmatrix} \tag{4.12}$$

Le minimum local de l'équation 4.10 est exprimé en termes du point stationnaire $L_\mu(u)$, qui doit satisfaire la condition nécessaire de Karuch-Kuhn-Tucker (KKT) du premier ordre $\nabla_\mu L_\mu(u) = 0$. Par ailleurs, vu que le problème est non linéaire, la solution est habituellement évaluée par la méthode de Newton. Donc, l'insertion du calcul de l'hessien est nécessaire dans l'algorithme. D'autre part, le calcul de l'hessien $\nabla_x^2 L_\mu(u)$ nécessite le calcul de l'hessien de la fonction objectif $\nabla_x^2 f(x)$, ainsi que l'hessien des contraintes d'égalités et d'inégalités $\nabla_x^2 G(x)$ et $\nabla_x^2 H(x)$ respectivement, étant donné que :

$$\nabla_x^2 L_\mu(u) = \nabla_x^2 f(x) - \nabla_x^2 G(x) + \mu^T \nabla_x^2 H(x) \tag{4.13}$$

L'hessien de la fonction objectif et l'hessien des contraintes d'inégalités sont calculés à partir des équations 4.14 et 4.15 respectivement comme suit :

$$\nabla_x^2 f(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \cdots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_n} & \cdots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \tag{4.14}$$

$$\nabla_x^2 H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 H}{\partial x_1^2} & \cdots & \frac{\partial^2 H}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial^2 H}{\partial x_1 \partial x_n} & \cdots & \frac{\partial^2 H}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \tag{4.15}$$

$\nabla_x^2 G(x)$ est le regroupement des hessiens des contraintes d'égalités de PF et de la contrainte de la stabilité transitoire multipliés par leurs multiplicateurs de Lagrange λ_{GPF} et λ_{TSC} respectifs :

$$\nabla_x^2 G(x) = \lambda_{GPF}^T \nabla_x^2 G_{PF}(x) - \lambda_{TSC} \nabla_x^2 CCT(x_{réduit}) \tag{4.16}$$

où $\nabla_x^2 G_{PF}(x)$ est l'hessien des contraintes d'égalités du PF défini par 4.17 et $\nabla_x^2 CCT(x_{réduit})$ représente l'hessien de la contrainte de la stabilité transitoire (équation 4.18). L'équation 4.16 sous forme matricielle est présentée par 4.17- 4.19 :

$$\nabla_x^2 G_{PF}(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 G_{PF}}{\partial x_1^2} & \cdots & \frac{\partial^2 G_{PF}}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial^2 G_{PF}}{\partial x_1 \partial x_n} & \cdots & \frac{\partial^2 G_{PF}}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \tag{4.17}$$

$$\nabla_x^2 CCT(x_{réduit}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 G_{TSC}}{\partial x_{1réduit}^2} & \cdots & \frac{\partial^2 G_{TSC}}{\partial x_{1réduit} \partial x_{nréduit}} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial^2 G_{TSC}}{\partial x_{1réduit} \partial x_{nréduit}} & \cdots & \frac{\partial^2 G_{TSC}}{\partial x_{nréduit}^2} \end{bmatrix} \tag{4.18}$$

$$\nabla_x^2 G(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 G}{\partial x_1^2} & \cdots & \frac{\partial^2 G}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial^2 G}{\partial x_1 \partial x_n} & \cdots & \frac{\partial^2 G}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \tag{4.19}$$

La première et la deuxième dérivées de la contrainte de la stabilité transitoire sont présentées par les équations 3.18 et 3.19 respectivement (chapitre 3). L'équation 3.18 est nécessaire au

calcul du Lagrangien de l'équation 4.11 ainsi que l'équation 3.19 est requis pour le calcul de l'hessien à l'équation 4.13.

4.4 Implémentation dans Le TSC-OPF

La procédure de calcul utilisée pour résoudre le problème de TSC-OPF par l'utilisation de la technique du point intérieur est illustrée à la figure 4.1, où la première et la deuxième dérivées de la contrainte de la stabilité transitoire sont calculées à chaque itération. Cette procédure peut être résumée comme suit :

1. Exécuter un OPF classique pour obtenir un point de fonctionnement initial.
2. Lancer l'optimisation $i = 1$.
3. Calculer les contraintes d'égalités et d'inégalités statiques en utilisant les équations 4.2 et 4.3 ainsi que leurs dérivées.
4. Calculer la contrainte de la stabilité transitoire présentée par l'équation 4.7 et de sa première et sa deuxième dérivées par les équations 3.18 et 3.19 respectivement.
5. Inclure la contrainte d'égalité de la stabilité transitoire 4.7 avec les contraintes d'égalité de l'écoulement de puissance, ainsi que ses dérivées.
6. Les conditions d'optimalité KKT sont formulées et résolues en utilisant la méthode du point intérieur et le paramètre de barrière μ_s est mis à jour.
7. Si le paramètre de barrière, la fonction objectif et les variables d'optimisation convergent vers la solution qui respecte la tolérance définis. Le processus s'arrête, sinon il sera répété à partir de l'étape 2.

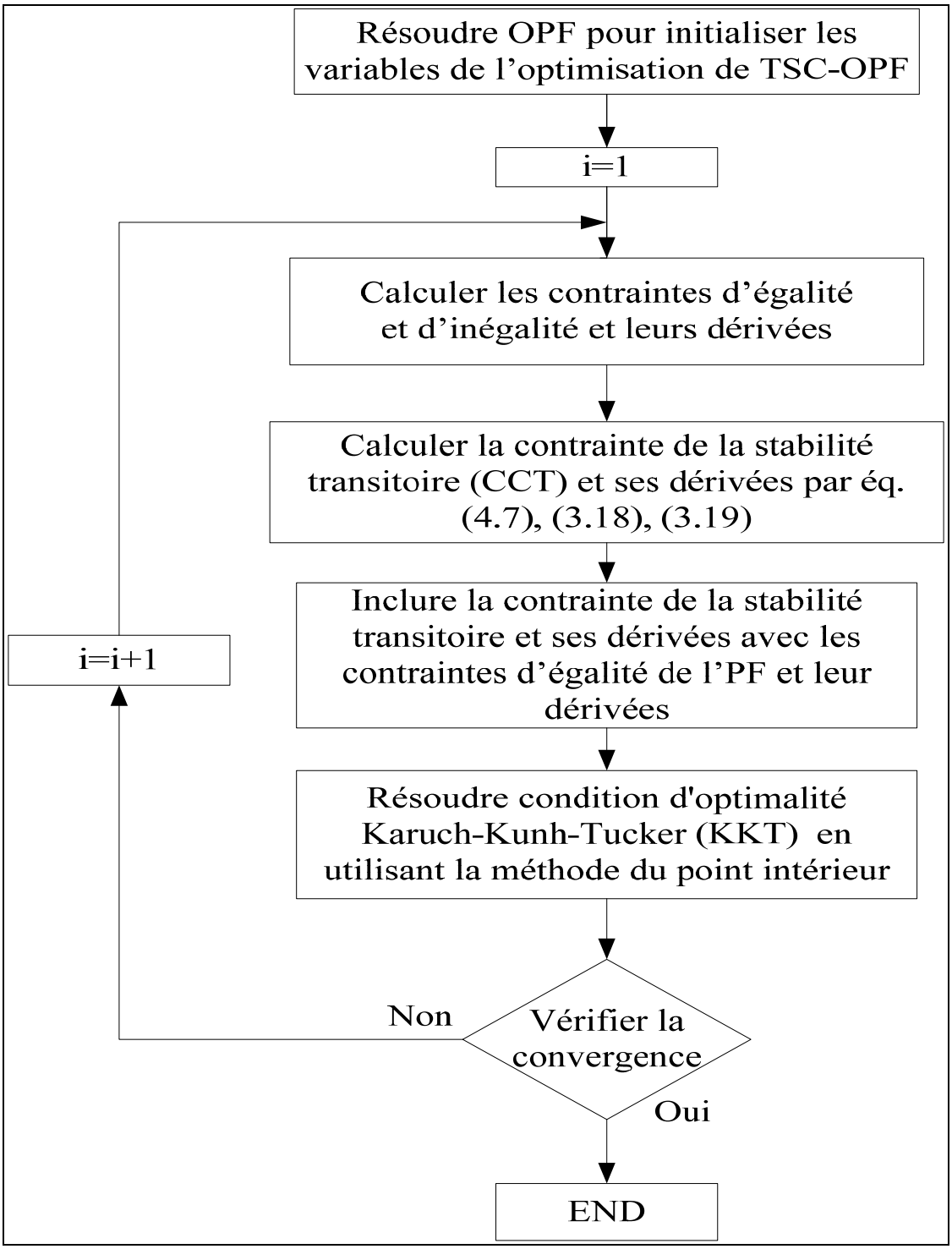

Figure 4.1 Procédure de la solution de TSC-OPF

4.5 La multicontingence de la contrainte de la stabilité transitoire avec l'écoulement de puissance optimal

Dans cette partie, nous avons étudié le problème de TSC-OPF avec la multicontingence. La multicontingence est définie comme : la contingence A ou la contingence B aura lieu au même point de fonctionnement, c'est-à-dire le système reste stable quelle que soit la situation des contingences A et B (Yuan *et al.*, 2003). Seulement les plus dangereuses contingences sont considérées dans le problème de TSC-OPF. Après l'exécution du programme de TSC-OPF, il est nécessaire d'obtenir une nouvelle répartition de puissance qui assure la stabilité de réseau électrique pour toutes les contingences. La procédure de TSC-OPF avec la multicontingence est similaire à la procédure de TSC-OPF pour la monocontingence (section 4.3). Les contraintes d'égalités présentées par l'équation 4.9 deviennent :

$$G(x) = \begin{bmatrix} G_{PF}(x) \\ G_{TSC1}(x_{1réduit}) \\ G_{TSC2}(x_{2réduit}) \\ \vdots \\ G_{TSCn}(x_{nréduit}) \end{bmatrix} \tag{4.20}$$

$$\begin{aligned} G_{TSC1}(x_{1réduit}) &= a_0 + (\sum_{i=1}^{n} B_{i1} * (x_{i1} - x_{j1})^2)^{3/2} - t_{f1} \\ G_{TSC2}(x_{2réduit}) &= a_0 + (\sum_{i=1}^{n} B_{i2} * (x_{i2} - x_{j2})^2)^{3/2} - t_{f2} \\ &\vdots \\ G_{TSCn}(x_{nréduit}) &= a_0 + (\sum_{i=1}^{n} B_{in} * (x_{in} - x_{jn})^2)^{3/2} - t_{fn} \end{aligned} \tag{4.21}$$

où $t_{f1}, t_{f2}, \dots t_{fn}$ présentent les temps de court-circuit (temps d'effacement) pour chaque contingence. n est le nombre des contraintes de la stabilité transitoire. Les multiplicateurs de Lagrange exprimés par l'équation 4.12 sont présentés ci-après:

Rapport-Gratuit.com

$$\lambda = [\lambda_P \ \lambda_Q \ \lambda_{TSC1} \ \lambda_{TSC2} \cdots \lambda_{TSCn}]^T \tag{4.22}$$

où $\lambda_{TSC1}, \lambda_{TSC2}, \ldots \lambda_{TSCn}$ représentent les multiplicateurs de Lagrange pour chaque contingence.

L'hessien des contraintes d'égalités de tout le système présenté par l'équation 4.16 devient :

$$\begin{aligned} \nabla_x^2 G(x) = \lambda_{GOPF}^T \nabla_x^2 G_{OPF}(x) - (&\lambda_{1CCT} \nabla_x^2 CCT_1(x_{1réduit}) \\ &+ \lambda_{2CCT} \nabla_x^2 CCT_2(x_{2réduit}) \\ &+ \quad \vdots \\ &+ \lambda_{nCCT} \nabla_x^2 CCT_n(x_{nréduit})) \end{aligned} \tag{4.23}$$

4.6 Les logiciels utilisés

Les simulations de ce travail sont faites sur un ordinateur AMD Phenom^{TM} II X4 B93, 2.79 GHz CPU et 4 GB RAM. Le logiciel de statgraphique a été utilisé pour l'analyse de Pareto. Le CCT des bases de données a été calculé avec un programme de la simulation temporelle mis au point au GRÉPCI (Tu *et al.,* 2013). Le MATLAB 7.9.0 est utilisé comme interface pour la réalisation des calculs. Le point initial de TSC-OPF est calculé par le MATPOWER 4.0 (Zimmerman *et al.* 2011). Ce dernier est un logiciel qui calcule l'écoulement de puissance et l'écoulement de puissance optimal. La fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire est ajoutée aux contraintes de l'écoulement de puissance du MATPOWER. Puisque, nous avons les dérivées exactes de la fonction estimée, les options d'*optimset* des dérivées de la fonction objectif et des contraintes sont mises sur l'état '*on*'.

Nous avons cinq options dans le MATPOWER qui présentent cinq algorithmes :

- le premier algorithme estime le jacobien et le hessien par la méthode des différences finies ;
- le deuxième algorithme requiert la valeur exacte du jacobien et estime le hessien par la méthode de BFGS (*Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shann*) ;

- le troisième algorithme requiert la valeur exacte du jacobien et estime le hessien par la méthode de LBFGS (*Limited-memory BFGS*);
- le quatrième algorithme requiert la valeur exacte du jacobien et du hessien ;
- le cinquième algorithme requiert la valeur exacte du jacobien et estime le hessien par la méthode des différences finies.

Nous avons choisi le quatrième algorithme dans nos calculs parce que la fonction objective, les contraintes d'égalités et les contraintes d'inégalité sont des fonctions dérivables, donc le jacobien et le hessien sont calculés analytiquement. Ces calculs peuvent accélérer le temps de convergence.

4.7 Résumé

Dans ce chapitre, nous avons appliqué les fonctions estimées au problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire TSC-OPF. Nous avons montré les procédures de l'implémentation de la contrainte de la stabilité transitoire avec les contraintes de l'écoulement de puissance optimal. Nous avons présenté aussi la procédure de la solution avec la multicontingence. Les résultats numériques de cette approche sont présentés au chapitre suivant.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

CHAPITRE 5

RÉSULTATS NUMÉRIQUES DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL AVEC LA CONTRAINTE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

5.1 Introduction

L'objectif principal de la détermination de la contrainte de la stabilité transitoire sous forme fonctionnelle est l'utilisation de cette contrainte dans le programme de l'écoulement de puissance optimal. Cette procédure nous permet de traiter le problème défini dans cette thèse, à savoir l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire TSC-OPF. L'OPF présenté ci-dessus (section 4.2) a été appliqué au réseau électrique New-England avec 10 machines et 39 barres avec plusieurs contingences. Les multicontingences ont aussi été considérées. Un autre réseau plus large, le réseau 50 machines – 145 barres a également été testé.

5.2 Application numérique

5.2.1 Le réseau électrique New England

Nous avons appliqué l'approche proposée aux chapitres 2, 3 et 4 au réseau New England présenté à la figure 5.1, comprenant 10 générateurs et 39 barres. Les données du système New England ont été tirée de (Pai, 1989) et les paramètres de coûts de (Nguyen et Pai, 2003). Le point de fonctionnement initial calculé par l'OPF fournit l'envoi de puissance optimale présenté dans le tableau 5.1. Trois contingences énumérées dans le tableau 5.2 sont examinées, et leurs CCT sur le point de fonctionnement initial (OP) sont également calculées par la fonction proposée. La base de données utilisée dans chaque cas est construite en utilisant l'approche de Taguchi avec 49 points d'opération.

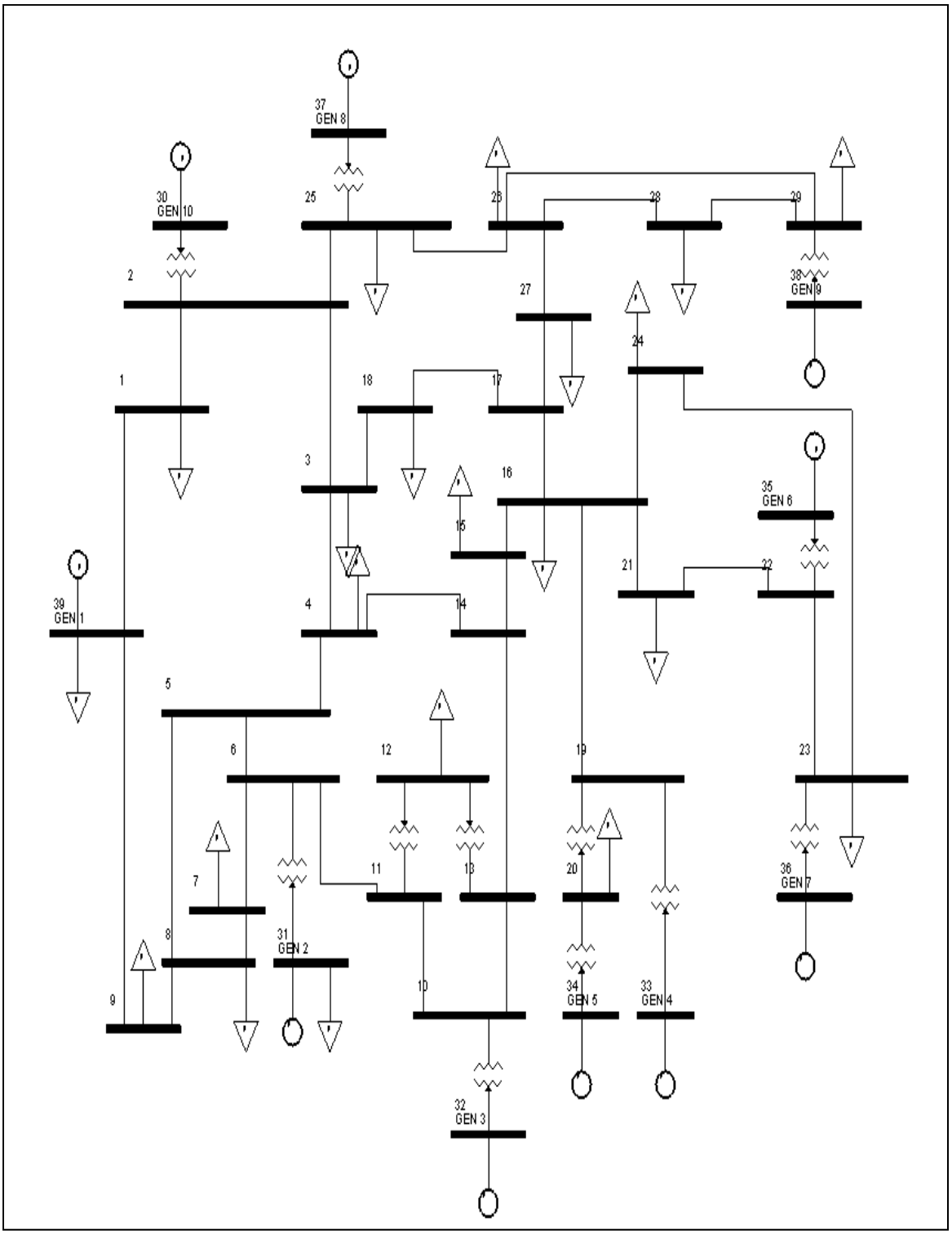

Figure 5.1 Réseau New England 10 machines - 39 barres
Tirée de Yeu (2010)

Tableau 5.1 La répartition de puissance au point initial
le réseau New England

Nœud	Coût générateur ($/h)	Génération (MW)	Les tensions (pu)	Coût ($/h)
30	$0.0193P^2 + 6.9P$	242.07	1.012	60915.01
31	$0.0111P^2 + 3.7P$	566.44	1.087	
32	$0.0104P^2 + 2.8P$	642.37	1.030	
33	$0.0088P^2 + 4.7P$	629.86	1.015	
34	$0.0128P^2 + 2.8P$	508.10	1.022	
35	$0.0094P^2 + 3.7P$	650.59	1.062	
36	$0.0099P^2 + 4.8P$	568.51	1.09	
37	$0.0113P^2 + 3.6P$	534.99	1.046	
38	$0.0071P^2 + 3.7P$	830.28	1.044	
39	$0.0064P^2 + 3.9\,P$	976.17	1.051	

Tableau 5.2 La liste des contingences examinées
pour le réseau New England

Contingence	La localisation de défauts	Ligne ouverte	La durée de défaut	CCT (s) (Point Initial)
A	Bus 29	29-26	0.100	0.08
B	Bus 21	21-22	0.160	0.139
C	Bus 4	4-5	0.250	0.235

Tableau 5.3 Les paramètres de la fonction de CCT pour New England

Contingence	Paramètres d'entrée initiaux	Paramètres Réduits
A	20 variables (P_{gi} and V_{gi})	V_{g8}, V_{g9}, P_{g9}
B	20 variables (P_{gi} and V_{gi})	V_{g6}, V_{g7}, P_{g6}, P_{g7}
C	20 variables (P_{gi} and V_{gi})	V_{g2}, V_{g3}, P_{g2}, P_{g3}, P_{g10}

Dans cette section, cinq calculs de TSC-OPF avec mono et multicontingences sont menés. Les trois premiers concernent une seule contingence : A, B et C listées dans le tableau 5.2. Ensuite, les multicontingences sont considérées comme : B et C collectivement et trois contingences ensemble A, B, et C. Le durée de la simulation est de 5 s et le pas d'intégration est de 0.01s. Les paramètres réduits pour chaque contingence sont présentés dans le tableau 5.3.

5.2.1.1 Monocontingence pour le réseau New England

Cas A : Le cas A présente le défaut à la barre 29 suivi de l'ouverture de la ligne 29-26. Les paramètres statistiquement significatifs au calcul du CCT sont V_{g8}, V_{g9}, P_{g9}**.** La figure 5.2.a montre la présentation en surface pour la fonction CCT estimée. La figure 5.2.b expose la représentation en ligne de niveaux. La variable V_{g8} est fixée à une valeur choisie et les deux autres variables V_{g9}, P_{g9} sont variées. Cette figure montre que le CCT de ce cas varie entre 0s et 0.180s. La figure 5.3 présente les effets directs des paramètres qui contribuent de façon significative dans le calcul du CCT. On remarque que lorsque la tension V_{g9} augmente, le CCT aussi augmente et lorsque P_{g9} augmente, le CCT diminue. On remarque aussi que Vg_8 ne contribue pas beaucoup par rapport aux autres paramètres comme présenté à la figure 5.4 par l'analyse de Pareto, ces remarques confirment que la machine N°.9 est la machine dominante dans ce cas.

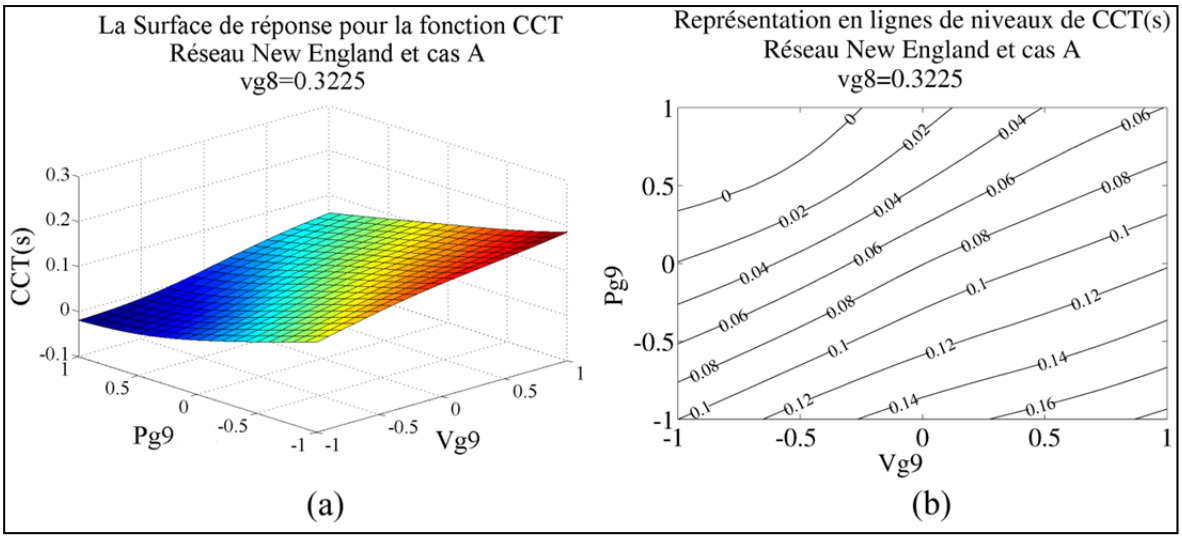

Figure 5.2 Représentation des variations de CCT (s) selon deux variables cas A
(a) Représentation en surface (b) Représentation en lignes de niveaux

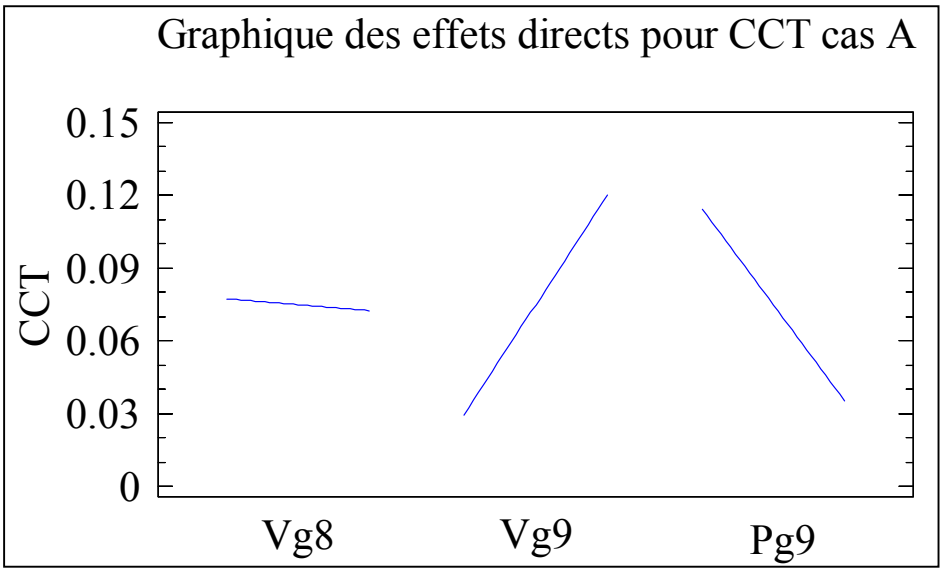

Figure 5.3 Graphique des effets directs pour les paramètres de cas A

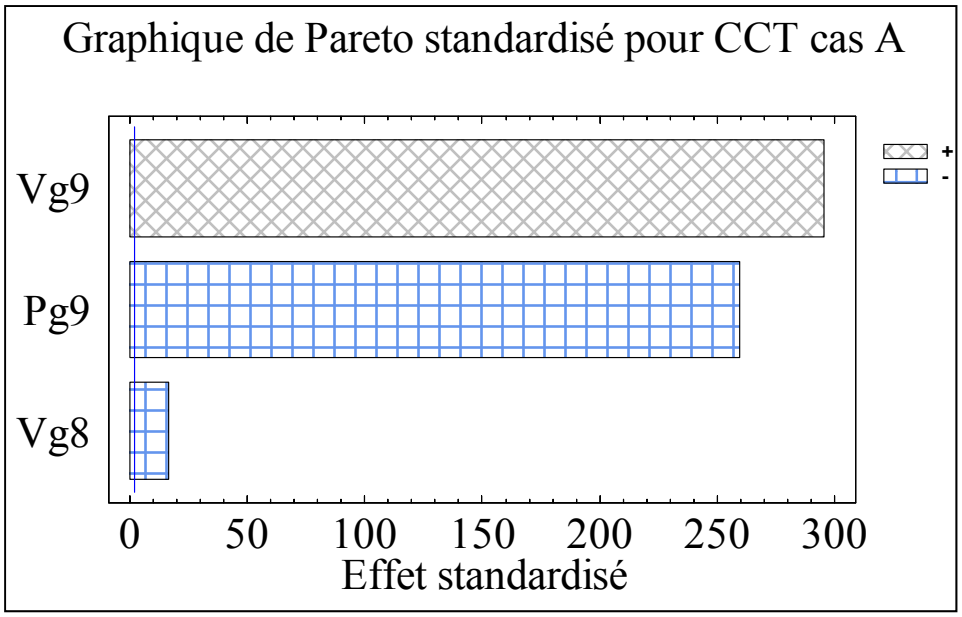

Figure 5.4 Graphique de Pareto standardisé pour les paramètres de cas A

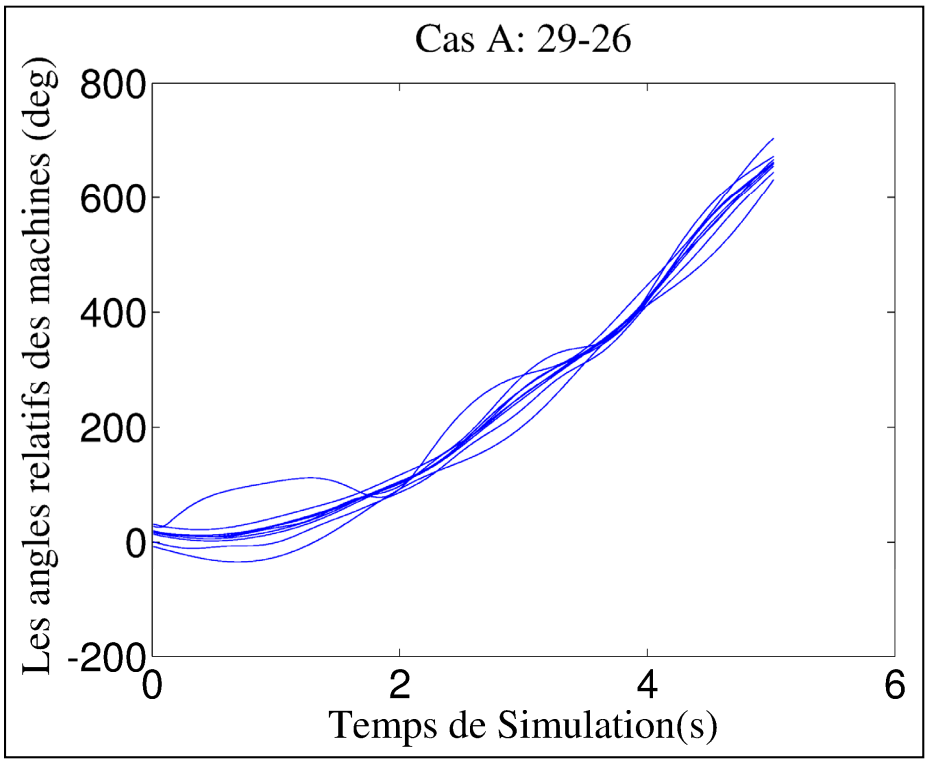

Figure 5.5 Les angles relatifs des rotors pour le cas A

Après avoir évalué la fonction estimée du CCT (chapitre 3), nous avons appliqué cette fonction comme contrainte dans le problème de TSC-OPF. Nous avons intégré la contrainte du CCT estimée avec les contraintes statiques du PF dans l'équation 4.9. Nous avons calculé ses dérivées et les avons intégré avec les dérivées des contraintes statiques comme il est expliqué au chapitre 4. La nouvelle répartition de puissance est montrée au tableau 5.4. La figure 5.5 confirme la stabilité de réseau électrique après cette répartition de puissance. L'exécution du programme de TSC-OPF est très rapide par rapport aux autres approches.

Tableau 5.4 La répartition de puissance pour le cas A

Nœud	**V_g (pu)**	**P_g (MW)**
30	1.009	244.37
31	1.087	570.34
32	1.031	646.51
33	1.016	634.62
34	1.022	511.37
35	1.062	655.22
36	1.090	562.85
37	1.043	539.68
38	1.045	790.46
39	1.050	982.76
CCT estimée (s)	0.100	
CCT TDS. (s)	0.100	
Temps de CPU (s)	1.18s	
coût ($/h)	60929.38	
Δ coût ($/h)	14.37	
Δ coût ($/h) littérature	15.29 (Xu *et al.*, 2010a) 176(Jeyasurya et layden 2004)	

Rapport-Gratuit.com

Cas B : Le cas B présente le défaut à la barre 21 suivi de l'ouverture de la ligne 21-22. Les paramètres statistiquement significatifs pour le calcul de CCT sont V_{g6}, V_{g7}, P_{g6} et P_{g7}**.** La figure 5.6.a montre la présentation en surface pour la fonction estimée du CCT. La figure 5.6.b montre la représentation en ligne de niveaux. Les deux variables V_{g6} et V_{g7} sont fixées à des valeurs choisies et les deux autres variables P_{g6} et P_{g7} sont variées. Cette figure démontre que le CCT varie entre 0.09s et 0.180s. La figure 5.7 présente les effets directs des paramètres qui contribuent de façon significative au calcul du CCT. On remarque que lorsque les tensions V_{g6} et V_{g7} augmentent, le CCT aussi augmente et quand les puissances actives P_{g6} et P_{g7} augmentent, le CCT diminue. On remarque aussi que les 4 paramètres contribuent de façon significative au calcul du CCT comme présenté à la figure 5.8 par l'analyse de Pareto, ces remarques confirment que les machines 6 et 7 sont des machines importantes pour le cas B.

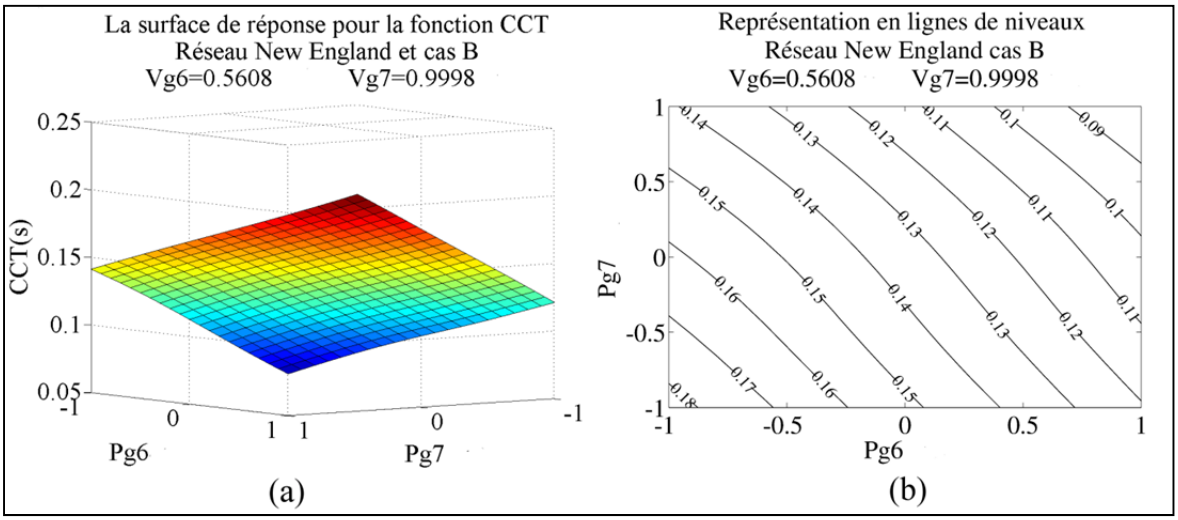

Figure 5.6 Représentation des variations de CCT (s) selon deux variables pour le cas B
(a) Représentation en surface (b) Représentation en lignes de niveaux

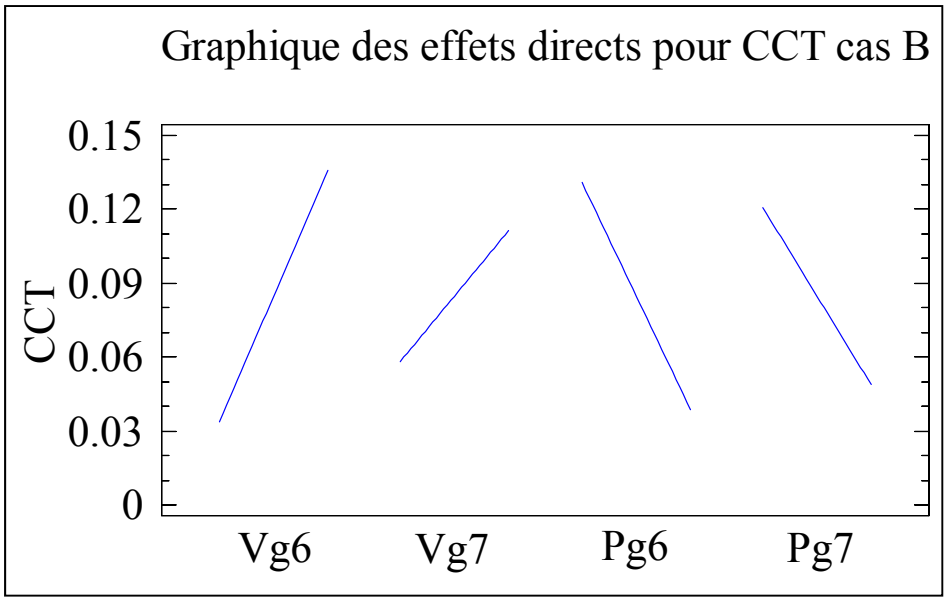

Figure 5.7 Graphique des effets directs pour les paramètres de cas B

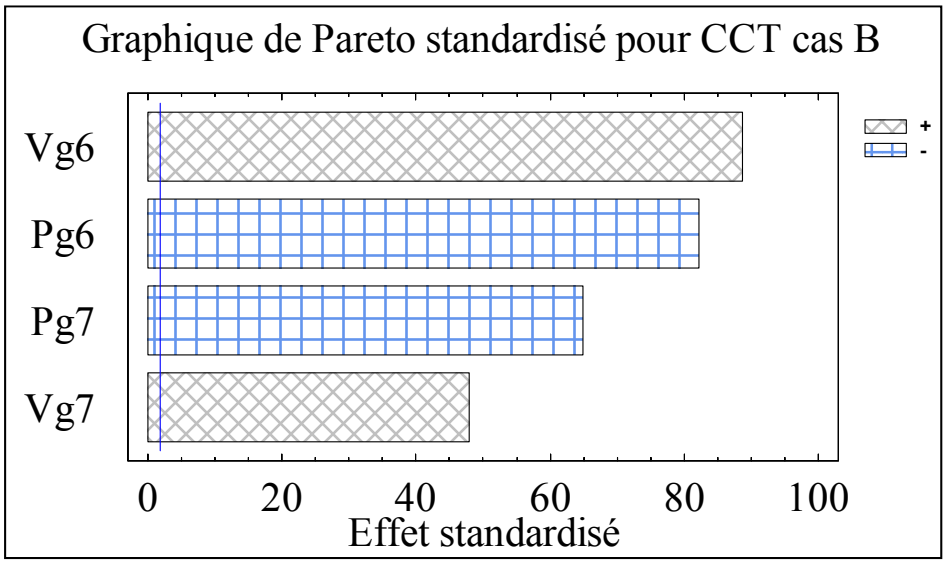

Figure 5.8 Graphique de Pareto standardisé pour les paramètres de cas B

Après avoir évalué la fonction estimée du CCT (chapitre 3), nous avons appliqué cette fonction comme contrainte dans le problème de TSC-OPF. Nous avons intégré la contrainte de CCT estimée avec les contraintes statiques du PF (équation 4.9). La nouvelle répartition

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

de puissance est démontrée au tableau 5.5. La figure 5.9 confirme la stabilité de réseau électrique après cette répartition de puissance. L'exécution du programme de TSC-OPF pour ce cas est aussi très rapide par rapport aux autres approches.

Tableau 5.5 La répartition de puissance pour le cas B

Nœud	**V_g (pu)**	**P_g (MW)**
30	1.012	245.56
31	1.085	572.50
32	1.030	648.82
33	1.015	637.74
34	1.022	513.49
35	1.060	617.81
36	1.090	537.65
37	1.046	540.55
38	1.045	838.79
39	1.051	986.30
CCT estimée (s)	0.160	
CCT TDS (s)	0.160	
Temps de CPU (s)	1.24s	
coût ($/h)	60933.83	
Δ coût ($/h)	18.82	
Δ coût ($/h) littérature	51.74(Cai *et al.*, 2008) 19.83(Xu *et al.*, 2010a) 19.19(Zarate-*et al.*, 2010) 1291(Jeyasurya *et al.*, 2004)	

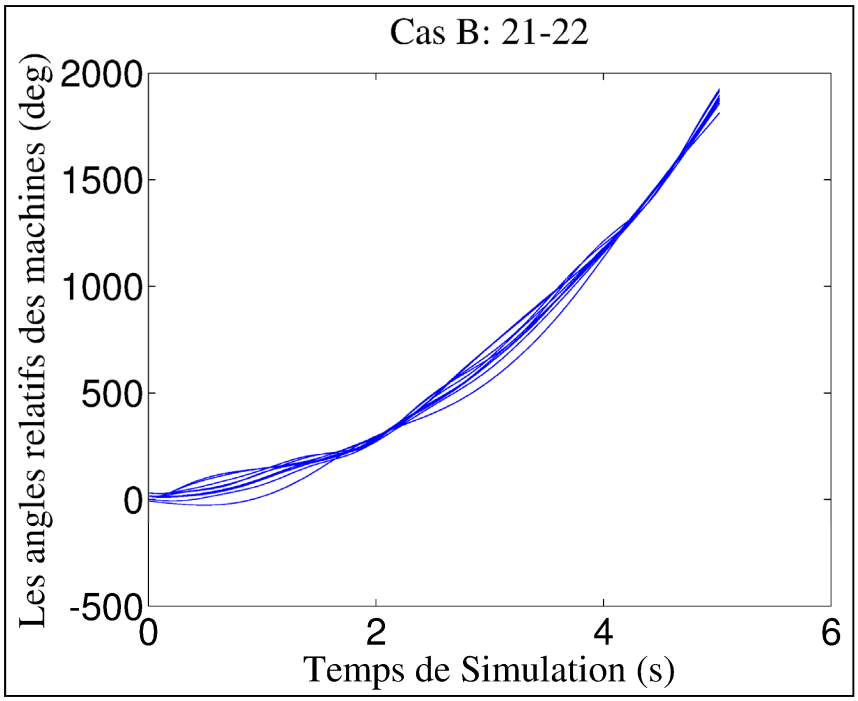

Figure 5.9 Les angles relatifs des rotors pour le cas B

Cas C : Le cas C présente le défaut à la barre quatre suivi de l'ouverture de la ligne 4-5. Les paramètres statistiquement significatifs pour le calcul de CCT sont V_{g2}, V_{g3}, P_{g2}, P_{g3} et P_{g10}**.** La figure 5.10.a montre la présentation en surface pour la fonction estimée de CCT. La figure 5.10.b montre la représentation en ligne de niveaux. Les trois variables V_{g2}, V_{g3} et P_{g2} sont fixées à des valeurs choisies et les deux autres variables P_{g3} et P_{g10} sont variées. Cette figure démontre que le CCT varie entre 0.210s et 0.260s. La figure 5.11 présente les effets directs des paramètres qui contribuent de façon significative au calcul du CCT. On remarque que quand les paramètres V_{g2}, V_{g3} et P_{g10} augmentent, le CCT aussi augmente et lorsque les puissances actives P_{g2} et P_{g3} augmentent, le CCT diminue. On remarque aussi que les cinq paramètres contribuent de façon significative au calcul du CCT comme présenté à la figure 5.12 par l'analyse de Pareto. Ces remarques confirment que les machines deux, trois et dix sont des machines importantes dans le cas C.

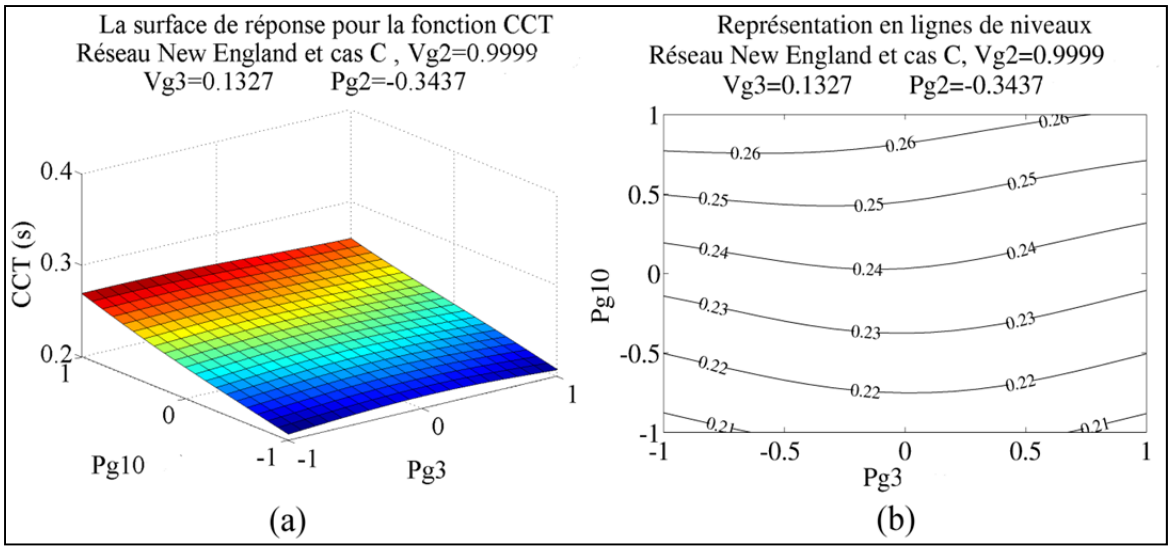

Figure 5.10 Représentation des variations de CCT (s) selon deux variables cas C
(a) Représentation en surface (b) Représentation en lignes de niveaux

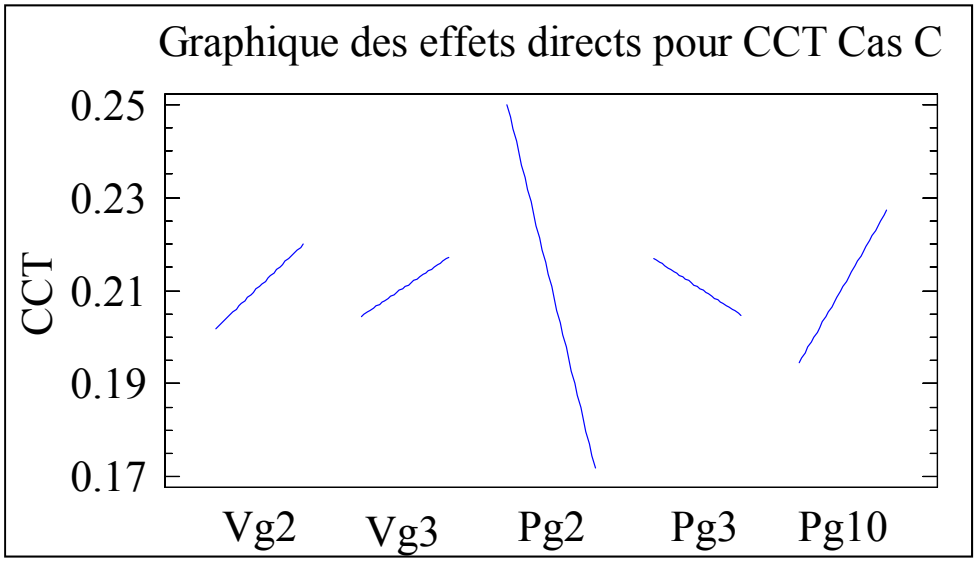

Figure 5.11 Graphique des effets directs pour les paramètres de cas C

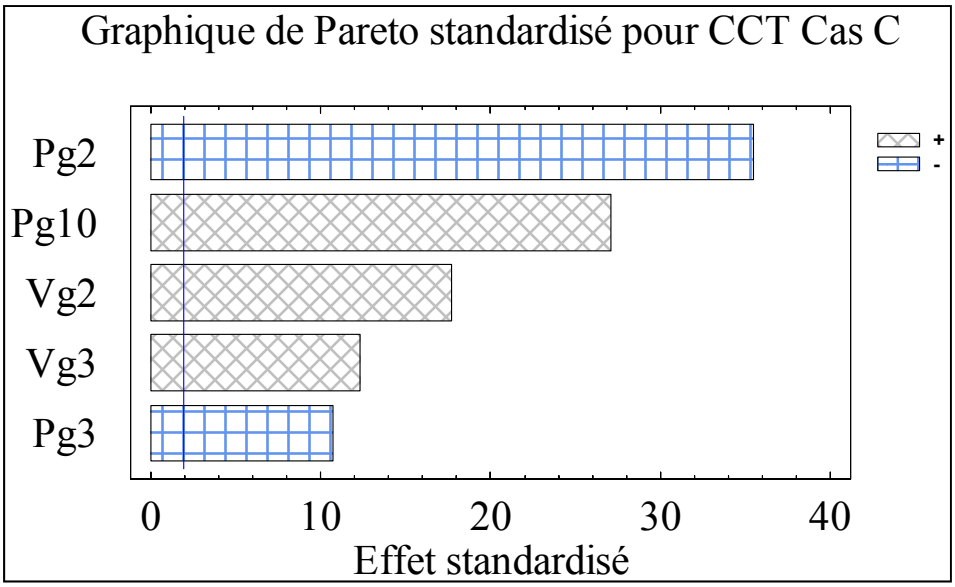

Figure 5.12 Graphique de Pareto standardisé pour les paramètres de cas C

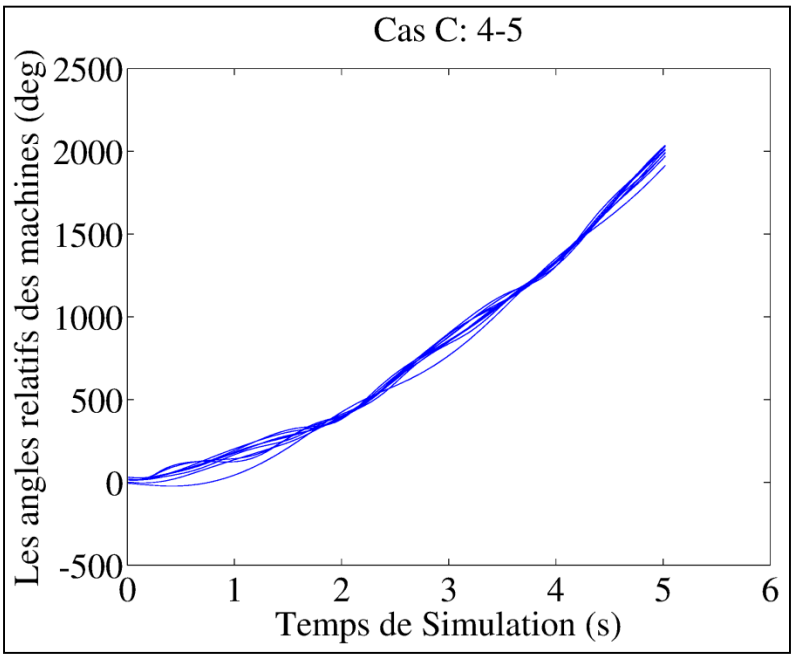

Figure 5.13 Les angles relatifs des rotors pour le cas C

Après avoir évalué la fonction estimée de CCT (chapitre 3), nous avons appliqué cette fonction comme contrainte dans le problème de TSC-OPF. Nous avons intégré la contrainte

de CCT estimée avec les contraintes statiques du PF (équation 4.9). La nouvelle répartition de puissance est montrée au tableau 5.6. La figure 5.13 confirme la stabilité du réseau électrique avec cette répartition de puissance. L'exécution du programme de TSC-OPF pour ce cas est aussi très rapide par rapport aux autres approches.

Tableau 5.6 La répartition de puissance pour le cas C

Nœud	**V_g (pu)**	**P_g (MW)**
30	1.012	239.46
31	1.090	550.14
32	1.029	634.59
33	1.015	625.50
34	1.022	505.13
35	1.062	646.36
36	1.090	554.56
37	1.044	531.61
38	1.046	825.21
39	1.044	1025.72
CCT estimé (s)	0.250	
CCT TDS (s)	0.250	
CPU Time (s)	3.10	
coût ($/h)	60936.52	
Δ coût ($/h)	21.52	
Δ coût ($/h) littérature	833.65(Nguyen et Pai, 2003) 84.53(Cai *et al.*, 2008) 7.78(Xu *et al.*, 2012a) 16.16(Zarate *et al.*, 2010)	

5.2.1.2 La multicontingence

Dans cette partie, nous avons présenté les résultats de deux combinaisons de TSC-OPF avec les multicontingences (cas B + cas C) et (cas A+ cas B + cas C).

Cas B + Cas C (défaut 21-22+défaut 4-5)

Le tableau 5.7 présente la nouvelle répartition de puissance après la solution du problème de TSC-OPF avec deux contingences (cas B + cas C). On observe, dans ce tableau, que le coût obtenu pour la multicontingence est plus élevé que les coûts obtenus avec les cas B et C séparément et il est plus élevé de 1$ que le coût obtenu par (Xu *et al.*, 2012a), cela confirme la précision de ces fonctions estimées. Xu *et al.* (2012a) ont estimé la contrainte de la stabilité transitoire par les réseaux neuronaux et ils ont utilisé la méthode d'optimisation hybride pour trouver le point optimal global. Le plus important dans ces résultats est que la nouvelle répartition de puissance assure la stabilité transitoire des deux cas comme il est illustré à la figure (5.14).

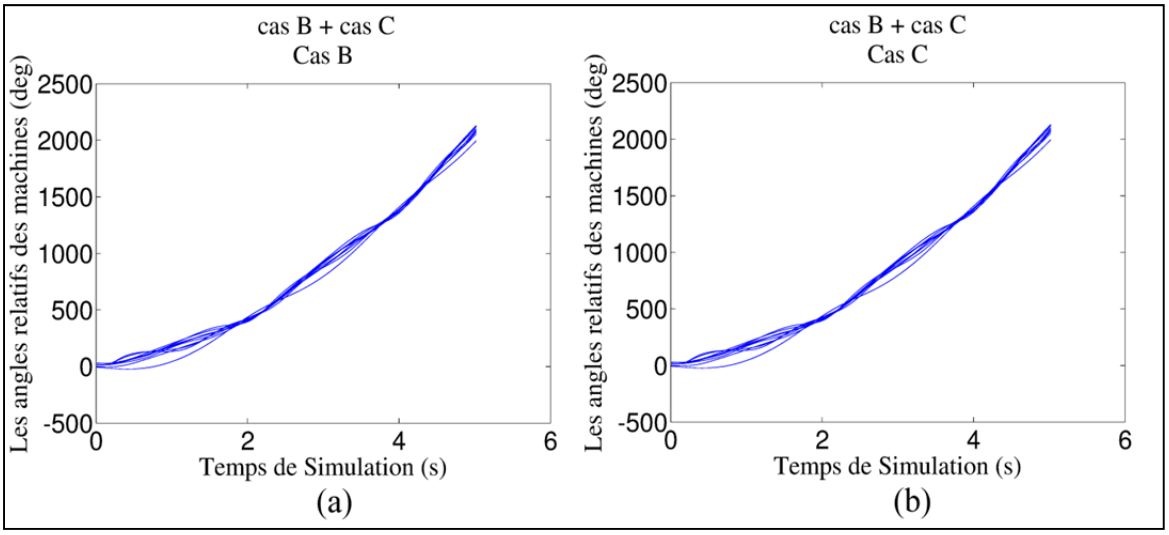

Figure 5.14 Les angles relatifs des rotors pour la multicontingence cas B et cas C
(a) Cas B (b) Cas C

Tableau 5.7 La répartition de puissance pour les Cas B et C

Nœud	V_g (pu)	P_g (MW)
30	1.012	242.90
31	1.090	557.75
32	1.029	639.50
33	1.015	633.07
34	1.022	510.30
35	1.060	618.30
36	1.090	536.98
37	1.045	536.99
38	1.046	833.42
39	1.045	1029.06
CCT estimée (s)	B : 0.160 C : 0.250	
CCT TDS (s)	B : 0.160 C : 0.250	
CPU.T (s)	1.90s	
coût ($/h)	60950.53	
Δ coût ($/h)	35.52	
Δ coût ($/h) cas B	18.82	
Δ coût ($/h) cas C	21.52	
Δ coût ($/h) littérature	34.28(Xu *et al.*, 2012a)	

Cas A+ Cas B + Cas C (Défaut 29-26+21-22+4-5)

Le tableau 5.8 montre la nouvelle répartition de puissance après la solution du problème de TSC-OPF avec trois contingences (cas A+ cas B + cas C). On remarque, dans ce tableau, le coût obtenu avec le TSC-OPF de ce cas est plus élevé que les coûts obtenus avec le TSC-OPF des cas A, B et C séparément et il est plus élevé de 3.71$ que le coût obtenu par (Xu *et al.*, 2012a), cela confirme l'exactitude de ces fonctions estimées. La figure 5.15 montre les

angles relatifs des machines pour les trois cas. Cette figure confirme la stabilité de système avec cette nouvelle répartition de puissance (après TSC-OPF).

Tableau 5.8 La répartition de puissance pour (cas A + cas B + cas C)

Nœud	**V_g (pu)**	**P_g (MW)**
30	1.008	246.44
31	1.090	565.03
32	1.030	644.6
33	1.016	640.46
34	1.022	515.35
35	1.061	617.54
36	1.090	538.04
37	1.041	543.69
38	1.045	791.16
39	1.044	1034.7
CCT estimée (s)	A : 0.100 B : 0.160 C : 0.2506	
CCT TDS (s)	A : 0.100 B : 0.160 C : 0.250	
Temps de CPU.(s)	3.49	
coût ($/h)	60969.58	
Δ coût ($/h)	54.57	
Δ coût ($/h) cas A	14.34	
Δ coût ($/h) cas B	18.82	
Δ coût ($/h) cas C	21.52	
Δ coût ($/h) littérature	50.86(Xu *et al.*, 2012a)	

Rapport-Gratuit.com

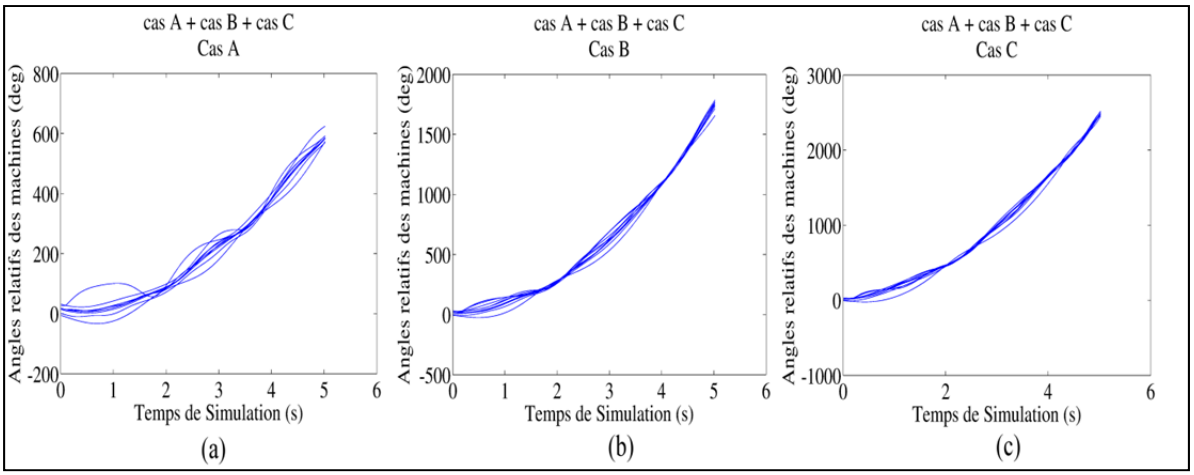

Figure 5.15 Les angles relatifs des rotors pour le cas A + cas B + cas C
(a) Cas A (b) Cas B (c) Cas C

5.2.2 Le réseau 50 machines – 145 barres

L'approche proposée est également appliquée sur le système 50 machines – 145 barres (Apraez, 2012) qui se compose de 50 générateurs, 145 barres, 60 charges, 453 lignes de transmission, et 52 transformateurs à prise fixe. Le schéma de ce réseau électrique est présenté à la figure 5.16. L'objectif est de minimiser la variation de la génération (de l'OPF initial) tout en préservant le même total (Tu *et al*, 2014).

$$\min 0.1\sum_{i=1}^{ng}(P_{gi}-P_{gi,0})^2 \tag{5.1}$$

L'étude consiste à stabiliser le système en vertu d'une contingence définie par un court-circuit triphasé à la barre 6 suivi de l'ouverture de la ligne 7 – 6. Le CCT du point initial est 0.07s, et nous avons besoin que le CCT soit élevé à 0.120s. D'après l'analyse de Pareto, nous reconnaissons que quatre paramètres sont très importants au calcul du CCT soit V_{g20}, V_{g26}, P_{g20} et P_{g26}. De ce fait, une nouvelle base de données a été préparée en utilisant ces quatre paramètres avec le critère de Taguchi qui résulte en une base de données de 49 points d'opération. Après la modélisation de la fonction à l'aide du krigeage dual, nous obtenons une fonction analytique à quatre paramètres qui représentent le CCT du réseau électrique 50 machines - 145 barres pour la contingence 6-7.

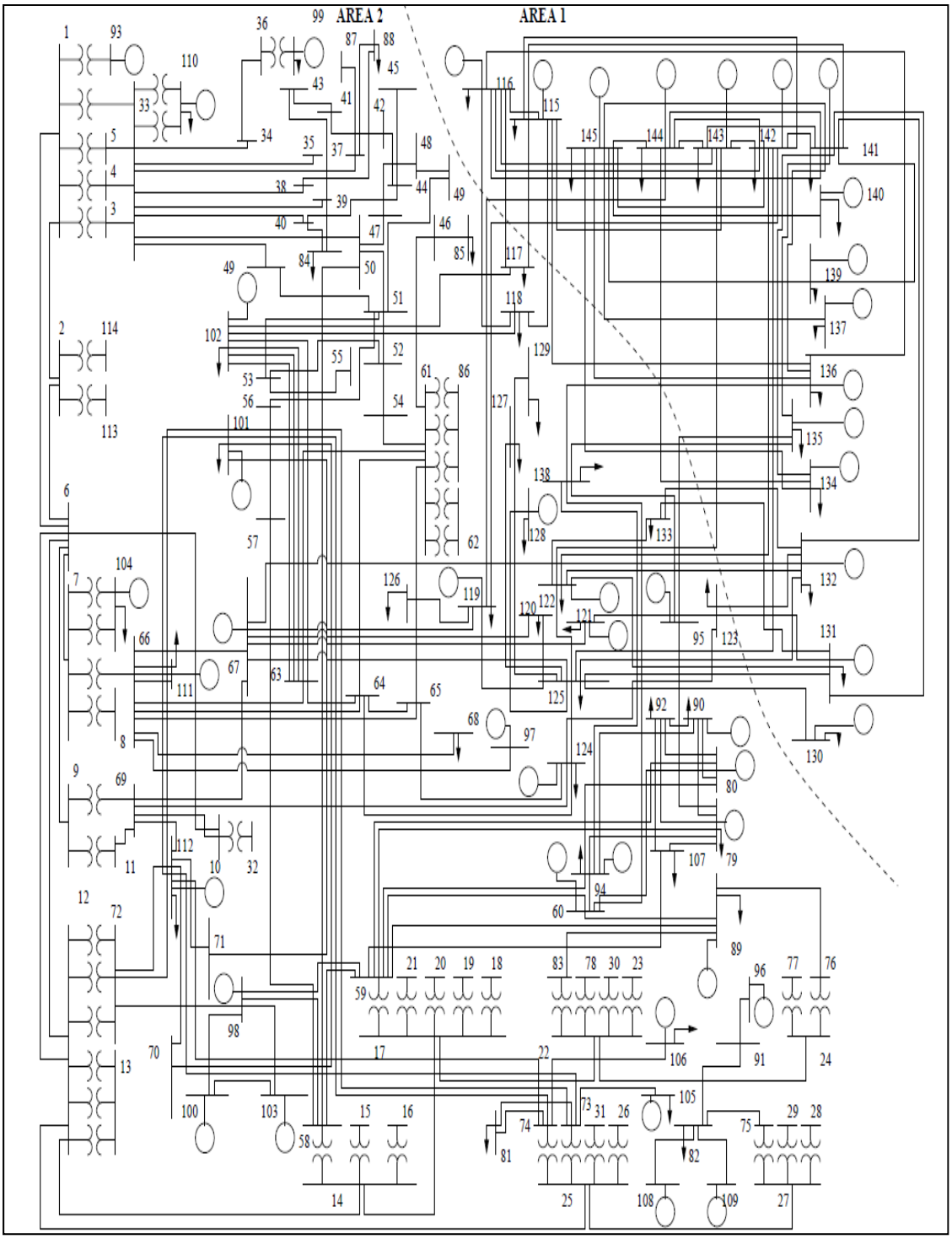

Figure 5.16 Réseau 50 machines - 145 barres
Tirée de IEEE Common Data Format, University of Washington (en ligne)
http://www.ee.washington.edu/research/pstca/dyn50/pg_tcadd50.htm, 5/07/2014

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

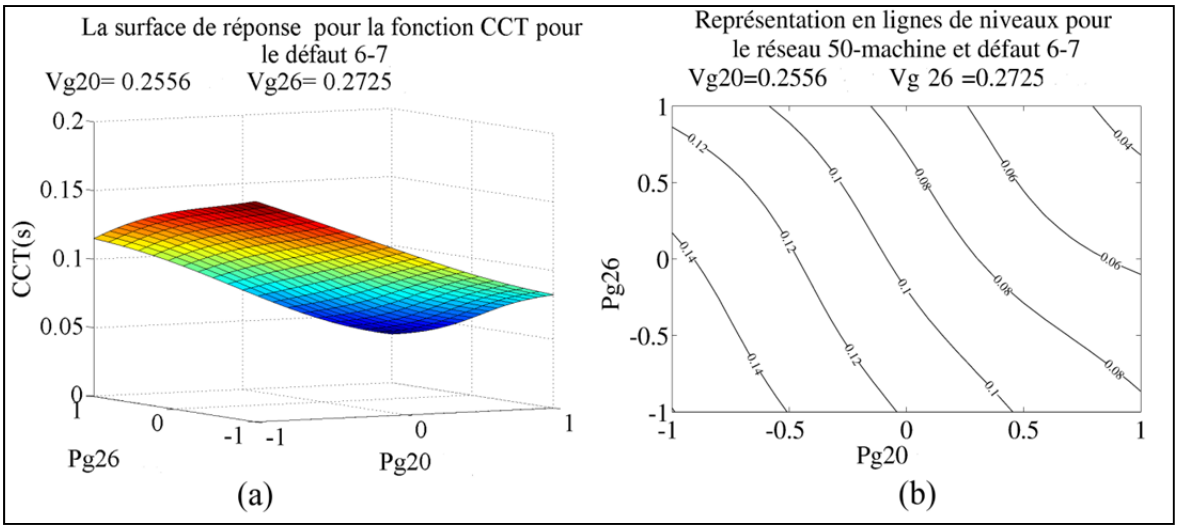

Figure 5.17 Représentation des variations de CCT (s) le réseau 50 machines
(a) Représentation en surface (b) Représentation en lignes de niveaux

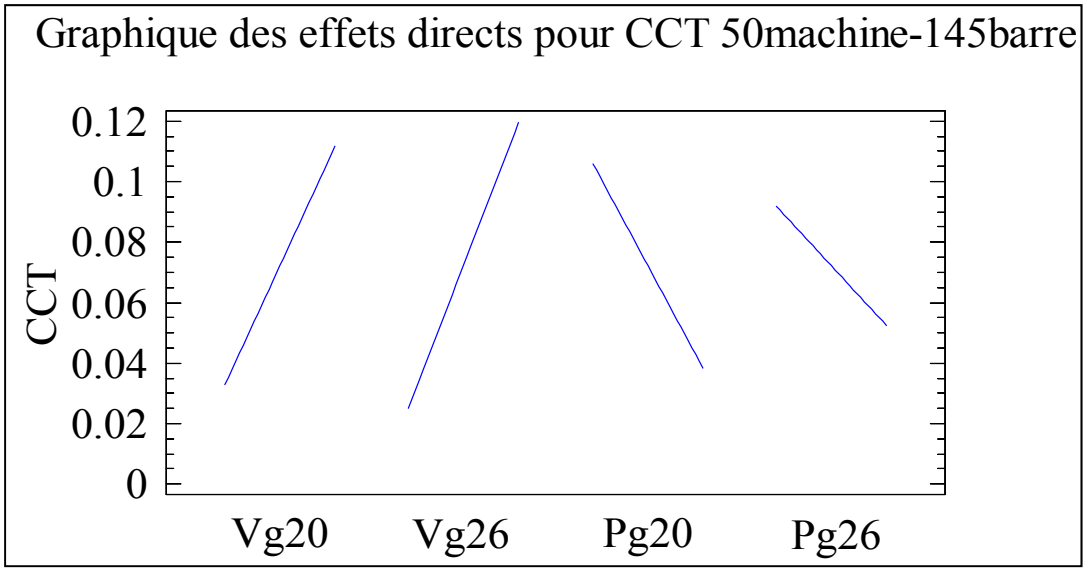

Figure 5.18 Graphique des effets directs pour
50 machines - 145 barres et défaut 6-7

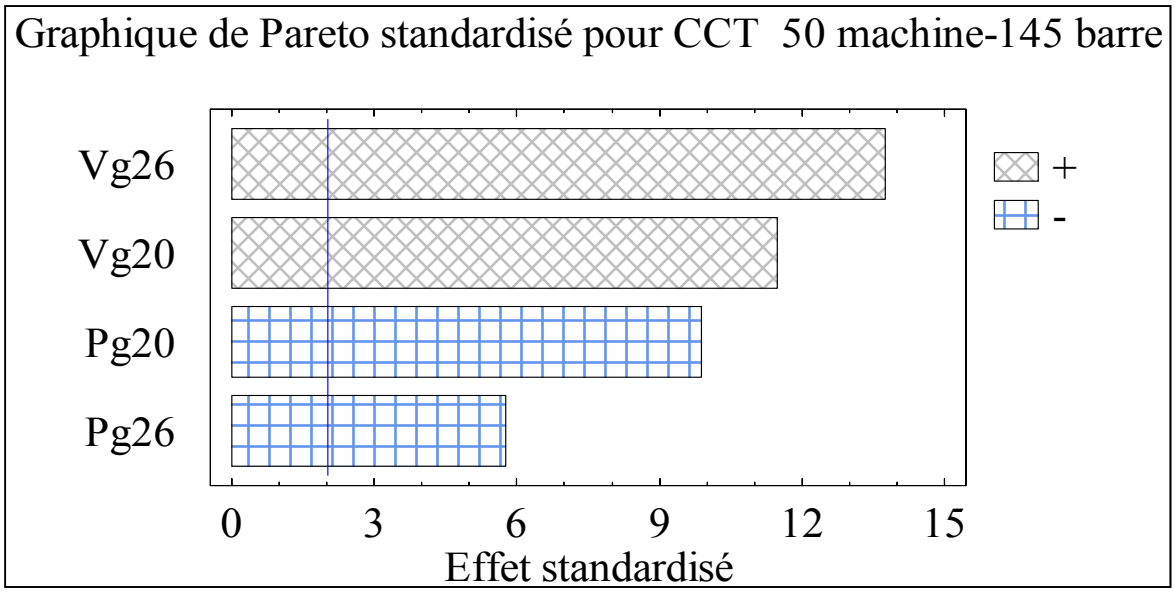

Figure 5.19 Graphique de Pareto standardisé pour
50 machines – 145 barres et défaut 6-7

Parmi les quatre variables de la fonction CCT pour le réseau 50 machines -145 barres, nous représentons la modélisation de la fonction en fonction de deux variables uniquement et les deux autres variables sont fixées à des valeurs constantes (nous avons pris leurs valeurs optimales de Le TSC-OPF). La figure 5.17.a montre la présentation en surface pour la fonction estimée de CCT. La figure 5.17.b montre la représentation en ligne de niveaux. Les deux variables V_{g20} et V_{g26} sont fixées à des valeurs choisies et les deux autres variables P_{g20} et P_{g26} sont variées. Cette figure démontre que le CCT de ce cas varie entre 0.04 s et 0.150 s. La figure 5.18 présente les effets directs des 4 variables pour le réseau 50 machines - 145 barres pour la contingence 6-7. La figure 5.19 présente la contribution des 4 variables au calcul de CCT. On remarque que quand V_{g20} et V_{g26} augmentent, le CCT aussi augmente et quand P_{g20} et P_{g26} diminuent, le CCT augmente.

La fonction analytique de la contrainte de la stabilité transitoire est utilisée comme contrainte dans le problème de TSC-OPF. Cette contrainte est ajoutée comme contrainte d'égalité aux contraintes de l'écoulement de puissance. Les angles de rotation de 50 machines après la procédure de TSC-OPF sont tracés dans la figure 5.20, ce qui montre que le système devient

stable. La figure 5.21 illustre les changements de sortie des générateurs par rapport au point de fonctionnement initial. La nouvelle répartition de puissance est présentée au tableau 5.9.

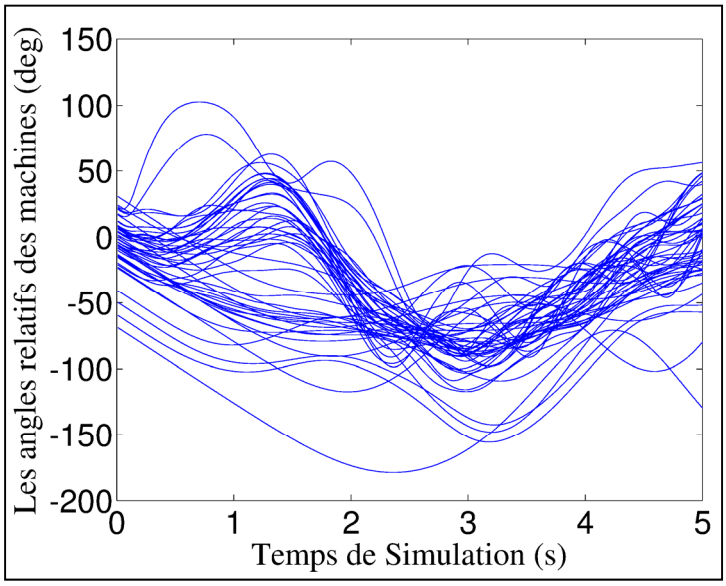

Figure 5.20 Les angles relatifs des rotors pour le réseau
50 machines – 145 barres défaut 6-7

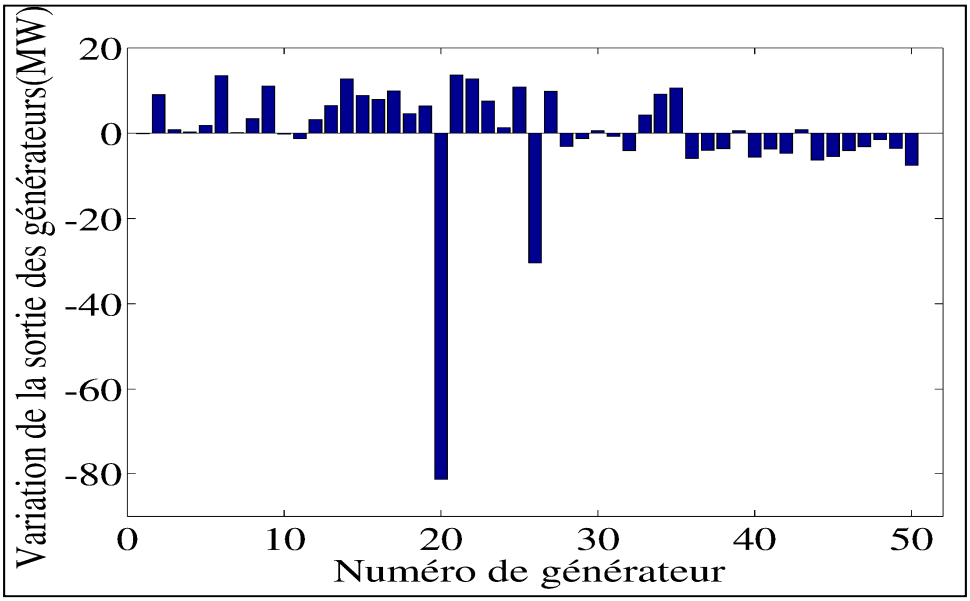

Figure 5.21 Variation de la sortie des générateurs (MW) par rapport
au point de fonctionnement initial de système 50 machines – 145 barres

Tableau 5.9 La répartition de puissance pour le défaut 6-7

Nœud	**Puissance Active**	**Nœud**	**Puissance Active**
1	37.17	26	1969.19
2	1496.87	27	291.64
3	256.87	28	2501.68
4	35.11	29	2723.28
5	51.26	30	2638.40
6	677.73	31	4231.86
7	14.45	32	8964.00
8	44.48	33	3012.04
9	697.14	34	1016.67
10	307.42	35	3018.74
11	116.59	36	12976.08
12	41.22	37	5946.58
13	121.71	38	28312.07
14	426.43	39	3106.36
15	170.32	40	20636.18
16	163.68	41	5994.68
17	303.06	42	51961.91
18	2052.80	43	12081.06
19	125.64	44	56843.91
20	1908.21	45	23133.10
21	1630.74	46	37922.75
22	1087.97	47	24461.30
23	808.89	48	5265.67
24	35.40	49	11408.68
25	693.99	50	14127.05
CCT estimée (s)	CCT TDS (s)	0.120	
coût	357850.00 $/hr		

5.2.3 Comparaison avec les autres approches

Cette section présente des comparaisons numériques des résultats obtenus pour le système New England 10 machines - 39 barres avec ceux des approches présentées par d'autres auteurs. Pour comparer l'approche proposée par (Pizano-Martínez *et al*., 2010) et (Xu *et al*., 2012a), les données du système sont modifiés pour être semblables à la référence de (Pizano-Martínez *et al*., 2010) : la charge à la barre 20 passe de 628MW à 680MW, le défaut se produit à la barre 29, suivi de l'ouverture la ligne 29-28 qui est la contingence la plus critique. La solution de TSC-OPF pour ce cas est présentée dans le tableau 5.10, le point de fonctionnement obtenu est plus économique que les résultats rapportés. Le tableau 5.11 présente la comparaison des temps de CPU de TSC-OPF de l'approche proposée et d'autres approches.

Tableau 5.10 La répartition de puissance pour le défaut 28-29

Nœud	**Proposée**	**(Xu *et al*., 2012a)**	**(Pizano-Martínez *et al*., 2010)**
30	247.41	248.95	247.89
31	575.56	577.11	576.89
32	652.04	653.62	653.41
33	642.70	645.07	643.31
34	517.33	518.97	517.81
35	661.80	664.08	662.66
36	569.02	571.15	569.79
37	545.07	547.65	545.22
38	787.47	767.50	765.65
39	991.56	994.80	994.87
CCT (s)	0.100	0.101	0.101
Coût ($/h)	61770.27	61783.06	61602.1
ΔCoût ($/h)	22.22	42.59	44.1

Tableau 5.11 La comparaison des temps de CPU pour le TSC-OPF

Système	**TSC-OPF temps de CPU (s)**		
	Contingence	**Proposée**	**Rapportés**
Réseau New England	A	1.18	7.16(Xia *et al*., 2014)
	B	1.24	91.86(Cai *et al*., 2008)
	C	3.10	86.61(Cai *et al.* , 2008)
	BC	1.90	-
	ABC	3.49	-

Note : La comparaison des temps de CPU pour le TSC-OPF entre l'approche proposée et les méthodes rapportés est approximative car la vitesse des processeurs pourrait être différente.

5.3 Résumé

Les études de cas réalisées par l'utilisation de deux réseaux électriques : 1) le réseau New England 10 machines - 39 barres. 2) le réseau 50 machines – 145 barres ont été présentées. Les résultats montrent que la fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire est précise et rapide.

L'application de la fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT) au problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire donne une nouvelle répartition de puissance qui assure la stabilité de système. Les points trouvés après la solution de TSC-OPF sont stables dans tous les cas étudiés.

Les coûts obtenus après les TSC-OPF sont des coûts très comparables par rapport aux coûts rapportés. Bien entendu, le coût du cas multicontingence est plus élevé que pour le cas monocontingence.

CHAPITRE 6

SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS

6.1 Synthèse

Le problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF) s'est imposé comme un des problèmes cruciaux dans le domaine des réseaux électriques. Il est important de trouver une fonction analytique qui estime la contrainte de la stabilité transitoire pour résoudre le problème de TSC-OPF de façon efficace.

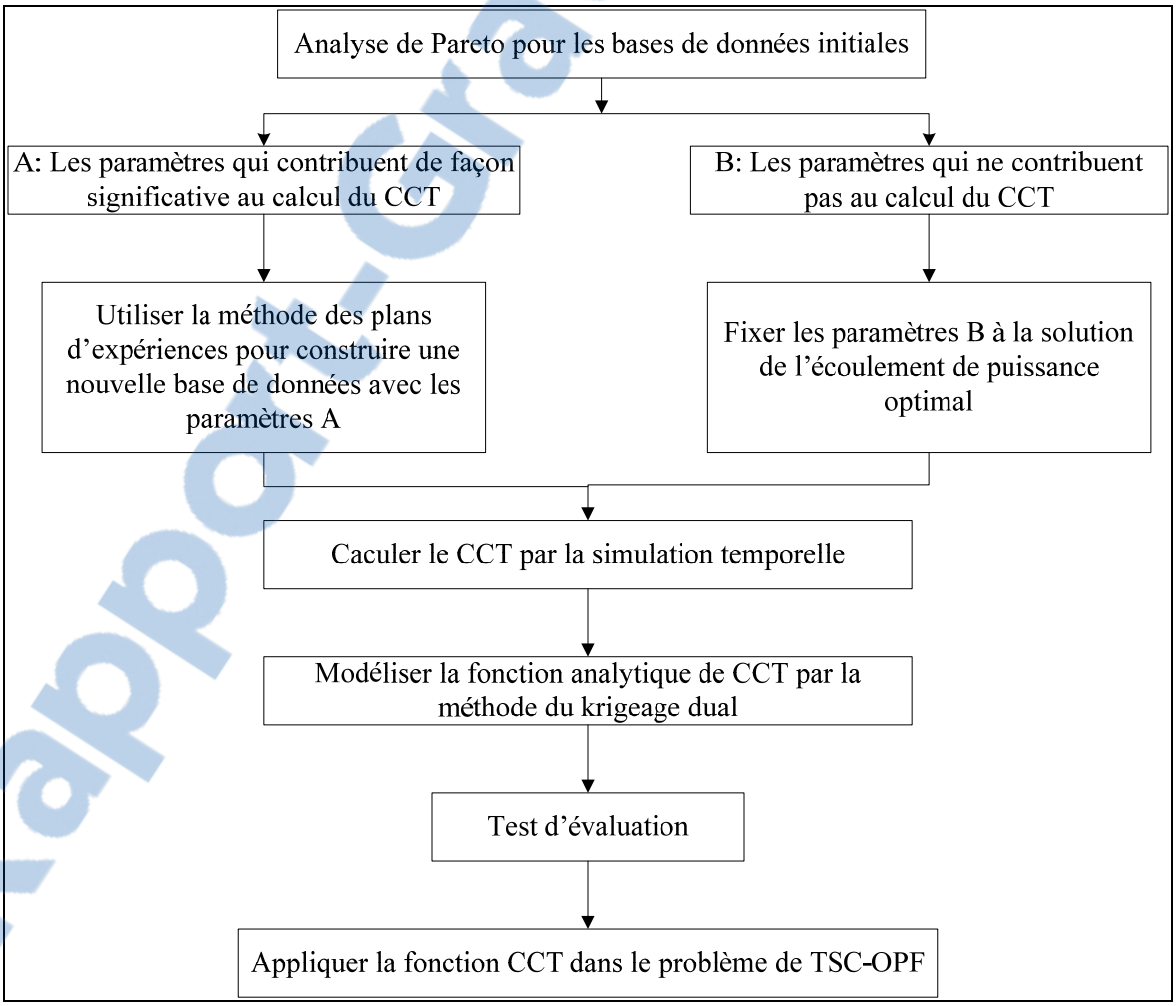

Figure 6.1 Schématisation de l'approche proposée

Rapport-Gratuit.com

En conséquence, l'objectif principal de cette thèse consistait à estimer la contrainte de la stabilité transitoire présentée par le CCT sous forme fonctionnelle continue et dérivable, puis à l'utiliser pour résoudre le problème de TSC-OPF.

Les résultats des cas d'études sont associés à une étude d'analyse statistique dans le but de quantifier les paramètres qui calculent la contrainte de la stabilité transitoire (CCT), modéliser cette contrainte, puis l'utiliser comme contrainte dans le programme de l'optimisation de TSC-OPF dans le domaine expérimental désigné, tel que présenté à la figure 6.1.

La première partie de ce travail a porté sur la mise au point des méthodes statistiques d'analyse de Pareto et des plans d'expériences pour identifier les paramètres les plus importants pour le calcul de CCT. L'utilisation de ces méthodes ont permis entre autres de répondre à un certain nombre de questions, telles que :

- quels sont les paramètres les plus influents ?
- quels sont les paramètres qui ne sont pas influents ?
- dans quel sens les modifier ?

Les paramètres permettant de calculer le CCT dépendent du type du réseau électrique et de sa contingence. Cela veut dire que chaque contingence a sa fonction de la stabilité transitoire. Généralement, on a remarqué que les paramètres des générateurs (les puissances actives et les amplitudes des tensions des générateurs P_{gi} et V_{gi}) qui sont proches de la barre de défaut sont les paramètres les plus importants.

Les paramètres retenus sont :

- le réseau New England défaut 29-26 : les amplitudes des tensions (V_{g8}, V_{g9}) et la puissance active de la machine 9 (P_{g9});

- le réseau New England défaut 21-22 : les amplitudes des tensions des générateurs (V_{g6}, V_{g7}) et les puissances actives des machines 6, 7 (P_{g6} , P_{g7});

- le réseau New England défaut 4-5 : les amplitudes des tensions des générateurs (V_{g2}, V_{g3}) et les puissances actives des machines 2, 3, 10 (P_{g2} , P_{g3} , P_{g10});

- le réseau 50 machines – 145 barres défaut 6-7 : les amplitudes des tensions des générateurs (V_{g20}, V_{g26}) et les puissances actives des machines 20, 26 (P_{g20} , P_{g26}).

Après avoir désigné les paramètres qui contribuent de façon significative au calcul du CCT, nous avons utilisé les plans d'expériences de Taguchi pour construire les nouvelles bases de données. Les paramètres considérés répartis sur 7 niveaux de variation dans la table de Taguchi ont nécessité un plan expérimental de 49 points d'opération. Les autres variables qui ne sont pas importantes pour le calcul de CCT sont fixées à leurs valeurs de la solution de l'écoulement de puissance optimal. Puis, nous avons calculé le CCT à partir de ces bases de données au moyen de la simulation dans le domaine temporelle.

L'analyse statistique et les bases de données basées sur les tables de Taguchi ont permis d'établir une fonction analytique reliant la fonction de réponse CCT aux paramètres les plus influents. Le modèle considéré pour décrire le CCT est un modèle de type polynomial obtenu au moyen de la méthode du krigeage dual. Cette méthode d'estimation nous a semblé la plus appropriée car elle est considérée comme étant la meilleure méthode de prédiction linéaire non biaisée.

Finalement, l'étape de la modélisation est conclue par une validation statistique au moyen de plusieurs critères de validation : la racine de la moyenne des erreurs au carré (RMSE), l'écart type (*standard deviation* SD) et l'erreur moyenne absolue.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

La deuxième partie de ce travail a concerné l'application de la fonction estimée pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF).

La méthode d'optimisation utilisée est la méthode du point intérieur. Pour accélérer la procédure de l'optimisation, nous avons donc calculé la première et la deuxième dérivées de la fonction estimée de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT) par rapport aux paramètres réduits.

La contrainte de la stabilité transitoire a été ajoutée aux contraintes statiques de l'écoulement de puissance. La première dérivée de la fonction estimée de CCT a formé le jacobien de la contrainte de la stabilité transitoire. Ce jacobien a été ajouté au jacobien global de l'écoulement de puissance. La deuxième dérivée de la fonction CCT a formé le hessien de la contrainte de la stabilité transitoire puis le hessien calculé a été ajouté à l'hessien global de l'écoulement de puissance. La procédure de l'optimisation a été changée pour réduire le nombre d'itérations de l'optimisation. On a testé la méthode proposée sur deux réseaux électriques qui sont New England 10 machines – 39 barres et le 50 machines – 145 barres. Le processus de cette méthodologie a été aussi testé avec la multicontingence pour le réseau New England.

Les résultats de TSC-OPF ont permis de déterminer une nouvelle répartition de puissance qui assure la stabilité de réseau électrique avec tous les cas étudiés. De plus, le point optimal est obtenu rapidement dans tous les cas. Généralement, la convergence a été effectuée en quelques secondes dans tous les exemples.

6.2 Conclusion générale

Le travail de cette thèse a pour but de résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF).

Premièrement, la méthodologie des plans d'expériences est utilisée dans le cas d'estimation de la fonction de CCT. L'utilisation de cette méthode a prouvé sa fiabilité sur les systèmes qui possédant de nombreux paramètres comme le réseau 50 machines – 145 barres.

Deuxièmement, une modélisation par la méthode de krigeage dual a été effectuée. Les tests de validation montrent la précision de la fonction proposée de la contrainte de la stabilité transitoire (CCT).

Troisièmement, la fonction analytique proposée de CCT a été testée pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire.

Quatrièmement, le changement dans la méthode de l'optimisation a permis d'accélérer le processus de la convergence.

Cinquièmement, les nouvelles distributions de puissance obtenues par la solution du programme de TSC-OPF proposé ont assuré la stabilité des cas étudiés.

6.3 Impacts industriels

- la solution au problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire est importante car elle permet de diminuer le risque de *blackout*;

- la solution obtenue est moins coûteuse que les autres méthodes proposées dans la littérature;

- la méthode des plans d'expériences proposée pour construire les bases de données ne nécessite pas beaucoup de simulations;

- la méthode d'analyse proposée a réduit le nombre des variables de la modélisation de la fonction CCT.

6.4 Recommandations

Certains points de recherche dans ce travail peuvent être recommandés pour des études futures. Ce sont :

- utiliser d'autres modèles de covariance (linéaire, cubique, logarithmique) et de dérive (linéaire, quadratique) pour modéliser la contrainte de la stabilité transitoire et le comparer avec le modèle proposé;

- considérer l'effet de pépite dans le modèle de krigeage dual pour réduire l'erreur entre le modèle simulé et le modèle estimé;

- utiliser d'autres plans d'expériences pour construire les bases de données comme le Box-Behnken, composite centré et le comparer avec le plan utilisé dans ce travail (plan de Taguchi);

- utiliser le critère d'ajustement des bases de données pour avoir un modèle plus précis;

- utiliser d'autres méthodes de modélisation ;

- utiliser la méthode d'optimisation des plans d'expériences (DoE) pour trouver un optimal global;

- appliquer la méthode proposée pour résoudre le problème de stabilité aux petits signaux;

- tester cette approche sur des grands réseaux électrique comme les réseaux d'Hydro-Québec.

ANNEXE I

PARAMÈTRES DU RÉSEAU DE NEW ENGLAND 10 MACHINES - 39 BARRES

Tableau – A I 1 Caractéristiques des lignes

Ligne N	Barre i	Barre j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
1	1	2	0.0035	0.0411	0.6987
2	1	39	0.0010	0.0250	0.7500
3	2	3	0.0013	0.0151	0.2572
4	2	25	0.0070	0.0086	0.1460
5	3	4	0.0013	0.0213	0.2214
6	3	18	0.0011	0.0133	0.2138
7	4	5	0.0008	0.0128	0.1342
8	4	14	0.0008	0.0129	0.1382
9	5	6	0.0002	0.0026	0.0434
10	5	8	0.0008	0.0112	0.1476
11	6	7	0.0006	0.0092	0.1130
12	6	11	0.0007	0.0082	0.1389
13	7	8	0.0004	0.0046	0.0780
14	8	9	0.0023	0.0363	0.3804
15	9	39	0.0010	0.0250	1.200
16	10	11	0.0004	0.0043	0.0729
17	10	13	0.0004	0.0043	0.0729
18	13	14	0.0009	0.0101	0.1723
19	14	15	0.0018	0.0217	0.3660
20	15	16	0.0009	0.0094	0.1710
21	16	17	0.0007	0.0089	0.1342
22	16	19	0.0016	0.0195	0.3040
23	16	21	0.0008	0.0135	0.2548
24	16	24	0.0003	0.0059	0.0680
25	17	18	0.0007	0.0082	0.1319
26	17	27	0.0013	0.0173	0.3216
27	21	22	0.0008	0.0140	0.2565
28	22	23	0.0006	0.0096	0.1846
29	23	24	0.0022	0.0350	0.3610
30	25	26	0.0032	0.0323	0.5310
31	26	27	0.0014	0.0147	0.2396

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
32	26	28	0.0043	0.0474	0.7802
33	26	29	0.0057	0.0625	1.0290
34	28	29	0.0014	0.0151	0.2490

Tableau – A I 2 Caractéristiques des générateurs

Unité	H (s)	X'd (pu)
1	500	0.0060
2	30.3	0.0697
3	35.8	0.0531
4	28.6	0.0436
5	26	0.1320
6	34.8	0.0500
7	26.4	0.0490
8	24.3	0.0570
9	34.5	0.0570
10	42	0.0310

Tableau – A I 3 Caractéristiques des transformateurs

Transformateur N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Tap
	i	j			
1	2	30	0	0.0181	1.025
2	6	31	0	0.025	1.070
3	10	32	0	0.02	1.070
4	12	11	0.0016	0.0435	1.006
5	12	13	0.0016	0.0435	1.006
6	19	20	0.0007	0.0138	1.060
7	19	33	0.0007	0.0142	1.070
8	20	34	0.0009	0.018	1.009
9	22	35	0	0.0143	1.025
10	25	37	0.0006	0.0232	1.025
11	29	38	0.0008	0.0156	1.025
12	23	36	0.0005	0.0272	1

Tableau – A I 4 Caractéristiques des charges

Barre N	**Puissance Active (Mw)**	**Puissance Reactive (MVAr)**
1	97.6	44.2
3	322	2.4
4	500	184
7	233.8	84
8	522	176.6
9	6.5	-66.6
12	8.53	88
15	320	153
16	329	32.3
18	158	30
20	680	103
21	274	115
23	247.5	84.6
24	308.6	-92.2
25	224	47.2
26	139	17
27	281	75.5
28	206	27.6
29	283.5	26.9

ANNEXE II

SYSTÈME 50 MACHINES-145 BARRES

Tableau – A II 1 Caractéristiques des lignes

Ligne N	Barre i	Barre j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
1	1	2	3.00E-05	0.0008	0.0632
2	1	2	3.00E-05	0.0008	0.0632
3	1	6	0.00194	0.0209	2.3792
4	2	6	0.00194	0.0209	2.3792
5	3	33	0.0002	0.0221	0
6	4	33	0.0002	0.0221	0
7	5	33	0.0002	0.0219	0
8	6	7	0.00129	0.0139	1.4652
9	6	9	0.00016	0.0017	0.1752
10	6	10	0.00016	0.0017	0.1752
11	6	12	0.0002	0.0021	0.8776
12	6	12	0.0002	0.0021	0.8776
13	8	66	0.0002	0.0299	0
14	8	66	0.0002	0.0221	0
15	11	69	0.0002	0.0262	0
16	12	14	0.00096	0.0091	0.8556
17	12	14	0.00096	0.0091	0.8556
18	12	25	0.00051	0.0055	0.625
19	12	25	0.00051	0.0055	0.625
20	13	72	0.0002	0.026	0
21	13	72	0.0003	0.0262	0
22	13	72	0.0002	0.026	0
23	14	17	0.00339	0.0367	3.4582
24	14	17	0.00352	0.0367	3.4516
25	15	58	0.0002	0.0255	0
26	16	58	0.0002	0.022	0
27	17	22	0.00228	0.0276	2.6204
28	18	59	0.0002	0.0298	0
29	19	59	0	0.0629	0
30	20	59	0	0.0638	0
31	21	59	0.0002	0.0329	0

Rapport-Gratuit.com

Ligne N	Barre i	Barre j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
32	22	24	0.00173	0.0208	1.9648
33	23	83	0.0004	0.0595	0
34	23	83	0.0003	0.0597	0
35	25	27	0.0023	0.0266	3.0508
36	25	27	0.0023	0.0266	3.0508
37	26	73	0.0003	0.0267	0
38	28	75	0.0002	0.029	0
39	29	75	0.0002	0.0269	0
40	30	78	0	0.0335	0
41	31	74	0.0003	0.0279	0
42	32	69	0.0002	0.0265	0
43	33	34	6.00E-05	0.0009	0.0006
44	33	35	6.00E-05	0.0009	0.0006
45	33	37	0.00996	0.0707	0.1116
46	33	38	0.00995	0.0693	0.111
47	33	39	0.0085	0.0699	0.1006
48	33	40	0.00849	0.0698	0.1004
49	33	49	0.0056	0.0493	0.0778
50	33	50	0.0056	0.0493	0.0778
51	34	36	0.00025	0.0022	0.0006
52	37	88	0.0031	0.1651	0
53	38	88	0.0031	0.1638	0
54	39	43	0.00602	0.0495	0.0712
55	39	84	0.00722	0.2786	0
56	40	44	0.00603	0.0496	0.0714
57	40	84	0.00729	0.2756	0
58	41	42	0.0005	0.1514	0
59	41	43	1.00E-05	0.0009	0.0006
60	42	44	1.00E-05	0.0009	0.0006
61	43	46	0.00618	0.0508	0.0732
62	44	45	0.00618	0.0508	0.0732
63	45	61	0.00445	0.0366	0.0526
64	45	85	0	0.26	0
65	46	61	0.00445	0.0366	0.0526
66	46	85	0	0.2592	0
67	47	48	-0.01	0.2306	0
68	47	50	1.00E-05	0.0009	0.0006
69	47	87	0.0831	0.401	0

Ligne N	Barre i	Barre j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
70	48	49	1.00E-05	0.0009	0.0006
71	48	87	0.0998	0.436	0
72	49	51	0.00898	0.079	0.1248
73	50	51	0.00898	0.079	0.1248
74	51	52	0.0029	0.0279	0.0466
75	51	53	0.0029	0.0279	0.0466
76	51	56	0.00759	0.0483	0.0712
77	51	57	0.00759	0.0483	0.0712
78	52	53	-0.0067	0.3911	0
79	52	54	0.0047	0.0293	0.0462
80	53	55	0.0047	0.0293	0.0462
81	54	55	-0.0553	0.9289	0
82	54	61	0.00141	0.0087	0.0138
83	55	61	0.00141	0.0087	0.0138
84	56	57	-0.009	0.3895	0
85	56	58	0.0019	0.012	0.0178
86	57	58	0.0019	0.012	0.0178
87	58	59	0.6674	2.2175	0
88	58	72	0.0302	0.2364	0
89	58	87	0.0863	0.3906	0
90	58	98	0.0131	0.1765	0
91	58	100	0.1193	1.269	0
92	58	103	0.8416	5.5383	0
93	59	60	-0.1803	5.9659	0
94	59	72	0.8613	3.0485	0
95	59	79	0.0099	0.2644	0
96	59	80	0.2876	2.3898	0
97	59	89	0.3421	9.0571	0
98	59	92	-0.007	0.5678	0
99	59	94	0.7041	5.9885	0
100	59	98	0.106	0.5845	0
101	59	100	0.0183	0.2016	0
102	59	103	0.0368	0.3341	0
103	59	107	0.0372	0.8834	0
104	60	135	-1.831	9.7964	0
105	60	79	-0.0375	1.1068	0
106	60	80	0.0655	2.6441	0
107	60	90	-0.0201	1.5135	0

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
108	60	92	-0.264	3.7139	0
109	60	94	0.0012	0.0775	0
110	60	95	-0.0855	0.9926	0
111	60	138	-0.3639	1.7936	0
112	61	63	0.00812	0.0782	0.1318
113	61	63	0.00812	0.0782	0.1318
114	61	64	0.00242	0.0318	0.0568
115	61	65	0.00242	0.0318	0.0568
116	62	86	0.0036	0.0501	0
117	62	86	0.0013	0.0838	0
118	63	64	0.0147	0.2825	0
119	63	65	0.0147	0.2813	0
120	63	66	0.0056	0.09	0
121	63	67	0.0321	0.2785	0
122	63	69	0.0107	0.1571	0
123	63	102	0.0106	0.1583	0
124	63	102	0.0106	0.1576	0
125	63	102	0.0107	0.1604	0
126	63	102	0.0104	0.1542	0
127	63	116	-0.3897	6.8588	0
128	63	117	0.003	0.056	0
129	63	118	-0.0125	0.2425	0
130	63	124	-0.1265	2.022	0
131	64	65	0.0013	0.1674	0
132	64	66	0.0039	0.0684	0
133	64	67	0.0233	0.212	0
134	64	69	0.0075	0.1196	0
135	64	97	-0.4336	8.2923	0
136	64	124	-0.1041	1.5375	0
137	65	66	0.0039	0.0682	0
138	65	67	0.0233	0.2111	0
139	65	69	0.0075	0.1191	0
140	65	97	-0.4292	8.2582	0
141	65	124	-0.1032	1.5312	0
142	66	67	0.0081	0.0675	0
143	66	68	-2.473	2.472	0
144	66	69	0.0028	0.0381	0
145	66	97	-0.1119	2.6432	0

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
146	66	111	0	0.0264	0
147	66	111	0.00057	0.0266	0
148	66	111	0	0.0273	0
149	66	111	0.00057	0.0264	0
150	66	124	-0.0283	0.4902	0
151	67	68	-3.443	3.7172	0
152	67	69	0.0061	0.055	0
153	67	97	0.0063	0.1166	0
154	67	119	-0.2213	9.3918	0
155	67	120	-0.0034	1.7847	0
156	67	121	0.0082	1.17	0
157	67	122	-0.0047	0.4473	0
158	67	124	0.0003	0.0065	0
159	67	125	0.0062	0.2519	0
160	67	132	-0.3194	4.3566	0
161	68	69	-0.692	0.6984	0
162	69	70	0.0085	0.3333	0
163	69	71	0.0075	0.312	0
164	69	72	0.0013	0.01	0
165	69	73	0.0098	0.0747	0
166	69	74	0.0135	0.0741	0
167	69	97	-0.0674	1.5849	0
168	69	101	0.0174	0.2188	0
169	69	112	0.0175	0.2201	0
170	69	124	-0.0267	0.3986	0
171	70	71	-0.4891	2.6613	0
172	70	72	-0.0062	0.1216	0
173	70	73	-0.0424	0.9125	0
174	70	74	0.0032	0.9138	0
175	70	101	-0.1248	1.0409	0
176	70	112	-0.1257	1.0471	0
177	71	72	-0.006	0.1138	0
178	71	73	-0.0409	0.8541	0
179	71	74	0.0018	0.8553	0
180	71	101	-0.1592	1.2303	0
181	71	112	-0.1603	1.2377	0
182	72	73	0.0015	0.0275	0
183	72	74	0.0028	0.0274	0

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
184	72	98	0.0138	0.2417	0
185	72	100	0.1337	1.7384	0
186	72	101	0.0002	0.0802	0
187	72	103	1.0224	7.5945	0
188	72	112	0.0002	0.0806	0
189	73	74	-0.0007	0.0393	0
190	73	75	0.0147	0.2581	0
191	73	81	-0.0122	0.3068	0
192	73	82	0.0036	2.0169	0
193	73	91	0.0271	0.5732	0
194	73	96	0.0245	0.4805	0
195	73	101	0.0044	0.6014	0
196	73	105	0.0007	0.0325	0
197	73	105	0.0007	0.0325	0
198	73	105	0.0006	0.0295	0
199	73	108	-0.0182	0.5832	0
200	73	109	0.0524	3.0059	0
201	73	112	0.0043	0.605	0
202	73	121	-0.0268	1.7653	0
203	74	75	0.0215	0.3277	0
204	74	81	-0.0333	0.4631	0
205	74	82	-0.0098	1.9859	0
206	74	91	0.0413	0.7511	0
207	74	96	0.435	7.6901	0
208	74	101	0.0344	0.6005	0
209	74	106	0.003	0.0335	0
210	74	106	0.0005	0.0328	0
211	74	108	-0.0187	0.4544	0
212	74	109	0.1004	3.4697	0
213	74	112	0.0345	0.6042	0
214	74	121	-0.0348	1.3757	0
215	75	82	0.0777	1.125	0
216	75	91	-0.2255	3.1442	0
217	75	96	-0.4516	4.631	0
218	75	108	0.0042	0.1049	0
219	75	109	0.1046	1.4465	0
220	75	121	0.0178	0.3172	0
221	76	77	0.0002	0.016	0

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
222	76	89	0.0011	0.0221	0
223	79	80	0.044	0.0991	0
224	79	90	0.0506	2.471	0
225	79	92	0.0017	0.3032	0
226	79	94	0.1275	1.1195	0
227	79	95	0.305	6.4154	0
228	79	107	0.0786	1.414	0
229	80	90	0.4658	5.8756	0
230	80	92	0.1192	1.5053	0
231	80	94	0.46	2.6475	0
232	82	91	-0.2349	2.4188	0
233	82	108	-0.0742	0.7278	0
234	82	109	-0.0071	0.2634	0
235	82	121	-0.1892	2.2054	0
236	83	89	0.0582	0.3855	0
237	89	103	-1.073	4.1433	0
238	90	92	-0.138	8.2959	0
239	90	94	0.0689	1.0717	0
240	91	96	-0.1224	4.2463	0
241	91	108	-0.1078	0.6994	0
242	91	109	-0.2699	4.2634	0
243	91	121	-0.2924	2.121	0
244	92	94	0.2883	3.7717	0
245	92	107	0.0176	3.0227	0
246	94	95	0.0534	0.996	0
247	94	138	-0.1125	1.8385	0
248	95	138	-0.0732	0.6389	0
249	96	108	-0.8215	6.1143	0
250	97	124	-0.3793	1.9557	0
251	98	100	-0.0063	0.3269	0
252	98	103	0.0544	1.4358	0
253	100	103	-0.0249	0.4891	0
254	101	112	-0.0138	0.361	0
255	102	117	-0.0003	0.019	0
256	102	118	-0.0267	0.3222	0
257	108	109	-0.0825	1.2713	0
258	108	121	-0.0009	0.0431	0
259	109	121	-0.1881	3.8499	0

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
260	115	116	0.0008	0.0291	0
261	115	117	-0.0092	0.2222	0
262	115	118	-0.0044	0.0677	0
263	115	143	-0.1017	0.4924	0
264	116	117	0.00191	0.0288	0
265	116	118	-0.001	0.044	0
266	116	143	-0.2187	1.2896	0
267	117	118	0.0008	0.0081	0
268	117	143	-0.0834	0.6854	0
269	118	131	-0.8925	6.2385	0
270	118	132	-0.6967	8.143	0
271	118	143	-0.0011	0.0231	0
272	119	120	0.001	0.0236	0
273	119	121	-0.011	0.2901	0
274	119	122	-0.6013	5.8941	0
275	119	124	-0.2618	3.394	0
276	119	125	-0.0082	0.2595	0
277	119	126	0.00153	0.0179	0
278	119	127	-0.1172	1.3932	0
279	119	128	-0.0054	0.0516	0
280	119	129	0.0034	0.0642	0
281	119	130	-0.0022	0.0163	0
282	119	131	-0.0044	0.0242	0
283	119	132	-0.4137	2.4027	0
284	119	144	-0.8511	3.8358	0
285	120	121	0.0009	0.0779	0
286	120	122	-0.061	0.9305	0
287	120	123	-0.0466	0.5011	0
288	120	124	-0.0259	0.4722	0
289	120	125	-0.0002	0.0555	0
290	120	127	0.002	0.1818	0
291	120	128	-0.0029	0.0743	0
292	120	129	-0.0229	0.4911	0
293	120	130	-0.1674	1.0675	0
294	120	131	-0.0687	0.4516	0
295	120	132	-0.0255	0.4566	0
296	121	122	-0.0108	0.483	0
297	121	123	-0.1712	1.9482	0

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
298	121	124	-0.006	0.3494	0
299	121	125	0	0.0124	0
300	121	127	-0.0204	0.8338	0
301	121	128	-0.0278	0.3095	0
302	121	129	-0.4545	4.254	0
303	121	131	-0.2183	1.5066	0
304	121	132	-0.1308	1.3815	0
305	122	123	-0.584	4.8609	0
306	122	124	-0.0009	0.0552	0
307	122	125	-0.0069	0.1583	0
308	122	131	-0.2433	1.935	0
309	122	132	-0.0187	0.2572	0
310	122	133	-0.098	0.9821	0
311	122	143	-0.0312	0.4888	0
312	123	124	-0.223	1.967	0
313	123	125	-0.0821	0.6062	0
314	123	131	-0.1783	1.2535	0
315	123	132	-0.1355	1.2041	0
316	124	125	-0.0017	0.0949	0
317	124	128	-1.153	8.2513	0
318	124	131	-0.1062	0.8185	0
319	124	132	-0.0094	0.1612	0
320	124	133	-0.0342	1.1798	0
321	124	143	-0.0078	0.7607	0
322	125	127	-0.0791	0.9851	0
323	125	128	-0.062	0.5991	0
324	125	129	-0.4217	3.9702	0
325	125	130	-1.974	8.4854	0
326	125	131	-0.1251	0.6939	0
327	125	132	-0.0536	0.5086	0
328	127	128	-0.0026	0.124	0
329	127	129	-0.0392	1.1082	0
330	128	129	-0.001	0.0207	0
331	128	130	-1.1	2.9924	0
332	128	131	-1.559	4.0869	0
333	130	131	-0.0027	0.0154	0
334	130	132	-0.6509	3.031	0
335	130	144	-0.7532	3.0664	0

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
336	131	132	-0.0032	0.0411	0
337	131	133	-1.077	5.5285	0
338	131	143	-0.0588	0.4055	0
339	131	144	-0.0022	0.0151	0
340	132	133	-0.0916	0.8229	0
341	132	143	-0.0049	0.0965	0
342	132	144	-0.1108	0.9827	0
343	133	143	-0.36	2.6309	0
344	134	131	-0.4042	0.9144	0
345	134	136	-0.0698	0.6428	0
346	134	139	-0.0353	0.166	0
347	134	141	-0.023	0.1179	0
348	134	142	-0.0263	0.1167	0
349	134	144	-0.0145	0.0435	0
350	134	145	-0.0034	0.0216	0
351	135	95	-0.3448	3.4845	0
352	135	136	-0.0031	0.0178	0
353	135	138	-0.0084	0.1729	0
354	135	141	-0.129	0.6993	0
355	136	115	-0.012	0.0855	0
356	136	116	-1.2	4.2655	0
357	136	117	-2.969	9.0875	0
358	136	118	-0.5749	1.6206	0
359	136	138	-0.1581	0.5485	0
360	136	139	-0.0059	0.0293	0
361	136	140	-2.403	9.378	0
362	136	141	-0.0026	0.0175	0
363	136	142	-0.0467	0.1709	0
364	136	143	-1.762	3.4549	0
365	136	145	-0.0049	0.0539	0
366	137	139	-0.0183	0.0936	0
367	137	140	-2.229	8.0228	0
368	137	145	-0.0852	0.4071	0
369	139	140	-0.0054	0.0239	0
370	139	141	-0.0083	0.046	0
371	139	142	-0.3102	1.267	0
372	139	145	-0.0009	0.008	0
373	140	145	-0.1088	0.48	0

Ligne N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance B (pu)
	i	j			
374	141	115	-0.0007	0.0131	0
375	141	116	-0.1568	0.7448	0
376	141	117	-0.3702	1.382	0
377	141	118	-0.0414	0.1439	0
378	141	131	-0.2331	0.8129	0
379	141	132	-1.628	7.0936	0
380	141	142	-0.0018	0.0105	0
381	141	143	-0.0702	0.1778	0
382	141	144	-0.0756	0.2441	0
383	141	145	-0.0038	0.0358	0
384	142	115	-0.0166	0.1563	0
385	142	116	-0.6916	2.6302	0
386	142	117	-0.5596	2.2284	0
387	142	118	-0.0185	0.1037	0
388	142	119	-0.2742	1.8611	0
389	142	120	-0.6043	7.353	0
390	142	122	-0.2589	2.1732	0
391	142	124	-0.1736	2.1347	0
392	142	125	-1.09	8.616	0
393	142	130	-0.3608	1.8618	0
394	142	131	-0.0013	0.0157	0
395	142	132	-0.0055	0.081	0
396	142	133	-1.636	9.1725	0
397	142	143	-0.0038	0.0187	0
398	142	144	-0.002	0.0229	0
399	142	145	-0.0738	0.438	0
400	143	144	-0.4863	2.3282	0
401	144	145	-0.3835	1.2052	0

Tableau – A II 2 Caractéristiques des générateurs

Unité	H (s)	X'd (pu)
1	115.0366	0.024
2	73.8528	0.0122
3	84.3915	0.0208
4	56.261	0.03118

Rapport-Gratuit.com

Unité	H (s)	X'd (pu)
5	115.05	0.024
6	73.8528	0.0122
7	1.41	0.4769
8	52.1796	0.0213
9	6.65	0.1292
10	1.2857	0.6648
11	2.115	0.5291
12	20.5602	0.0585
13	0.7628	1.6
14	1.6848	0.3718
15	17.3424	0.0839
16	5.4662	0.1619
17	2.1216	0.4824
18	5.4912	0.2125
19	13.96	0.0795
20	17.108	0.1146
21	7.56	0.1386
22	12.2844	0.0924
23	78.4366	0.0135
24	8.16	0.1063
25	30.432	0.0248
26	2.6622	0.2029
27	12.2844	0.0924
28	97.33	0.0024
29	105.5	0.0022
30	102.16	0.0017
31	162.74	0.0014
32	248.22	0.0002
33	116.54	0.0017
34	39.24	0.0089
35	116.86	0.0017
36	503.87	0.0001
37	230.9	0.001
38	1101.72	0.0001
39	120.35	0.0016
40	802.12	0.0003
41	232.63	0.0008
42	2018.17	0.0001
43	469.32	0.0004

Unité	H (s)	X'd (pu)
44	2210.2	0.0001
45	899.19	0.0003
46	1474.22	0.0001
47	950.8	0.0003
48	204.3	0.0023
49	443.22	0.0004
50	518.08	0.0018

Tableau – A II 3 Caractéristiques des transformateurs

Transformateur N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Tap
	i	j			
1	1	3	-0.009	-0.1718	0.935
2	1	4	-0.009	-0.1718	0.935
3	1	5	-0.0089	-0.1697	0.935
4	1	33	0.0001	0.006	0.935
5	1	93	0.0002	0.0138	1.1036
6	1	93	0.0002	0.0138	1.1036
7	2	113	0	0.0148	1.1052
8	2	114	0.00018	0.0145	1.1052
9	7	8	-0.0112	-0.1516	0.9716
10	7	66	0.00015	0.0097	0.9716
11	7	104	0.00036	0.019	1.1052
12	7	104	0.00041	0.0174	1.1052
13	9	11	-0.0217	-0.3062	0.9166
14	9	69	0.0004	0.0188	0.9166
15	10	32	-0.027	-0.3041	0.9166
16	10	69	0.0004	0.0187	0.9166
17	12	13	-0.0223	-0.3099	0.9166
18	12	13	-0.0237	-0.316	0.9166
19	12	13	-0.0237	-0.316	0.9166
20	12	72	0.0003	0.0189	0.9166
21	12	72	0.0003	0.019	0.9166
22	12	72	0.0003	0.019	0.9166
23	14	15	-0.0415	-0.3996	0.9164
24	14	16	-0.01	-0.1669	0.9164
25	14	58	0.0002	0.0097	0.9164
26	17	18	-0.3181	-1.315	0.8708

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Transformateur N	Barre		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Tap
	i	i			
27	17	19	0	-0.847	0.8634
28	17	20	0	-0.8676	0.8634
29	17	21	-0.0095	-0.1615	0.8708
30	17	59	0.0001	0.0071	0.8708
31	22	23	0	-0.3787	0.9322
32	22	30	0	-0.3066	0.9532
33	22	78	0	0.0268	0.9532
34	22	83	0	0.0349	0.9322
35	24	76	0.0002	0.0088	0.9898
36	24	77	-0.0023	-0.0603	0.9898
37	25	26	-0.006	-0.1375	0.9166
38	25	31	-0.0082	-0.1648	0.9166
39	25	73	0.0003	0.0172	0.9166
40	25	74	0.0004	0.0179	0.9166
41	27	28	-0.1153	-0.7453	0.9074
42	27	29	-0.0163	-0.2618	0.9074
43	27	75	0.00016	0.01	0.9074
44	33	110	0.00024	0.0157	1.18
45	33	110	0.00023	0.0156	1.18
46	36	99	0.0008	0.0455	1.1291
47	37	87	0.00093	0.0442	1.05
48	61	62	-0.0362	-0.2608	1.05
49	61	62	-0.0472	-0.5438	1.05
50	61	86	0.00132	0.032	1.05
51	61	86	0.0011	0.037	1.05
52	61	86	0.0011	0.037	1.05

Tableau – A II 4 Caractéristiques des charges

Barre N	Puissance Active (MW)	Puissance Réactive (MVAR)
34	45.05	46.56
35	49.19	27.53
51	58.45	28.44
58	76.3	-10.8
66	102.2	26.7
68	0	-7.41

Barre N	Puissance Active (MW)	Puissance Réactive (MVAR)
70	0	56.63
71	0	-21.2
74	81.9	43.7
78	89	26.8
81	82.2	-93.1
84	24.3	8.2
85	27.4	0.3
88	69	20.9
92	0	31.02
107	-17.5	-12.8
120	-408	175.1
123	-84	-19
125	-712	-319
126	-333	-160
127	-546	-72
129	-482	-122
133	-83	-36.3
138	-363	-188

Tableau – A II 5 Table de Taguchi (L_{49}), (3 variables, 7 niveaux)

Nombre de simulation	Variable1	Variable2	Variable3
1	1	1	2
2	1	2	7
3	1	3	4
4	1	4	5
5	1	5	6
6	1	6	3
7	1	7	1
8	2	1	4
9	2	2	6
10	2	3	5
11	2	4	1
12	2	5	3
13	2	6	7
14	2	7	2
15	3	1	1
16	3	2	3

Nombre de simulation	Variable1	Variable2	Variable3
17	3	3	7
18	3	4	4
19	3	5	2
20	3	6	1
21	3	7	6
22	4	1	5
23	4	2	1
24	4	3	2
25	4	4	3
26	4	5	7
27	4	6	6
28	4	7	4
29	5	1	7
30	5	2	5
31	5	3	1
32	5	4	6
33	5	5	4
34	5	6	2
35	5	7	3
36	6	1	3
37	6	2	4
38	6	3	6
39	6	4	2
40	6	5	1
41	6	6	5
42	6	7	7
43	7	1	6
44	7	2	2
45	7	3	3
46	7	4	7
47	7	5	5
48	7	6	4
49	7	7	5

Tableau – A II 6 Table de Taguchi (L_{49}), (4 variables, 7 niveaux)

Nombre de simulation	Variable1	Variable2	Variable3	Variable4
1	1	1	7	5
2	1	2	1	2
3	1	3	3	6
4	1	4	2	3

Nombre de simulation	Variable1	Variable2	Variable3	Variable4
5	1	5	6	1
6	1	6	5	4
7	1	7	4	7
8	2	1	1	4
9	2	2	2	7
10	2	3	7	2
11	2	4	5	6
12	2	5	4	5
13	2	6	6	3
14	2	7	3	1
15	3	1	2	1
16	3	3	7	7
17	3	4	4	2
18	3	5	6	4
19	3	6	3	5
20	3	7	1	6
21	3	7	5	3
22	4	1	6	6
23	4	2	3	3
24	4	3	4	1
25	4	4	1	5
26	4	5	5	7
27	4	6	2	2
28	4	7	7	4
29	5	1	3	7
30	5	2	4	4
31	5	3	5	5
32	5	4	1	1
33	5	5	2	6
34	5	6	7	3
35	5	7	6	2
36	6	1	4	3
37	6	2	5	1
38	6	2	7	6
39	6	3	2	4
40	6	4	6	7
41	6	5	3	2
42	6	6	1	7
43	7	1	5	2

Nombre de simulation	Variable1	Variable2	Variable3	Variable4
44	7	2	6	5
45	7	3	1	3
46	7	4	3	4
47	7	5	7	1
48	7	6	4	6
49	7	7	2	5

Publication

Amel Zerigui, Louis-A. Dessaint, Ridha Hannat, Robert T.F. Ah King, and Innocent Kamwa, "Statistical Approach for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow", *IET Generation, Transmission & Distribution* (accepté avec revision mineure).

BIBLIOGRAPHIE

Abdul Wahab, N. I., A. Mohamed, A. Hussain. (2011). «Fast transient stability assessment of large power system using probabilistic neural network with feature reduction technique», *Expert Systems with Applications,* , 38, (9), p. 11112-11119.

Ahmed, A., L.T. Germano and Z.C. Antonio. (2005). « A hybrid particle swarm optimization method applied to loss power minimization. ». *IEEE Transaction on Power Systems,* vol. 20, n° 2, p. 859-866.

Alexis, J et P. Alxis (1999). « *Pratique industrielle des plans d'expériences, La qualité a moindre coût: l'approche de Taguchi* ». *AFNORE*, n° ISBN 2-12-465038-6.

Al-Hinai, A.S.; S.M. Al-Hinai (2009). « Dynamic stability enhancement using particle swarm optimization power system stabilizer ». *2009 2nd International Conference on Adaptive Science & Technology (ICAST 2009)*, p. 117-19.

Amorim, E.A., F.G.M. Lima, R. Romero, J.R.S., Mantovani, (2009). « Multiarea optimal power flow using multiobjective evolutionary algorithm ». *IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*.

Amir, D. et B. H. Lidgate (1988). « Optimal operational planning for a hydroelectric generation system ». *IEE Proc. Inst. Elect. Eng. Generation,Transmission, Distrib.,* vol. 135, n° 3, p. 169-181.

Apraez, C., (2012). « *Étude comparative des methodes de simulation de la stability transitoire* ». *master thesis,* p. 103-120.

Badache, M. (2013). « *Etude numerique et experimentale du transfert de chaleur dans un capteur solaire a perforations dote d'un collecteur transparent et opaque* ». *PhD thesis, Ecole de technologie superieure.*

Bedriñana, M. F., C. A. Castro (2009). « Step size optimization based interior point algorithm: Applications and treatment of illconditioning in optimal power flow solutions ». *IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*.

Berizz, A., M. Delfanti, P. Marannino, M. S. Pasquadibisceglie et A. Silvestri. (2005). « Enhanced security-constrained OPF with FACTS devices ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 20, n° 3, p. 1597-1605.

Bettiol A., D. Ruiz-Vega, D. Ernst, L. Wehenkel. et M. Pavella (1999). « Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow ». *Proceedings of the IEEE Budapest PowerTech, Budapest, Hungary*.

Rapport-Gratuit.com

Borowy, B. S.et Z.M. Salameh. (1996). « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a Wind/PV hybrid system ». *IEEE Transactions on energy conversion,* vol. 11(2), p. 367-375.

Box G. E.P.et N. R. Drapper. (1987). « *Empirical model-building and response surfaces* ». John Wiley & Sons.

Cai H. R., C. Y. Chung et K.P. wong. (2008). « Application of Differential Evolution Algorithm for transient Stability Constraineded Optimal Power Flow ». *IEEE Transaction on Power Systems,* vol. 23, n° 2.

Carpentier, J. (1962). « Contribution a l'etude du Dispatching Economique ». p. 431-447.

Cutsem, T.V.et C. Vournas. (1998). « Voltage Stability of Electric Power Systems ». Norwell, MA: Kluwer.

Doehlert, D.H. (1970). « Uniform Shell Designs ». *Appl. Stat.,* vol. 19, p. 231.

Dommel, H.W. et W. F. Tinney (1968). « Optimal Power Flow Solutions ». *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* vol. PAS-87, p. 1866-1876.

Esmaili, A. et S.Z. Karami (2013). « Transient Stability Assessment of Power System Described with Detailed Models Using Neural Networks ». *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. Vol. 45, no. 1, p.279-292.

Fahd, G. et G.B. Sheble, (1992). « Optimal power flow emulation of interchange brokerage systems using linear programming ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 7, n° 2, p. 497-504.

Farag, A., S. Al-baiyat et T.C.Cheng (1995). « Economic load dispatch multiobjective optimization procedures using linear programming techniques ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 10, n° 2, p. 731-738.

Ferreira, A.S.Q. C.A. Castro, D.P. Bernardon, et V.J. Garcia,. (2009). « Power flow solution with controls and limits represented by nonlinear programming techniques ». *44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2009)*, p. 5.

Fiacco, A. V., et G. P. McCormick. (1968). « Nonlinear Programming : Sequential Unconstrained Minimization Techniques ». *John Wiley & Sons, New York.*

Fouad A. A., et V. Vittal (1992). « Power System Stability Analysis using the Transient Energy Function Method ». Englewood Ciffs, New Jersey: Prentice Hall, USA.

Fleming, P.J.et Purshouse, R.C. (2002). « Evolutionary algorithms in control systems engineering: a survey ». *Control Engineering Practice,* vol. 10, n° 11, p. 1223-41.

Fryman, Mark A. (2002). « *Quality and Process Improvement* ». Delmar Thomson Learning.

Gan D., R.T. Thomas et R.D. Zimmerman. (2000). « Stability - constrained optimal power flow ». *IEEE Transaction on Power Systems,* vol. 15, n° 02, p. 535 - 540.

Genc I., R. Diao, V. Vittal, S. Kolluri, et S. Mandal. (2010). « Decision trees based preventive and corrective control applications for dynamic security enhancement in power systems ». *IEEE Transaction on Power Systems,* vol. 25, n° 3, p. 1611–1619.

Glover, J. D.et M. S. Sarma. (2008). « *Power system analysis and design* ». *Thomson.*

Goupy, J. (1996). « *La methode des plans d'experiences, Oplimisation du choix des essais & de linterpretation des resulatas* ». Ed. Dunod.

Hannat, R et F. Morency. (2013). « Numerical Optimization of An Aircraft Wing Hot Air-Anti-de-Icing using Dual-kriging Methods ». *The 21st Annual Conference of the CFD Society of Canada - Sherbrooke, Québec*.

Hartkopf, T., (1978) . « A modified Newton method for power flow calculation using a minimization technique with universal convergence ». *In: Proc. PSCC VI,* vol. vol. 2, p. 695–698.

Hoballah, A. et I. Erlich.(2009). « Transient stability assessment using ANN considering power system topology changes ». *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP)*, p. 1-6.

IEEE Stability Test Systems Task Force of the Dynamic System Performance Subcommittee: 'Transient stability test systems for direct stability methods' (1992), *IEEE Trans. Power Syst.*, 7, (1), p. 37–43.

Jian, Q., Huang, Z. (2008) «An enhanced numerical discretization method for transient stability constrained optimal power flow», IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, n° 4, p. 1790–1797.

Khan, L., T. Saeed et L.K. Lo (2008). « Robust damping control system design for TCSC using particle swarm optimization». *COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering,* vol. 27, n° 3, p. 593-612.

Kimbark, E. W. (1948). « *Power System Stability* ». John Wiley & Sons.

Kodithuwakku, Y. et B. D. Silva Jayasekara. (2006). « *Determination of transient stability Boundary in functional form with applications in optimal power flow and security control* ». *PhD thesis*.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Kodsi, S. K. M. et C. A. Canizares (2007). « Application of a stability constrained optimal power flow to tuning of oscillation controls in competitive electricity markets », *IEEE Trans. Power Syst.*, 22, (4), p. 1944-1954.

Kojima, M., S. Mizuno and A. Yoshise. (1989). « A Primal-Dual Interior Point Algorithm for Linear Programmingin Progress in Mathematical Programming: Interior Point and Related Methods ». *Mathematical Programming: Interior Point and Related Methods, N. Megiddo (ed.), Springer Verlag, New York*, p. 29-47.

Krige, D.G. (1951). « A statistical Approach to some Basic Mine Valuation Problems on the witwatersrand ». *Journal of chemical, Metal and Min,* vol. S2, p. 119-139.

Krishna, D.R. , K. Murthy et G.G. Rao (2008). « Application of artificial neural networks in determining critical clearing time in transient stability studies ». *Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference (POWERCON)*, p. 1-6.

Kumar, Y., B. Das et J. Sharma. (2008). « Multiobjective, multiconstrained service restoration of electric power distribution system with priority customers ». *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 23, n° 1, p. 261-270.

Kwang Y. Lee et M. A. El-Sharkawi. (2008). « moderm heuristic optimization techniques, Theory and Applications to Power Systems ». *IEEE Presse series on power engineering.*

La Scala M., M. Trovato et C. Antonelli (1998). « On-Line Preventive Control: An Algorithm for Transient Security Dispatch ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 13, n° 2, p. 601-610.

Lage, G.G. , V. A. de Sousa et G.R.M. da Costa (2009). « Optimal power flow solution using the penalty/modified barrier method ». *IEEE Bucharest PowerTech (POWERTECH)*, p. 6.

Layden D. et B. Jeyasurya (2004). « Integrating security constraints in optimal power flow studies ». *IEEE General Meeting*.

Lehmkoster, C. (2002). « Security constrained optimal power flow for an economical operation of FACTS-devices in liberalized energy markets ». *IEEE Trans. Power Del.,* vol. 17, n° 2, p. 603-608.

Ling, H. S. et G. Jin (2009). « Modeling and Simulating for Transient Stability Analysis of Power System using Dynamic Phasor ». *2009 1st International Conference on Information Science and Engineering (ICISE 2009)*, p. 4945-8.

Luoan, C., T. Yasuyuki, H. okamoto, R. Tanabe et A. Ono. (2001). « Optimal Operation Solutions of power systems with transient Stability Constraints ». *IEEE Transactions on circuits and systems-I: Fundamental Theory and Applications,* vol. 48, n° 03, p. 327-339.

Mansour, Y., E. Vaahidi, et El-Sharkawi. (1997). « Dynamic security contingency screening and ranking using neural networks ». *IEEE Tran. Neural Netw* vol. 8, n° 4, p. 942-950.

Matheron, G. (1973). « The intrinsic random functions and their applications ». *Advances in Applied Probability* vol. 5, n° 439-468.

Mahdad, B. , T. Bouktir et K. Srairi (2008). « Optimal power flow of the Algerian network using genetic algorithm/fuzzy rules ». *2008 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, p. 8.

Maria G. A., C. Tang. et J. Kim (1990). « Hybrid transient stability analysis ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 5, n° 2, p. 384-393.

Milano, F. (2010). « Power System Modeling and Scripting ». *Springer*.

Minano, R.,Z. (2010). « *Optimal Power Flow with stability constraint* ». PhD thesis.

Moechtar, M. , T.C., Cheng et L., Hu. (1995).« Transient stability of power system a survey» *WESCON/95 Conference Record (Cat. No.95CH35791)*, p 166-171.

Momoh J.A. , R.J. Koessler; M.S. Bond; B. Stott; D. Sun, A. Papalexopoulos et P. Ristanovic. . 1997. « Challenges to Optimal Power Flow ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 12, n° 1, p. 444-445.

Mohammadi, M.et G.B. Gharehpetian (2010). « On-line transient stability assessment of large-scale power systems by using ball vector machines ». *Energy Conversion and Management,* vol. v 51, n 4, p. 640-647.

Momoh, J.A. , G.F. Brown et R. Adapa (1993). « Evaluation of interior point methods and their application to power systems economic dispatch ». *Proceedings 1993 North American Power Symposium*, p. 116-23.

Momoh, J.A. ; M.E. El-Hawary et R. Adapa (1999). « A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. v 14, n° n 1, p. 105-11.

Moulin, L.S., A. P. Silva, et M. A. El Sharkawi,. (2004). « Support vector machines for trasient stability analysis of large-scale power systems ». *IEEE Trans. on Power systems,* vol. 19, n° 02, p. 818 - 825.

Myers, Raymond H. (1971). « *Response Surface Methodology*. ». Boston: Allyn and Bacon, Inc.

Myers, R.H., D.C. Montgomery et C.M. Anderson-Cook. (2009). « Response surface methodology: process and product optimization using designed experiments ». *John Wiley & Sons Inc.*

Nguyen, T. B. et M. A. Pai. (2003). « "Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities," ». *IEEE Trans. Power Syst., ,* vol. 18, n° 02, p. 848-854.

Nguyen-Duc, H., A. Zerigui, L.-A. Dessaint, X. Tu, C. Apraez. (2011). « Transient Stability Constrained Loss Minimization ». *IEEE PES, General Meeting*.

Okuda, T., N. Shinichi, O. Yuta et I. Shinichi. 2011. « Transient stability evaluation method base on kinetic energy of postfault trajectories ». *Electrical Engineering in Japan,* vol. 174, p. 18-24.

Pai, M.A. (1989). « *Energy Function Analysis for Power System Stability* ». *Norwell, MA: Kluwer*.

Peace, Glen Stuart. (1992). « *Taguchi Methods, A Hands-On Approach* ».

Plackett, R. L., et J. P. Burman (1946). « The design of optimum multifactorial experiments» *Biometrika,* vol. 33, p. 303–325.

Piegl, L.: « On NURBS: a survey », *IEEE Computer Graphics and Applications,* (1991). 11, (1), p. 51-71.

Pizano-Martínez A., C. R. Fuerte-Esquivel et D. Ruiz-Vega. (2010). « Global Transient Stability-constrained Optimal power flow using an OMIB reference trajectory ». *IEEE trans, Power system* vol. 25, n° 1, p. 392-404.

Quintana V. H. et G. L. Torres.(1999) . « Introduction to interior-point methods ». *in Proc. IEEE PICA, Santa Clara, CA*.

Rahimi F. A. et G. Schaffer. (1987). « Power System Transient Stability Indexes for On-Line Analysis of Worst Case Dynamic Contingencies ». *IEEE Trans, on Power Systems,* vol. Vol. 2, p. 660-668.

Rajapakse, A.D. , F. Gomez, O.M.K.K. Nanayakkara, P.A. Crossley and V.V Terzija (2009). « Rotor angle stability prediction using post-disturbance voltage trajectory patterns ». *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09.*

Rao. S.S, (1998). « Engineering optimization - theory and practice ». *third edition," New Age International (P) Limited*.

Ramos, A., I. Perez et J. Bogas. (1989). « A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 4, n° 3, p. 1140-1146.

Rosehart, W., C. Roman et L. Behjat (2006). « Source Interior point models for power system stability problems ». *European Journal of Operational Research,* vol. 171, n° 3, p. 1127-38.

Ruiz-Vega D. et M. Pavella. (2003). « A Comprehensive Approach to Transient Stability Control: Part II—Open Loop Emergency Control ». vol. 18, no. 4.

RTE, (2004). « Mémento de la sûreté du système électrique ».

Sacks, J., S. Schiller, et W. Welch (1989). « Design for computer Experiments ». *Technometrics,* vol. 31, p. 41-47.

Sakaguchi, H., A. Ishigame et S. Suzaki. (2004). « Transient stability assessment for power system via Lur'e type Lyapunov function ». *In Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES,*vol.1, p. 227-232.

Sasaka, S., F.Ashida, et M.Zako. (1989). « Designs for computer experiments ». *Technometrics*, p. 41-47.

Sawhney, H., B. Jeyasurya (2006) « A feed-forward artificial neural network with enhanced feature selection for power system transient stability assessment ». *Electric Power Systems Research*, 76, (12), p. 1047-1054.

Shuang-Hong Y. et H. Bao-Gang (2008): « Efficient feature selection in the presence of outliers and noises », *AIRS, LNCS 4993*, p. 184-191.

Statgraphics Centurion XVI, (2009). *User manual*, StatPoint Technologies, Inc.

Sun, Y. , Y. Xinlin et H.F. Wang (2004). « Approach for optimal power flow with transient stability constraineds ». *IEE proceedings: Generation, Transmission and Distribution,* vol. 151, n° 1, p. 8-18.

Sun K., S. Likhate, V. Vittal, V. Kolluri et S. Mandal. (2007). « An online dynamic security assessment scheme using phasore measurement and decision trees ». *IEEE Trans. on Power systems,* vol. 22, n° 04, p. 1935 - 1943.

Swarnkar, K.K. , S. Wadhwani, A.K. Wadhwani (2009). « Optimal Power Flow of large distribution system solution for Combined Economic Emission Dispatch Problem

using Particle Swarm Optimization ». *2009 3rd International Conference on Power Systems (ICPS-2009)*, p. 1- 5.

Talukdar, S.N.et T.C.Giras (1983). « Decomposition for optimal power flow ». *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems,* vol. PAS-102, p. 3877-3884.

Tinney WF, C.E. Hart (1967) « Power flow solution by Newton's method. ». *IEEE Trans Power Ap Syst*, p. 1449–1456.

Nguyen Dang T. ; D. Georges, et T.T. Quoc (2008). « Power generation redispatching to improve transient stability in power systems using controllability and observability gramians ». *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*.

Trochu, F. (1993). « Acontouring program Based on Dual Kriging Interpolation ». *Springer, Engineering with computers.* p. 160-177.

Tu, X., L.-A.Dessaint, et H. Nguyen D. (2013). « Transient Stability constrained optimal power plow using independent dynamic simulation ». *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. Vol.7, n^{o} Iss. 3, p. pp 244-253.

Tu, X., L.-A Dessaint, et I. Kamwa. (2013). « A global approach to transient stability constrained optimal power flow using a machine detailed model ». *Can. J. Electr. Comput. Eng. ,* vol. 36, n° 1, p. 32-41.

Tu. X., L-A. Dessaint et I. Kamwa. (2014). « Fast approach for transient stability constrained optimal power flow based on dynamic reduction method ». *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, n°7, p. 1293-1305.

Venkateswara, R., B.; N. Kumar, R.M. Priya, P.V.S. Sobhan (2009). « Optimal power flow by Newton method for reduction of operating cost with SVC models ». *ACT 2009 - International Conference on Advances in Computing, Control and Telecommunication Technologies*, p. 468-470.

Wei, Lu. (2009). « *Le déléstage optimal pour la prévention des grandes pannes d'éléctricité*». *These doctorat*.

Wen, S., D. Z. Fang et Y. Shiqiang. (2009). « Sensitivity-based Approach for optimal Power Flow with Transient stability Constraineds ». *IEEE International Conference on Energy and Environment technology*.

Wu, Y, A. S. Debs et R. E. Marsten. (1994). « A Direct Nonlinear Predictor Corrector Primal Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flows ». *IEEE TPWRS,* vol. 9, n° 2.

Xia, S., K. W. Chana et Z. Goa. (2014). « A novel margin sensitivity based method for transient stability constrained optimal power flow ». *Electric Power Systems Research* vol. N. 108 p.93– 102.

Xu, J., X. Ding, Z. Cheng et C. Li (2005). « A nonlinear predictor-corrector interior point method for reactive power optimization in power system ». *Power System Technology,,* vol. 29, n° 9, p. 36-40.

Xu. Y, Z. Y. Dong, K. Meng, J. H. Zhao, et Kit Po Wong. (2012a). « A hybrid Method for transient stability-constrained Optimal Power Flow Computation ». *IEEE Trans. on Power systems,* vol. 27, n° 04.

Xu, Y., Z. Y. Dong, L. Guan, R. Zhang, K. P. Wong, et F. Luo. (2012b). « Preventive dynamic security control of power systems based on pattern discovery technique ». *IEEE Transaction on Power Systems,* vol. 27, n° 3, p. 1236-1244.

Xue, Y., T. Van Custem, et M. Pavella (1989). « Extended equal area criterion justifications, generalizations, applications ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 4, n° 1, p. 44-52.

Yamille d. V., G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J. Hernandez, et R. G. Harley. (2008). « Particle Swarm Optimization: Basic Concepts,Variants and Applications in Power Systems ». *IEEE Transactions on Evolutionary Computation,* vol. 12, n° 2.

Yeu, R. H. (2010). « *Small signal analysis of power systems: Eigenvalue tracking method and eigenvalue estimation contingency screening for DSA* ». *Dissertation, University of Illinois at Urbana-Champaign*, p. 159-163.

Yokoyama, A., K.Tangpatiphan, (2008). « Transient stability constrained Optimal Power Flow Using Evolutionary Programming ». *16th PSCC, Glasgow, Scotland*, p. 1-7.

Yuan, Y., J. Kubokawa et H. Sasaki (2002). « Optimal power flow solution with multi-contingency transient stability constraineds ». *PowerCon International Conference on Power System Technology Proceedings (Cat. No.02EX572),* vol. 4, p. 2009-2013.

Yuan, Y., J. Kubokawa et H. Sasaki. (2003). « A solution of optimal power flow with multi-contingency transient stability constraints ». *IEEE Tran. On Power systems,* vol. 18, n° 03.

Yuan, Y., L. Zuo, J. Kubokawa, et H. Sasaki; (2005). « Power System Transient Stability Preventive Control Based On Optimal Power Flow ». *15th PSCC, Leige*, p: 22-26.

Zarate-Minano, R. , T. Van Cutsem, F. Milano et A.J. Conejo (2010). « Securing transient stability using time-domain simulations within an optimal power flow Source ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 25, n° 1, p. 243-253.

Zimmerman R.D., C. E. Murillo-Sánchez, et R. J. Thomas. (2011). « MATPOWER Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. vol. 26, no. 1, p. 12-19.

Zhu, J. et A. Momoh, (2001). « Multi-area power systems economic dispatch using nonlinear convex network flow programming ». *Electric Power Syst. Research,* vol. 59, p. 13-20.