



HAL
open science

Modélisation et amélioration des performances des réseaux électriques

Tuan Tran Quoc

► **To cite this version:**

Tuan Tran Quoc. Modélisation et amélioration des performances des réseaux électriques. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2000. tel-00693877

HAL Id: tel-00693877

<https://theses.hal.science/tel-00693877v1>

Submitted on 3 May 2012

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

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



RAPPORT

HABILITATION A DIRIGER DES RECHERCHES

(Arrêté Ministériel du 23 Novembre 1988)



**MODELISATION ET AMELIORATION DES PERFORMANCES
DES RESEAUX ELECTRIQUES**



Tuan TRAN QUOC

Date de soutenance: 6 Juin 2000

Composition du jury:

A.G. PHADKE	Professeur	Virginia TECH & State University (USA)
M. CRAPPE	Professeur-Rapporteur	Faculté Polytechnique de Mons (Belgique)
R. LE DOEUFF	Professeur-Rapporteur	ESA IGELEC (St. Nazaire - France)
J. CI. SABONNADIERE	Professeur-Rapporteur	INPG
R. FEUILLET	Professeur	INPG
J. NICOLAS	Ingénieur	EDF/DTG
N. HADJ-SAID	Professeur	INPG

A la mémoire de ma grande mère et de mon frère

A mes parents

A ma femme: Nguyet Phuong

A ma fille: Phuong Lien et à mon fils: Tuan Khoi

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans ce rapport a été effectué au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG).

Je tiens à remercier très chaleureusement Monsieur le Professeur Jean Claude SABONNADIÈRE, Vice Président de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour m'avoir accueilli dans l'équipe "Réseaux Electriques" et dans le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble et prodigué tout au long de ce travail, ses conseils, suggestions et encouragements. Qu'il veuille bien trouver ici l'expression de ma plus profonde reconnaissance, tant pour son aide scientifique efficace, que pour son soutien moral extrêmement précieux.

J'adresse mes très sincères remerciements à:

Monsieur A. G. PHADKE, Professeur à Virginia TECH & State University (USA), pour avoir accepté d'honorer de sa présence le jury;

Monsieur M. CRAPPE, Professeur à la Faculté Polytechnique de Mons (Belgique), pour avoir accepté d'honorer de sa présence le jury;

Monsieur R. LE DOEUFF, Professeur à l'Ecole Supérieure Atlantique d'Ingénieurs en Génie Electrique, pour avoir accepté d'honorer de sa présence le jury;

Monsieur R. FEUILLET, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, qui m'a bien accueilli dans l'équipe "Réseaux Electriques" et qui a contribué à rendre chaleureuse et agréable l'ambiance de travail. Ses encouragements et ses conseils m'ont aidé efficacement. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance et de ma fidèle amitié;

Monsieur J. NICOLAS, Ingénieur de recherche à l'Electricité de France – Division Technique Générale, pour la collaboration efficace et les nombreuses discussions enrichissantes. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance et de ma sincère amitié;

Monsieur N. HADJ-SAID, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour le soutien et les échanges fructueux. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance et de ma sincère amitié;

Monsieur le Président Alain BARRAUD, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour avoir jugé mon travail et pour m'avoir donné l'autorisation de soutenance;

Je remercie de tout cœur Monsieur Nhan NGUYEN KHAC, ancien professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Chargé de mission à la Direction Générale d'Electricité de France, pour l'intérêt qu'il a toujours manifesté à l'égard de mes travaux, pour ses conseils et son aide constante. Qu'il veuille bien trouver ici l'expression de ma plus profonde reconnaissance et de ma sincère amitié.

Mes sentiments de reconnaissance s'adressent également à:

Messieurs J.P PATELLI, B. CAILLAULT, C. KIENY, J.F. TALOUD et M^{lle} G. LE COAT, ingénieurs, chercheurs à l'EDF/DTG pour la collaboration efficace et les nombreuses discussions enrichissantes. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma vive reconnaissance;

Monsieur R. PERRET, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, qui m'a bien accueilli au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble et qui a contribué à rendre chaleureuse et agréable l'ambiance de travail. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance et de ma sincère amitié;

Monsieur D. ROYE, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, qui m'a bien accueilli dans l'équipe SYREL et qui a contribué à rendre chaleureuse et agréable l'ambiance de travail. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance et de ma sincère amitié;

Monsieur A. FOGGIA, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour ses conseils et son aide efficace. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance et de ma sincère amitié;

Monsieur L. PIERRAT, ancien Ingénieur à l'EDF/DTG et ancien Directeur de recherche au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, pour m'avoir encouragé et prodigué des conseils efficaces. Qu'il trouve ici l'expression de ma gratitude et de ma sincère amitié;

Monsieur J. FANDINO, Maître de Conférence à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour m'avoir guidé utilement dès mes premiers travaux de recherche. Qu'il trouve ici l'expression de ma reconnaissance et de ma sincère amitié;

Messieurs R. MORET, J.P. ROGNON, C. MASSELOT, M. IVANES, J.L. COULOMB et G. MEUNIER, professeurs à l'Institut National Polytechnique de Grenoble pour m'avoir chaleureusement accueilli au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble.

Enfin je tiens à remercier l'ensemble des professeurs, ingénieurs, chercheurs, techniciens, personnel administratif et tous les membres du Laboratoire, en particulier Messieurs Ch. SCHAEFFER, S. BACHA, J. BIGEON, A. BOLOBION, J. DAVOINE, D. TOMASIK, B. FERRARI, P. GUILLOT, Ch. PRAING, Mesdames M.T. LOUBINOUX, E. CALLEGHER, F. FRANCOIS, etc. qui ont contribué à rendre chaleureuse et agréable l'ambiance du travail.

TABLE DES MATIERES

Première partie

CURRICULUM VITAE

1

Deuxième partie

TRAVAUX DE RECHERCHE PASSES

MODELISATION ET AMELIORATION DES PERFORMANCES DES RESEAUX ELECTRIQUES

Chapitre I: INTRODUCTION	8
Chapitre II: REGIME TRANSITOIRE ELECTROMAGETIQUE	10
II.1. INTRODUCTION.....	10
II.2. MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DANS UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE.....	13
II.2.1. MODELISATION DES TRANSFORMATEURS EN TENANT COMPTE DE LA SATURATION ET DE L'HYSTERESIS	13
II.2.1.1. Introduction	13
II.2.1.2. Modèle proposé pour la détermination des caractéristiques magnétiques.....	14
II.2.1.3. Modèle général de transformateur	16
II.2.1.4. Conclusions.....	18
II.2.2. MODELISATION DES AUTRES ELEMENTS NONLINEAIRES: PARAFOUDRES ET EFFET DE COURONNE	18
II.2.2.1. Parafoudre.....	18
II.2.2.2. Modélisation de l'effet couronne.....	21
II.2.2.3. Conclusion.....	21
II.2.3. MODÉLISATION DES CÂBLES SOUTERRAINS.....	22
II.3. SURTENSIONS	25
II.3.1. CLASSIFICATION, ORIGINES ET EFFETS DES SURTENSIONS.....	25
II.3.2. SURTENSIONS TEMPORAIRES	26
II.3.2.1. Introduction	26
II.3.2.2. Origines des surtensions temporaires.....	26
II.3.2.3. Facteurs d'influence sur les surtensions temporaires.....	27
II.3.2.4. Surtensions temporaires sur la ligne longue du réseau 500 kV vietnamien	27
II.3.2.5. Conclusion.....	27
II.3.3. SURTENSION DE MANGÈUVRE	28
II.3.3.1. Introduction	28
II.3.3.2. Origines des surtensions de manœuvre.....	28
II.3.3.3. Développement des outils d'analyse	28
II.3.4. FERRORESONANCE	29
II.4. AUTO-RÉENCLenchement MONOPHASÉ.....	31
Chapitre III: AMELIORATION DES PERFORMANCES DES RESEAUX ELECTRIQUES	32
III.1. INTRODUCTION.....	32
III.2. STABILITE DE TENSION.....	33
III.2.1. INTRODUCTION.....	33

III.2.2. MÉCANISMES D'ECROULEMENT DE TENSION	33
III.2.3. MÉTHODES D'ANALYSE	35
III.2.3.1. Analyses statiques –	
Nouvelle méthode de calcul des facteurs de participation basée sur indicateurs L.....	36
III.2.3.2. Analyses dynamiques	36
III.2.4. MESURES PRÉVENTIVES ET CORRECTRICES DE L'ECROULEMENT	36
III.2.4.1. Mesures en cas d'écroulement de la tension en régime transitoire	38
III.2.4.2. Optimisation de répartition de puissance réactive- Méthode proposée pour la minimisation des indicateurs	38
III.2.4.3. Mesures correctrices.....	39
III.2.5. CONCLUSIONS	40
III.3. OPTIMISATION DE LA PLANIFICATION ET DE L'EXPLOITATION.....	40
III.3.1. INTRODUCTION.....	40
III.3.2. DISPATCHING ÉCONOMIQUE.....	41
III.3.3. OPTIMISATION DU PLAN DE TENSION ET MINIMISATION DES PERTES	42
III.3.3.1. Variation de tension.....	42
III.3.3.2. Minimisation des pertes	43
III.3.4. CONCLUSION	43
III.4. VALORISATION DE LA PUISSANCE RÉACTIVE.....	43
III.4.1. INTRODUCTION.....	43
III.4.2. COÛT MARGINAL AVEC OPF	44
III.4.3. CONCLUSION	45
III.5. PRODUCTION DÉCENTRALISÉE	46
III.5.1. INTRODUCTION.....	46
III.5.2. IMPACT DE LA GED SUR LA PROTECTION ET DE COURANT DE COURT-CIRCUIT	46
III.5.3. IMPACT DE LA GED SUR LE PLAN DE TENSION.....	47
III.5.4. STABILITÉ DES GED	47
III.5.5. IMPACT DE LA GED SUR LA TÉLÉCONDUITE.....	47
III.5.6. OPTIMISATION DE FONCTIONNEMENT DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE.....	48

Troisième partie

RESEAUX DU FUTUR ET RECHERCHES ENVISAGÉES

1. RÉSEAU DU FUTUR.....	49
1.1. DÉRÉGULATION.....	49
1.2. PRODUCTION DÉCENTRALISÉE	50
1.3. CONDUITE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES.....	51
1.4. MAÎTRISE DE LA DEMANDE EN ENERGIE - MDE	51
2. RECHERCHES ENVISAGÉES	52

BIBLIOGRAPHIE

57

Quatrième partie

RECEUIL DE QUELQUES PUBLICATIONS

Première partie

CURRICULUM VITAE

ETAT CIVIL

Nom et prénom **TRAN Quoc Tuan**
 Date de naissance 08 - 05 - 1960
 Lieu de naissance Vinh, Vietnam
 Nationalité Vietnamiennne
 Situation Marié, 2 enfants
 Adresse 38, Allée des Digitales, 38340 Voreppe
 Téléphone 04 76 50 27 60 (Dom.) 04 76 82 64 40 (Bureau)
 Email tran.q.tuan@leg.ensieg.inpg.fr

FORMATION

- Février 1993* **Diplôme de Docteur** de l'Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG) en Génie Electrique, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG)
 Titre: *Analyse et outils pour la proposition de parades contre les risques d'instabilité de tension dans les grands réseaux électriques*
 Directeurs de thèse: J.C. Sabonnadière, J. Fandino
 Mention *Très Honorable avec Félicitations du Jury*
- Septembre 1989* **Diplôme d'Etudes Approfondies (DEA)** en Génie Electrique, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
 Titre: *Calcul de répartition des puissances par la méthode découplée rapide – Calcul de la capacité maximale de transfert de puissance*
 Directeurs de DEA: J.C. Sabonnadière, J. Fandino
 Mention *Très Bien*
- Septembre 1982* **Diplôme d'Ingénieur Electricien** de l'Institut National Polytechnique de Ho Chi Minh Ville (INP-HCMV)
 Mention *Très Bien*

ACTIVITES PROFESSIONNELLES

- 1996-2000 Chercheur au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, INPG
 (préparation d'une Habilitation à Diriger des Recherches)
- 1995-1996 Ingénieur de Recherche à l'Electricité de France, Division Technique Générale (DTG)
- 1993-1995 Chercheur, post doctorat au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, INPG
- 1988-1993 Thèse de Doctorat et DEA au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, INPG
- 1982-1988 Enseignant au Département des Systèmes Electriques, Faculté d'Electrotechnique et d'Electronique, Institut National Polytechnique de Ho-Chi-Minh Ville, Vietnam

ACTIVITES D'ENSEIGNEMENT

- 1997 – 2000 *Electrotechnique*
 IUT1, Université Joseph-Fourier
- 1993 – 1996 *Techniques informatiques de calcul des réseaux électriques en régimes permanent et transitoire*
 Cours et BE, Mastère, ENSIEG
- 1993 – 1996 *Fonctionnement, conduite et réglage optimal des réseaux électriques*
 Cours, Mastère, ENSIEG
- 1983 – 1987 *Informatique industrielle*
 Cours, 5^{ème} année à l'INP-HCMV, Vietnam
- 1983 – 1987 *Méthodes informatiques de calcul des réseaux électriques*
 Cours, 5^{ème} année à l'INP-HCMV, Vietnam
- Avril 2000* *Simulation of power systems with EMTP*
 Cours international, SUPELEC, Paris

ACTIVITES DE RECHERCHE

1. *Conception et mise en œuvre d'un système de télémesure des paramètres du réseau électrique du Sud Vietnam pour le Centre de Dispatching de Ho-Chi-Minh Ville en utilisant les techniques numériques et les microprocesseurs*
 Contrat avec Compagnie Electrique No. 2 du Vietnam;
 Réalisé à l'Institut Polytechnique de Ho-Chi-Minh Ville, de 1984-1986
2. *Analyse et outils pour la proposition de parades contre les risques d'instabilité de tension dans les grands réseaux électriques*
 Contrat de recherche avec EDF-DER
 Réalisé au LEG, de 1990 à 1994
3. *Modélisation et simulation numériques de régimes transitoires non linéaires dans les réseaux électriques - Les modèles proposés pour les transformateurs de puissance et de mesure (TC, TCT...) ont été implantés dans le logiciel MORGAT développé par EDF-DER*
 Contrat de recherche avec EDF-DER
 Réalisé au LEG de 1993 à 1995.
4. *Analyse théorique et par simulation numérique d'un phénomène de ferrorésonance dans un réseau de distribution MT*
 Contrat de recherche avec EDF-DER
 Réalisé au LEG en 1994
5. *Etude des possibilités de réduction des surtensions apparaissant lors de l'enclenchement d'une ligne et d'un transformateurs à vide, par insertion transitoire de résistances*
 Contrat de recherche avec EDF-DER
 Réalisé au LEG en 1995
6. *Modélisation des parafoudres pour la simulation des régimes transitoires*
 Ces modèles (pour les régimes transitoires lent et rapide) ont été implantés dans le logiciel MORGAT développé par EDF-DER
 Contrat de recherche avec EDF-DER
 Réalisé à EDF-DTG en 1995
7. *Etudes et simulations de coupure de charges mixtes sur le réseau HTA*
 Contrat de recherche avec EDF-SERECT (Direction des Affaires Générales)
 Réalisé à DTG en 1996
8. *Validation des modèles proposés de transformateurs et de parafoudres dans MORGAT*
 Contrat de recherche avec EDF-DER
 Réalisé à EDF-DTG en 1996
9. *Tarifcation de puissance réactive*
 Contrat de recherche avec EDF-DER
 LEG – 1997-1998
10. *Simulation des régimes transitoires en cas de renvoi de tension sur le réseau d'EDF avec EMTP*
 Contrat de recherche avec EDF-DTG (Division Technique Générale)
 LEG, 1996 - 2000
11. *Impact des générateurs dispersés sur les réseaux de distribution*
 Contrat de recherche avec groupe Schneider Electric
 LEG, 1998 - 2000

ACTIVITES D'ENCADREMENT DE RECHERCHE

DOCTORANTS

1. **Son LAM DU** (Co-encadrement avec Q. NGUYEN)
"Modélisation des éléments nonlinéaires dans un réseau électrique pour l'étude des régimes transitoires électromagnétiques – Application sur le réseau vietnamien"
 Thèse de doctorat réalisée à l'INP de Ho Chi Minh Ville, Vietnam
 Thèse soutenue le 2 Mars 1999
2. **Hoang VO VAN HUY** (Co-encadrement avec R. MORET)
"Optimisation des techniques de mise à la terre des écrans des câbles haute et très haute tension"
 Thèse de doctorat réalisée au LEG-INPG
 Thèse soutenue le 9 Novembre 1999
3. **Chulasa PRAING** (Co-encadrement avec R. FEUILLET)
"Analyses et mesures contre les effondrements de tension des réseaux électriques"
 Thèse de doctorat réalisée au LEG-INPG
 Soutenance prévue en Septembre 2000
4. **Jean François CANARD** (Co-encadrement avec N. HADJ-SAID)
"Impact des générateurs dispersés sur les réseaux de distribution"
 Thèse de doctorat réalisée au LEG-INPG
 Soutenance prévue en Décembre 2000
5. **Cuong NGUYEN DUC** (Co-encadrement avec U. LA VAN)
"Optimisation de l'exploitation des réseaux électriques - Application pour le réseau vietnamien"
 Thèse de doctorat réalisée à l'INP de Hanoi, Vietnam
 Soutenance prévue en Septembre 2001
6. **Liem NGUYEN VAN** (Co-encadrement avec K. NGUYEN-BOI)
"Analyses et améliorations de la stabilité transitoire et dynamique du réseau vietnamien"
 Thèse de doctorat réalisée à l'INP de Ho Chi Minh Ville, Vietnam
 Soutenance prévue en Décembre 2001

DEA

1. **H. DUONG LAN** (Co-encadrement avec L. PIER RAT)
"Modélisation des régimes transitoires et contrôle de l'amortissement d'un circuit à constantes réparties et localisées"
 DEA soutenu le 23 Juin 1994, au LEG
2. **A. LAHYANI** (Co-encadrement avec L. PIERRAT)
"Modélisation des régimes transitoires nonlinéaires dans un circuit comportant des éléments saturables et à constantes réparties"
 DEA soutenu le 16 Septembre 1994, au LEG
3. **Mikaël LE ROLLE** (Co-encadrement avec N. HADJ-SAID)
"Recherche de la stabilité de tension des grands réseaux électriques"
 DEA soutenu en Septembre 1993, au LEG
4. **Chulasa PRAING** (Co-encadrement avec R. FEUILLET)
"Etude de la stabilité d'un groupe hydraulique avec un système de régulation de tension dans différentes configurations de réseau"
 DEA soutenu le 20 Juin 1997, au LEG
5. **Sheila Elizabeth AMES** (Co-encadrement avec N. HADJ-SAID)
"Pricing reactive power support using reactive tariff zones"
 DEA soutenu le 15 Septembre, 1998, au LEG

INGENIEURS

J'ai encadré deux ingénieurs au LEG et une dizaine à l'Institut National Polytechnique de Ho Chi Minh Ville.

PROFESSIONAL MEMBERSHIPS

Senior Member de IEEE

PUBLICATIONS**PUBLICATIONS DANS DES REVUES INTERNATIONALES**

- [1] T. QUOC TUAN, J. FANDINO, N. HADJSAID, J.C. SABONNADIÈRE, H. VU
"Emergency Load Shedding to Avoid Voltage Instability Using Indicators", *IEEE Transactions on Power Systems (T-PWRS)*, Vol. 9., No. 1, February 1994, pp. 341-351
- [2] N. HADJSAID, J. FANDINO, T. TRAN-QUOC, J.C. SABONNADIÈRE, NERIN
"An Adaptative Correction for Voltage Security Analysis Using Local Approach Solution", *IEEE Transactions on Power Systems (T-PWRS)*, Vol. 9, No. 2, May 1994
- [3] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT
"An Efficient Nonlinear Transformer Model and Its Application to Study Ferroresonance", *IEEE Trans. on MAGNETICS*, Vol. 31, No. 3, May 1995, pp. 2060-2063
- [4] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT
"Correction of the Measured Core Losses under Distorted Flux", *IEEE Transactions on MAGNETICS*, Vol. 33, No. 2, March 1997, pp. 2405-2408
- [5] S. LAM-DU, T. TRAN-QUOC, Q. NGUYEN, K. NGUYEN-BOI
"Electromagnetic Transients on the Vietnam 500/220 kV Power System", *Transaction on Science and Technology*, Vol. XXXVI, 1998-02, pp. 41-48
- [6] S. LAM-DU, T. TRAN-QUOC
"Ferroresonance on Distribution Networks", *Transaction on Science and Technology*, Vol. XXXVI, 1998-03, pp. 50-58
- [7] T. TRAN-QUOC, N. HADJ-SAIID, J.C. SABONNADIÈRE, R. FEUILLET
"Reducing Dead Time for Single-Phase Auto-Reclosing on a Series-Capacitor Compensated Transmission Line", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 15, No. 1, January 2000

PUBLICATIONS DANS DES CONGRES INTERNATIONAUX

- [1] T. QUOC TUAN, J. FANDINO, J.C. SABONNADIÈRE
"Fast Calculation of Indicators of Risk of Voltage Instability", *27th Universities Power Engineering Conference, UPEC'92, UNITED KINGDOM, September 1992*
- [2] T. QUOC TUAN, J. FANDINO, J.C. SABONNADIÈRE
"Calculation of Load Shedding Using Sensibilities in Order to Avoid Voltage Collapse", *27th Universities Power Engineering Conference, UNITED KINGDOM, Sept. 1992*
- [3] T. QUOC TUAN, J. FANDINO, J.C. SABONNADIÈRE
"Load Shedding to Avoid Voltage Collapse in Power System", *37th International Scientific Colloquium of the Technische Hochschulen Ilmenau, GERMANY, Sept. 1992*
- [4] T. QUOC TUAN, J. FANDINO, J.C. SABONNADIÈRE
"Détermination de Charge à Délester pour Eviter les Risques d'Instabilité en Tension dans les Réseaux Electriques en Utilisant les Tensions Critiques", *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE-92), CANADA, Septembre 1992*
- [5] T. TRAN-QUOC, J. FANDINO, L. PIERRAT, J.C. SABONNADIÈRE, H. VU
"New Method for Calculation of Load Shedding to Avoid Risks of Voltage Collapse", *International Association for Mathematics and Computers Simulation, Montréal, CANADA, July 1993, pp. 727-732*
- [6] T. TRAN-QUOC, J. FANDINO, L. PIERRAT, J.C. SABONNADIÈRE, H. VU
"Fast Calculation of Load to be Shed Based on Voltage Criterion", *International Association for Mathematics and Computers Simulation, IMACS-TC'93, Montréal, CANADA, July 1993, pp. 721-726*

- [7] T. TRAN QUOC, J. FANDINO, J.C. SABONNADIÈRE, H. VU
"Determination of Load Shedding Using Linear Programming", *IEEE International Conference on Modern Power Systems*, Athens, GREECE, September 1993
- [8] T. TRAN QUOC, J.C. SABONNADIÈRE, J. FANDINO
"Method for Improving Voltage Stability Based on Critical Voltage", *IEEE Systems, Man and Cybernetics Conference*, Lille, FRANCE, October 1993
- [9] L. PIERRAT, T. TRAN QUOC
"A New Method for Modelling Magnetization Characteristics of Transformers by Including Hysteresis", *International Conference on Electrical Machines*, Gif-sur-Yvette, FRANCE, 5-8 Sep. 1994, Vol. 3, pp. 678-682
- [10] T. TRAN QUOC, L. PIERRAT
"Computation of Protective Current Transformers Transient Performance Including Core Hysteresis", *The sixth International Symposium on Short-circuit Current in Power System*, Liège, BELGIUM, 6-8 September 1994, pp. 1.34.1-1.34.7
- [11] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"The Calculation of Inrush Current in Power Transformers Including Hysteresis Loops", *The sixth International Symposium on Short-circuit Current in Power System*, Liège, BELGIUM, 6-8 Sept. 1994, pp. 3.5.1-3.5.7
- [12] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"Transient Harmonics due to Random Inrush Current of Transformers", *Third International Conference on Power Quality: End-Use Applications and Perspectives*, Amsterdam, NETHERLANDS, 24-27 October 1994, paper C-2-05, 6 pages
- [13] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT
"Influence of Random Variables on Protective Current Transformers Transient Performance", *IEEE International Conference on Digital Power System Simulators*, Texas, USA, 5-7 Avril 1995, pp. 357-362
- [14] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"Influences of MOV Arrester during Ferroresonance in Underground Distribution System", *IEEE International Symposium on Electric Power Engineering*, Stockholm, SWEDEN, 18-22 June 1995, Session "Arrester development", pp. 332-336
- [15] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT
"A Strategy for Prevention of Voltage Instability by Generation Dispatch", *IEEE International Symposium on Electric Power Engineering*, Stockholm, SWEDEN, 18-22 June 1995, Session "Voltage Stability - Dynamic Aspects and Protective Actions", pp. 179-183
- [16] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT
"Influence of Random Variables of Transformer Inrush Current", *International Conference on Power Systems Transients*, Lisbon, PORTUGAL, 3-7 Sept. 1995, Session 5 "Generators, Machines", pp. 255-258
- [17] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, N. NGUYEN-KHAC, K. NGUYEN-BOI, P. PHAN-KE, Q. TRAN-TRONG
"Control of Voltage Stability in a Power System with Long Distance Transmission Line", *30th Universities PowerEngineering Conference*, London, UNITED KINGDOM, 5-7 Sept. 1995, Vol. 1, pp. 335-338
- [18] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, N. NGUYEN-KHAC, K. NGUYEN-BOI, T. BUI-NGOC, L. TRAN-DINH
"Overvoltage in a Power System of Series Capacitors Compensated Transmission Line and Saturated Transformer", *30th Universities PowerEngineering Conference*, London, UNITED KINGDOM, 5-7 Sept. 1995, Vol. 2, pp. 834-838
- [19] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"Modelling Hysteresis Loops of Nonlinear Inductor and Its Application to the Electronic Circuit Transformer", *International Conference on Electromagnetics in Advanced Applications*, Turino, ITALY, 12-15 Sept. 1995, pp. 409-412
- [20] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"Current Transformer Performance on Asymmetrical Trigered Thyristorized Circuit", *6th European Conference on Power Electronics and Applications*, EPE'95, Sevilla, SPAIN, 19-21 Sept. 1995, pp.801-805
- [21] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, A. MONTMEAT, A. GIARD
"Harmonic Overvoltages in Industrial Power Systems with Capacitors and Saturated Transformers", *IEEE Industrial Applications Society 30th Annual Meeting*, Florida, USA, 8-12 Oct. 1995, pp. 2206-2210

- [22] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC, A. MONTMEAT
"Non Linear Transient of Transformers", *IEEE Industrial Applications Society 30th Annual Meeting*, Florida, USA, 8-12 Oct. 1995, pp. 1193-1198
- [23] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"Optimal Maintenance of Electrical Machines Based on a Minimal Repair Strategy", *Upgrading and Refurbishing Hydro Power Plants Conference*, Nice, FRANCE, 9-11 Oct. 1995, Session "Mechanical&Electrical Equipement", Vol. III (5 pages)
- [24] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, A. MONTMEAT, O. HUET
"A Dynamic Model of Power Transformers", *Industrial Applications in Power Systems, Computer Science and Telecommunications*, MELECON'96, Bari, ITALY, 13-16 May 1996
- [25] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC, S. LAM-DU
"Overvoltages Following Load Rejection on a System with a Series Compensated Transmission Line and Saturated Transformers", *Industrial Applications in Power Systems, Computer Science and Telecommunications*, MELECON'96, Bari, ITALY, 13-16 May 1996
- [26] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, S. LAM-DU, K. NGUYEN-BOI, T. BUI-NGOC, H. CHU, N. NGUYEN-KHAC, L. TRAN-DINH
"A Deterministic Method for Calculation of Load Supplying Capability", *5th International Conference on Modelling and Simulation of Electrical Machines, Converters and Systems*, Saint-Nazaire, FRANCE, 17-19 September 1996, pp. 1157-1161
- [27] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, J.L. KUENY
"A Simple Model of Three-Limbed Transformer Based on The Magnetic Circuit", *IEEE Industrial Applications Society 31th Annual Meeting*, IEEE/IAS, San Diego, USA, Oct. 1996
- [28] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"No-Load Characteristic Determination of Delta-Connected Transformers in Non-Ideal Voltage Supply", *IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Las Vegas, USA, Oct. 1996, pp.693-698
- [29] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC
"Transient Harmonics of Voltage Generating from Inrush Current", *IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Las Vegas, USA, Oct. 1996, pp. 699-703
- [30] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, S. LAM-DU, Q. NGUYEN, K. NGUYEN-BOI, J.L. KUENY
"Sympathetic Interaction between Parallel or Series Transformers", *International Symposium on Theoretical Electrical Engineering*, Palermo, ITALY, Juin 1997, pp.275-278
- [31] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT, A. MONTMEAT, J.L. KUENY
"Modeling of Nonlinear Elements in a Digital Simulator, Part I: Implantation", *IEEE International Conference on Digital Power System Simulators*, Montréal, CANADA, May 1997, pp. 99 - 104
- [32] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC, O. HUET, J.L. KUENY
"Modeling of Nonlinear Elements in a Digital Simulator, Part II: Validation", *IEEE International Conference on Digital Power System Simulators*, Montréal, CANADA, May 1997, pp. 105 - 110
- [33] L. PIERRAT, T. TRAN-QUOC, M. MARCHESONI
"Characteristics of Magnetizing Current and Core Losses of Transformer under Distorted Supply Voltage Generating From Electronic Converterterters", *7th European Conference on Power Electronics and Applications*, EPE'97, Trondheim, Norway, Sept. 1997, pp. 2.012-2.015
- [34] T. TRAN-QUOC, T. VU-DUC, R. FEUILLET, N. HADJSAID, J.C. SABONNADIÈRE, CH. PRAING, L. TRAN-DINH
"Dynamic Analysis of Voltage Instability in the Vietnam System", *International Conference on Energy Management and Power Delivery 1998*, Singapore, March 1998, pp. 177-182
- [35] S. LAM-DU, T. TRAN-QUOC, N. NGUYEN-KHAC, R. FEUILLET, J.C. SABONNADIÈRE, K. NGUYEN-BOI, Q. NGUYEN
"Temporary Overvoltages in the Vietnam 500 kV System", *International Conference on Energy Management and Power Delivery 1998*, Singapore, March 1998, pp. 275-280
- [36] S. LAM-DU, T. TRAN-QUOC, H. VO-V.-HUY, K. NGUYEN-BOI, Q. NGUYEN
"Overvoltages on Distribution Systems", *1998 International Conference on Power System Technology*, POWERCON'98, Beijing, CHINA, August 1998, pp. 246-250
- [37] T. TRAN-QUOC, H. VO-V.-HUY, H. DUONG-LAN, L. NGUYEN-T.-HOANG, L. TRAN-DINH
"Single-Phase Auto-Reclosing of the Vietnam 500 kV System", *1998 International Conference on Power System Technology*, POWERCON'98, Beijing, CHINA, August 1998, pp. 1077-1081
- [38] T. TRAN-QUOC, S. LAM-DU, D. PHAM-VAN, N. NGUYEN-KHAC, L. TRAN-DINH
"Temporary Overvoltages in the Vietnam 500 kV Transmission Line", *IEEE/International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation, and Live-Line Maintenance 1998*, IEEE/ESMO'98, Orlando, USA, April 1998, pp. 225-230

- [39] CH. PRAING, T. TRAN-QUOC, R. FEUILLET, J. NICOLAS
"Stability of a Hydraulic Power Plant", *Universities Power Engineering Conference*, Edinburgh UNITED KINGDOM, Sept. 1998, pp. 364-367
- [40] T. TRAN-QUOC, J. SABONNADIÈRE, N. HADJ-SAÏD, R. FEUILLET
"Voltage/Var Control on the Vietnam Power System", *13th Power Systems Computation Conference*, Trondheim, NORWAY, June-July 1999
- [41] T. TRAN-QUOC, S. LAM-DU, J.C. SABONNADIÈRE, R. FEUILLET
"Calculation of Circuit Breaker Transient Recovery Voltage on the Vietnam 500 kV System", *IEEE/Budapest Power Tech Conference*, Budapest, HUNGARY, August-September 1999
- [42] J. SADEH, A.M. RANJBAR, N. HADJSAÏD, R. FEUILLET, T. TRAN-QUOC
"New Method for Fault Location in Power Transmission Lines Using one Terminal Data", *IEEE/Budapest Power Tech Conference*, Budapest, HUNGARY, August-September 1999
- [43] S. LAM-DU, T. TRAN-QUOC, T. HUYNH-V., J.C. SABONNADIÈRE, H. VO V. HUY, L. PHAM-NGOC
"Insulation Coordination Study for a 220 kV Cable-Line", *IEEE Winter Meeting 2000*, Singapore, Jan. 2000
- [44] T. TRAN-QUOC, CH. PRAING, R. FEUILLET, J.C. SABONNADIÈRE, U. LA-VAN, C. NGUYEN-DUC
"Improvement of Voltage Stability in the Vietnam Power System", *IEEE Winter Meeting 2000*, Singapore, January 2000
- [45] CH. PRAING, T. TRAN-QUOC, R. FEUILLET, J.C. SABONNADIÈRE, J. NICOLAS, K. NGUYEN-BOÏ, L. NGUYEN-VAN
"Impact of Facts Devices on Voltage Stability of a Power System Including Long Transmission Lines", *Accepted to present at the IEEE Summer Meeting 2000*, Seattle, Washington, July 2000

PUBLICATIONS DANS DES CONGRES NATIONAUX

- [1] T. QUOC TUAN, J. FANDINO, J.C. SABONNADIÈRE
"Calcul de Délestage de Charge à l'Aide des Indicateurs du Risque d'Instabilité en Tension dans les Réseaux Electriques", *Colloque de Perturbations Réciproques des Convertisseurs et des Réseaux*, Nantes, FRANCE, Juillet 1992.
- [2] T. TRAN QUOC, L. PIERRAT
"Introduction de l'Hystérésis dans MORGAT, Modèle Général et Applications", *Journée d'Etude du Club des Utilisateurs MORGAT*, Direction des Etudes et Recherches, EDF, Octobre 1993
- [3] T. TRAN-QUOC, L. PIERRAT
"Implantation du Model Non Linéaire pour la Simulation des Régimes Transitoires dans MORGAT", *Journée d'Etude du club de MORGAT*, EDF Clamart, FRANCE, Oct. 1994
- [4] S. LAM-DU, T. TRAN-QUOC
"Méthodes de Calcul des Régimes Transitoires Electromagnétiques sur le Réseau 500/220 kV du Vietnam" en vietnamien, *Conférence sur 4 ans d'exploitation du réseau électrique à 500 kV du Vietnam*, Novembre 1998, pp. 110-126
- [5] TRAN-QUOC TUAN
"Secondary Voltage Control on the Vietnamise Power System", *7th Conference on Science and Technology*, Ho Chi Minh City, VIETNAM, April 1999, pp. 143-154
- [6] TRAN-QUOC TUAN
"Proposition to Improve the Single-Phase Auto-Reclosing on the Vietnam Power System", *7th Conference on Science and Technology*, Ho Chi Minh City, VIETNAM, April 1999, pp.131-141

Deuxième partie

TRAVAUX DE RECHERCHE PASSES

**MODELISATION ET AMELIORATION DES
PERFORMANCES DES RESEAUX ELECTRIQUES**

CHAPITRE I**INTRODUCTION**

La conception, la réalisation et l'exploitation d'un réseau électrique sont basées sur trois objectifs: la qualité de fourniture d'énergie, la sécurité et l'économie. Pour atteindre ces objectifs, il faut bien comprendre, bien analyser et bien simuler les régimes et les phénomènes apparus dans les réseaux électriques. Dans un réseau électrique, il y a des régimes suivants:

- Le régime permanent basé sur les paramètres et les variables d'état étant supposés constants pendant le temps d'étude. Les études en régime permanent sont le calcul de répartition des puissances, le calcul des courants de court-circuit ...
- Les régimes des variations lentes des variables d'état correspondent aux variations des charges et des systèmes de conduite et de réglage secondaire de tension et de fréquence
- Les régimes transitoires correspondent aux oscillations électromécaniques des alternateurs et aux actions de réglage primaire de tension et de fréquence
- Les régimes transitoires rapides correspondent aux phénomènes transitoires électromagnétiques comme les foudres, les surtension de manœuvres, la ferrorésonance...

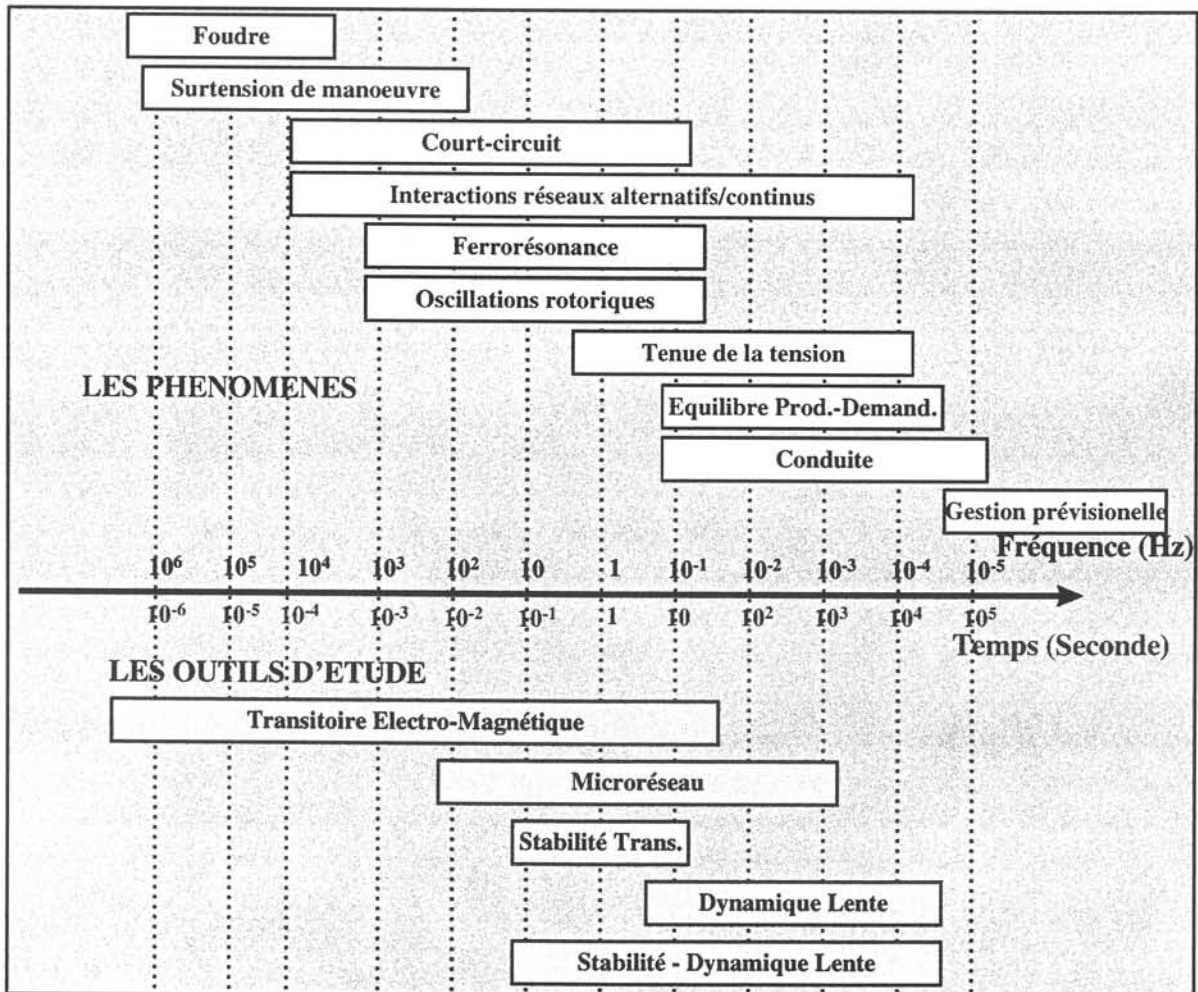


Fig. I.1. Les plages temporelles des phénomènes et les principaux outils d'étude actuels.

La figure 1 montre les plages temporelles des phénomènes et les principaux outils d'étude actuels [BA97]. Les phénomènes transitoires électromagnétiques sont dus aux interactions

entre l'énergie magnétique accumulée dans les réactances et l'énergie électrique accumulée dans les capacités. Les phénomènes transitoires électromécaniques sont dus aux interactions entre l'énergie mécanique accumulée dans les machines tournantes et l'énergie électrique accumulée dans le circuit électrique. Les outils d'étude des phénomènes transitoires électromagnétiques qui ont été utilisés sont EMTP, MORGAT, ARENE. Les outils d'étude de stabilité et des phénomènes dynamiques lents qui ont été utilisés sont EUROSTAG, PSS/E, etc.

Face à l'accroissement de la taille et de la complexité des réseaux dû au développement des interconnexions, face à la tendance forte à leur exploitation plus près de leurs limites de fonctionnement pour des raisons d'économie et d'environnement et face à l'amélioration de la qualité demandée par des clients plus exigeants; ces situations engendrent des problèmes d'exploitation, notamment pour la sécurité, le contrôle des flux de puissance et de tension.

Les réseaux électriques sont dans la phase de mutation profonde. En effet, la déréglementation remet en cause la plupart des principes d'exploitation des réseaux électriques. Dans ce contexte, la modélisation, la sécurité et l'amélioration des performances des réseaux électriques sont un enjeu considérable.

Les travaux de recherche que nous avons poursuivis depuis la thèse se structurent autour du thème de la modélisation, de la simulation des réseaux et de l'amélioration des performances des réseaux électriques. La présentation de ces travaux de recherche est structurée par sujet. Tout d'abord nous présentons les recherches sur la modélisation des réseaux électriques en régime transitoire électromagnétique. Les phénomènes transitoires électromagnétiques comme les surtensions sont analysés et étudiés. Ensuite nos recherches sont consacrées à la stabilité de tension, au problème d'optimisation de fonctionnement du réseau, à la valorisation de puissance réactive et à l'impact de la production décentralisée sur le réseau électrique. Enfin, nous présentons l'évolution des réseaux électriques du futur et les recherches envisagées.

CHAPITRE II**REGIME TRANSITOIRE ELECTROMAGNETIQUE****II.1. INTRODUCTION**

Les phénomènes transitoires dans les réseaux électriques sont causés par les manœuvres, les défauts et les autres perturbations comme les foudres. Ils impliquent une gamme de fréquence de zéro à quelques MHz. La précision des résultats de simulation obtenus par les analyseurs transitoires de réseaux ou par les calculs informatiques dépend de la représentation des composants du réseau ainsi que des données d'entrée disponibles. Des représentations valables sur toute la gamme de fréquence de 0 (courant continu) à 50 MHz ou plus sont pratiquement impossibles pour tous les composants d'un réseau. C'est pourquoi il faut examiner en détail les caractéristiques physiques d'un élément spécifique d'un réseau qui ont un effet décisif sur la partie du phénomène transitoire présentant un intérêt.

En principe, la représentation des éléments individuels d'un réseau doit correspondre à la gamme de fréquences spécifiques du phénomène transitoire considéré. C'est pourquoi les diverses gammes de fréquences de tous les phénomènes électriques transitoires ont été classées en quatre groupes suivants:

- Groupe I: 0.1 Hz à 3 kHz - oscillations à basse fréquence
- Groupe II: 50/60 Hz à 20 kHz - surtensions à front lent
- Groupe III: 10 kHz à 3 MHz - surtensions à front rapide
- Groupe IV: 3 MHz à 50 MHz - surtensions à front très rapide

Les principales méthodes de calcul des régimes transitoires dans un réseau électrique sont regroupées par trois grandes familles [SA73]:

- Les méthodes basées sur la théorie des ondes mobiles (initialement cette méthode est développée par Bergeron – méthode des caractéristiques)
- Les méthodes utilisant les transformations de Fourier ou de Laplace (transformation dans le domaine fréquentiel utilisant les théorèmes de convolution)
- Les méthodes aux différences finies.

Actuellement, la méthode de Bergeron est largement utilisée dans les calculs de régime transitoire électromagnétique, notamment cette méthode a été implantée dans le logiciel de EMTP (ElectroMagnetic Transients Program) [PH81] par le professeur H.W. Dommel [DO69]. Cette méthode, associée à l'intégration des équations différentielles par la méthode des trapèzes, est très puissante, bien adaptée au calcul à l'ordinateur et exprime bien l'aspect physique des phénomènes. La méthode de trapèzes a été utilisée pour convertir les équations différentielles des composantes du réseau en équations algébriques comportant les tensions, les courants et les valeurs à l'état antérieur. La forme matricielle générale du système d'équation qui décrit le comportement transitoire du réseau est la suivante:

$$[Y]u(t) = [i(t)] - [I(t - \Delta t)] \quad (\text{II.1.1})$$

Où $[Y]$ matrice d'admittance nodale
 $[u(t)]$ vecteur colonne des tensions de nœuds à l'instant t
 $[i(t)]$ vecteur colonne des courants injectés aux nœuds à l'instant t
 $[i(t-\Delta t)]$ vecteur colonne des sources de courants données à l'instant $t-\Delta t$.

Des modèles de représentation spécifiques peuvent être établis pour chaque groupe. Un bon modèle peut démontrer les comportements physiques et des phénomènes réels dans un réseau électrique. La précision et la faisabilité du modèle sont deux critères très importants pour établir un modèle. Il est inutile de proposer un modèle très complexe mais les données d'entrée sont très difficiles à trouver dans la pratique.

Aujourd'hui, grâce à l'évolution dans le domaine informatique, et à des connaissances accumulées, les modèles des éléments dans un réseau électrique deviennent de plus en plus sophistiqués et précis. Les modèles des éléments dans un réseau comme les lignes, les câbles, les machines, les transformateurs, les disjoncteurs et les autres dispositifs ont été nettement améliorés. Les modèles principaux dans un réseau électrique pour les simulations de régime transitoire électromagnétique peuvent être représentés sur la figure II.1.1.

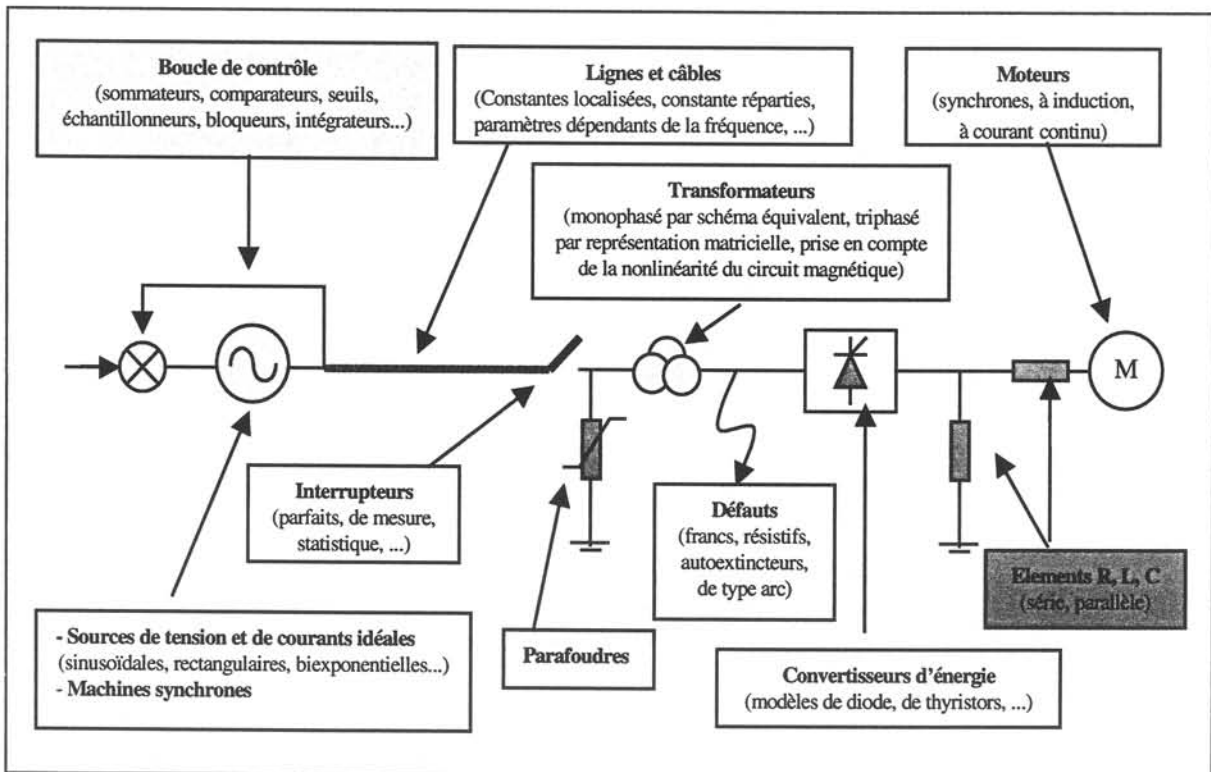


Fig. II.1.1. Modèles principaux dans un réseau électrique.

Connaître la simulation, c'est aussi être capable de choisir parmi les différents modèles d'éléments de réseau disponibles ceux qui seront le mieux adaptés aux phénomènes que l'on souhaite simuler.

La modélisation des éléments non linéaires est la plus difficile et ce problème pose des discussions aux scientifiques. Les éléments non linéaires dans un réseau électrique comprennent les appareils magnétiques comme les machines synchrones et asynchrones, les transformateurs de puissance et de mesure, les réactances saturables, et les appareils non magnétiques comme les parafoudres. Les circuits magnétiques font intervenir la non linéarité

comme la saturation, l'hystérésis et les courants de Foucault, etc. Les pertes de couronne sur les lignes de transmission sont un phénomène non linéaire qu'il faut étudier.

Dans ce contexte, cette partie est tout d'abord consacrée à la modélisation des éléments non linéaires comme les transformateurs de puissance et de mesure. Puis, ce chapitre présente la modélisation des câbles, notamment les techniques de mise à la terre des écrans des câbles. La modélisation des autres éléments non linéaires est aussi décrite. Ensuite, nous présentons les études des surtensions de manœuvres, des surtensions temporaires et de la ferrorésonance. Cette partie se termine par l'étude sur l'auto-réencenchement monophasé.

Thèses préparées dans le cadre de cet axe:

- **S. Lam Du** (Co-encadrement avec Q. NGUYEN)
"Modélisation des éléments nonlinéaires pour les études de régime transitoire dans un réseau électrique", thèse soutenue le 2 Mars 1999.
- **H. Vo Van Huy** (Co-encadrement avec R. MORET)
"Optimisation des techniques de mise à la terre des écrans des câbles haute et très haute tensions", thèse soutenue le 9 Novembre 1999.

DEA préparés dans le cadre de cet axe:

- **H. Duong Lan**
"Modélisation des régimes transitoires et contrôle de l'amortissement d'un circuit à constantes réparties et localisées", DEA soutenu le 23 Juin 1994.
- **A. Lahyani**
"Modélisation des régimes transitoires nonlinéaires dans un circuit comportant des éléments saturables et à constantes réparties", DEA soutenu le 16 Septembre 1994.

II.2. MODELISATION DES ELEMENTS DANS UN RESEAU ELECTRIQUE

II.2.1. MODELISATION DES TRANSFORMATEURS EN TENANT COMPTE DE LA SATURATION ET DE L'HYSTERESIS

II.2.1.1. Introduction

La simulation des régimes transitoires dans les transformateurs nécessite de considérer les couplages électriques et magnétiques des enroulements. Les couplages électriques ne posent pas de difficulté particulière, car ils sont représentés par des équations différentielles linéaires. Il n'en est pas de même pour les couplages magnétiques qui font intervenir la non linéarité des matériaux comme la saturation et l'hystérésis.

Les moyens de simulation numérique actuels comportent essentiellement deux types de logiciels utilisables pour les transformateurs:

- logiciels de conception basés sur une représentation spatiale par éléments finis
- logiciels de simulation basés sur une représentation des équations électriques des circuits.

Les deux types de logiciels répondent à des besoins différents, mais leurs utilisations peuvent être complémentaires.

Or, les caractéristiques non linéaires des transformateurs sont assez difficiles à obtenir de manière exhaustive et deux solutions sont possibles:

- les appareils sont essayés en plateforme: cette solution, qui provient des limitations techniques et économiques, n'est pas utilisée en pratique, en dehors des essais normalisés de réception des grands transformateurs. Les mesures permettent d'accéder aux caractéristiques non linéaires globales de l'appareil
- les caractéristiques non linéaires globales sont reconstituées à partir des informations disponibles sur les tôles magnétiques et sur le dimensionnement du transformateur: cette méthode est imprécise et on se heurte à des difficultés importantes, car on touche le domaine de la conception des appareils et la connaissance technologique qui relève des constructeurs.

C'est pourquoi nous avons proposé explicitement dans les objectifs, de concevoir un modèle représentatif et paramétrable sans ambiguïté. A partir des valeurs mesurées lors des essais de réception (caractéristique courants-tensions à vide en valeurs efficaces et pertes-tensions à vide, même en trois points pour 0.9, 1.0 et 1.1 Un) on engendre la caractéristique non linéaire, faisant intervenir la saturation principale et les cycles d'hystérésis. Dans cette partie, nous présentons tout d'abord deux modèles proposés. Puis à partir de la caractéristique magnétique obtenue, nous proposons un système des équations de la modélisation des transformateurs.

Pour valider le modèle proposé, les comparaisons entre les résultats obtenus par les calculs et les essais de plusieurs types de transformateurs sont effectuées. La validation en régime transitoire est aussi réalisée par un essai de l'enclenchement d'un transformateur. L'objectif du travail a été atteint et le modèle a été implanté dans le logiciel MORGAT (MORGAT a été développé par EDF pour la modélisation des régimes transitoires alternatifs comme EMTP).

II.2.1.2. Modèle proposé pour la détermination des caractéristiques magnétiques

L'idée de la méthode est de convertir les valeurs mesurées (V_{rms} , I_{rms} , Pertes) en valeurs instantanées (Φ - i_L , v - i_R). Le principe de l'algorithme de calcul peut être représenté comme suit sur la figure II.2.1.

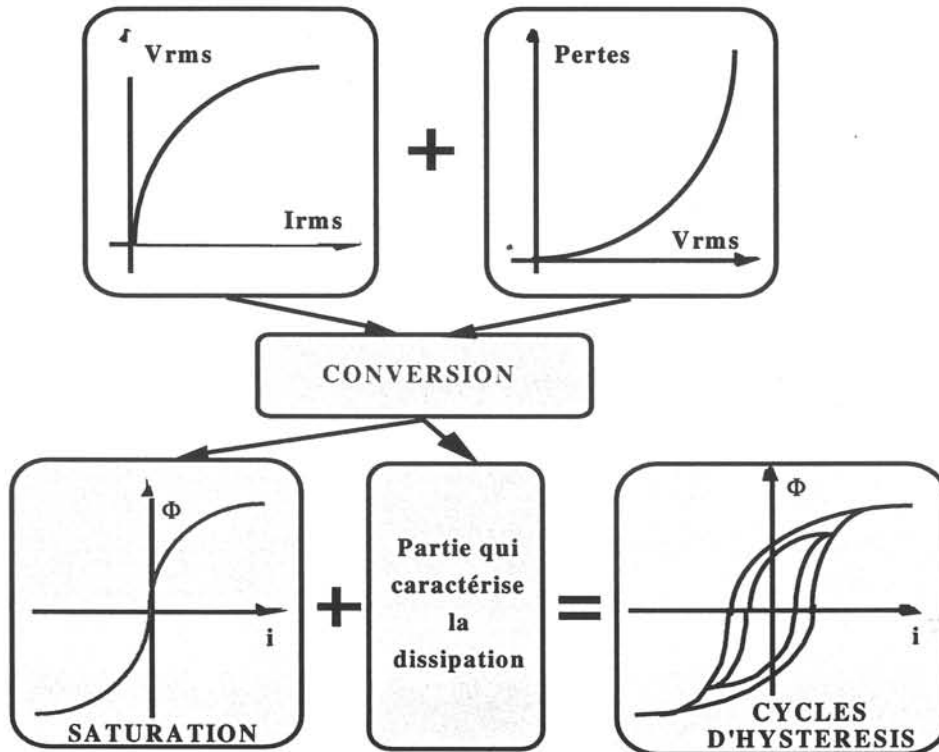


Fig. II.2.1. Représentation de l'algorithme de conversion des valeurs efficaces mesurées (V_{rms} , I_{rms} , Pertes) en valeurs instantanées (Φ - i_L , v - i_R).

La partie magnétique du transformateur est représentée par une inductance non-linéaire (L_m) en parallèle avec une résistance non-linéaire (R_m) (Figure II.2.2). L'inductance non-linéaire représente la courbe de saturation magnétique. La résistance non-linéaire représente les pertes magnétiques totales (hystérésis et courant de Foucault à 50 Hz). Le courant circulant dans la partie magnétique est appelé le courant magnétisant i_0 . Le courant circulant dans l'inductance non-linéaire est appelé le courant de saturation i_L . Le courant circulant dans la résistance non-linéaire est appelé le courant d'hystérésis i_R .

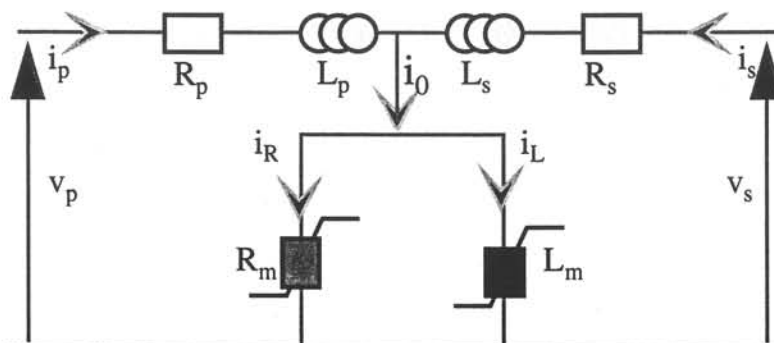


Fig. II.2.2. Schéma équivalent monophasé d'un transformateur non linéaire.

Nous allons exposer la méthode pratique, lorsqu'on adopte une description polynomiale des caractéristiques non linéaires.

Modèle 1 [TR95a]

Le courant de saturation i_L est représenté par un polynôme d'ordre p :

$$i_L = k_1 \lambda + k_2 \lambda^p \quad p = 3, 5, 7 \dots \quad (\text{II.2.1})$$

Le courant d'hystérésis i_R est représenté par un polynôme d'ordre q :

$$i_R = \left\{ k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q \right\} \frac{d\lambda}{dt} \quad q = 2, 4, 6 \dots \quad (\text{II.2.2})$$

Le courant magnétisant total i_0 de transformateur s'écrit donc:

$$i_0 = i_L + i_R = k_1 \lambda + k_2 \lambda^p + \left\{ k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q \right\} \frac{d\lambda}{dt} \quad (\text{II.2.3})$$

En utilisant la méthode des moindres carrés, les coefficients k_1 , k_2 , k_3 et k_4 seront déterminés à partir des valeurs mesurées (V_{rms} , I_{rms} , Pertes), obtenues par essais à vide. L'algorithme de cette conversion a été présenté dans [TR95a].

Modèle 2 [TR96]

En tenant compte du point de départ (ou flux rémanent, λ_{rev}) sur la trajectoire du cycle d'hystérésis, un autre modèle est proposé:

$$i_0 = k_1 \lambda + k_2 \lambda^p + (k_3 + k_4 \lambda^q) (\lambda - \lambda_{\text{rev}}) \quad (\text{II.2.4})$$

Le principe de ce modèle est expliqué sur la figure II.2.3. Cela dépend du point de départ ($\lambda_{\text{rev}0}$ ou $\lambda_{\text{rev}1}$), la trajectoire du cycle d'hystérésis est différente comme sur la figure II.2.3.

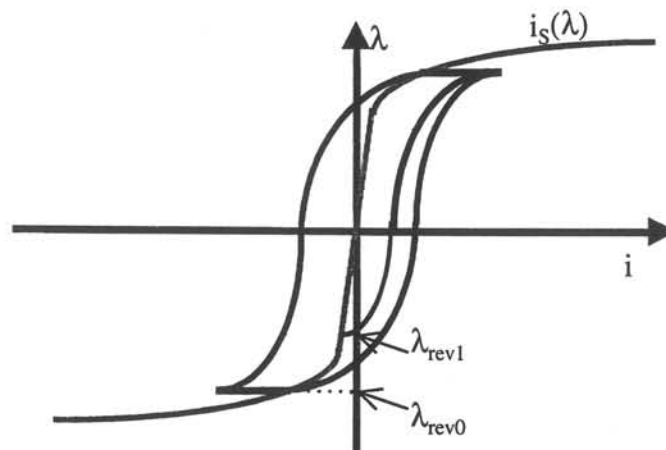


Fig. II.2.3. Principe du modèle 2.

L'identification des paramètres du modèle 2 est identique à celle du modèle 1. L'algorithme de cette procédure a été présenté dans [TR96]. Pour simplifier, dans les parties suivantes, nous présentons seulement le modèle 1.

II.2.1.3. Modèle général de transformateur

II.2.1.3.1. Circuit magnétique

Le modèle peut être appliqué pour les différents types de transformateur mais pour simplifier dans cette partie, nous présentons la modélisation d'un transformateur triphasé à 2 enroulements et à flux forcé comme sur la figure II.2.4. Le circuit magnétique est présenté sur la figure II.2.5.

Il y a une relation relative entre le circuit magnétique et le circuit électrique. Les théories du circuit électrique peuvent être appliquées pour le circuit magnétique. Sur la figure II.2.5, \mathcal{R}_a , \mathcal{R}_b , \mathcal{R}_c sont les réluctances des colonnes a, b et c. \mathcal{R}_{a12} , \mathcal{R}_{b12} , \mathcal{R}_{c12} sont les réluctances mutuelles entre les enroulements primaire et secondaire. \mathcal{R}_{a0} , \mathcal{R}_{b0} , \mathcal{R}_{c0} sont les réluctances de fuite \mathcal{R}_{ab} , \mathcal{R}_{bc} sont les réluctances de colonne gauche et droite. $F_1 - F_6$ représentent les forces électromagnétiques sur les enroulements.

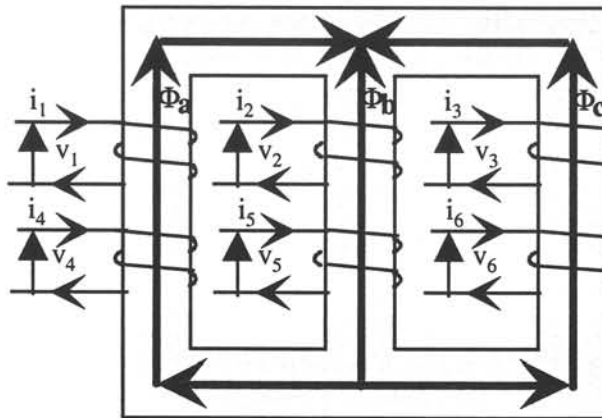


Fig. II.2.4. Transformateur triphasé à 2 enroulements et à flux forcé.

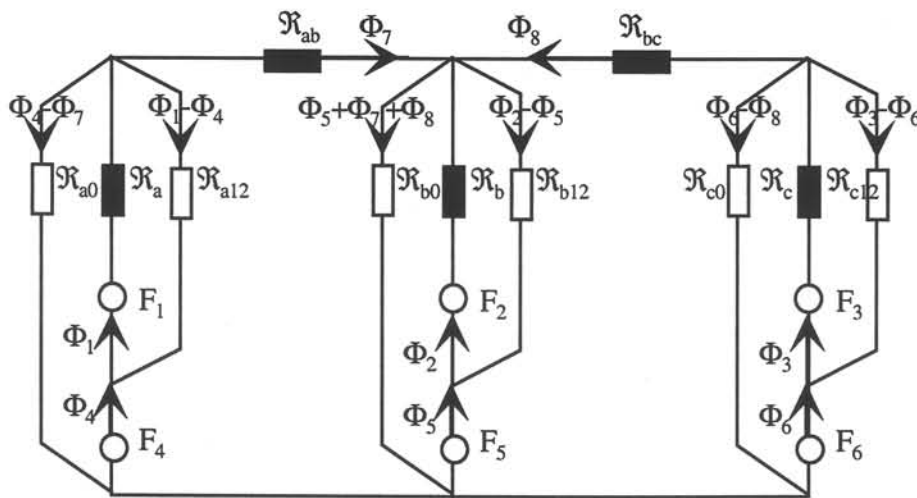


Fig. II.2.5. Circuit magnétique du transformateur triphasé à 3 enroulements et à flux forcé.

II.2.1.3.2. Identification des paramètres du circuit magnétique

En tenant compte de l'influence de la saturation, les réluctances \mathcal{R}_a , \mathcal{R}_b , \mathcal{R}_c peuvent être représentées par:

$$\mathfrak{R}_a = (N_1)^2 (k_{1a} + k_{2a} \lambda_1^{p-1}) \quad (\text{II.2.5})$$

$$\mathfrak{R}_b = (N_2)^2 (k_{1b} + k_{2b} \lambda_2^{p-1}) \quad (\text{II.2.6})$$

$$\mathfrak{R}_c = (N_3)^2 (k_{1c} + k_{2c} \lambda_3^{p-1}) \quad (\text{II.2.7})$$

Où: $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ sont les flux des enroulements primaires et N_1, N_2, N_3 sont les nombres des spires des enroulements primaires.

A partir de l'inductance ou de la réactance de court-circuit (L_{cc} ou X_{cc}), les réluctances $\mathfrak{R}_{a12}, \mathfrak{R}_{b12}, \mathfrak{R}_{c12}$ peuvent être calculées par (en pu):

$$\mathfrak{R}_{a12} = \mathfrak{R}_{b12} = \mathfrak{R}_{c12} = \frac{1}{X_{cc}} = \frac{1}{L_{cc}} \quad (\text{II.2.8})$$

Les réluctances $\mathfrak{R}_{a0}, \mathfrak{R}_{b0}, \mathfrak{R}_{c0}$ (en pu) peuvent être déterminées à partir de l'inductance ou de la réactance homopolaire (L_0 ou X_0):

$$\mathfrak{R}_{a0} = \mathfrak{R}_{b0} = \mathfrak{R}_{c0} = \frac{1}{X_0} = \frac{1}{L_0} \quad (\text{II.2.9})$$

Pour simplifier les calculs, l'influence de perte-fer est représentée par une résistance équivalente:

$$R_m = \frac{v}{i_R} = \frac{\frac{d\lambda}{dt}}{i_R} = \frac{1}{k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q} \quad (\text{II.2.10})$$

II.2.1.3.3. Equation du transformateur

Les équations différentielles de transformateur peuvent être décrites par:

$$v_i = R_i i_i + \frac{d\lambda_i}{dt} \quad i = 1, \dots, 6 \quad (\text{II.2.11})$$

Où R_i est la résistance de l'enroulement i .

A partir de la figure II.2.5, on peut obtenir:

$$\begin{bmatrix} \mathfrak{R}_{11} & & & & & \\ & \mathfrak{R}_{22} & & & & \\ & & \mathfrak{R}_{33} & & & \\ \mathfrak{R}_{41} & & & \mathfrak{R}_{44} & \mathfrak{R}_{45} & \mathfrak{R}_{46} \\ & \mathfrak{R}_{52} & & \mathfrak{R}_{54} & \mathfrak{R}_{55} & \mathfrak{R}_{56} \\ & & \mathfrak{R}_{63} & \mathfrak{R}_{64} & \mathfrak{R}_{65} & \mathfrak{R}_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Phi_1 \\ \Phi_2 \\ \Phi_3 \\ \Phi_4 \\ \Phi_5 \\ \Phi_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ F_4 \\ F_5 \\ F_6 \end{bmatrix} \quad (\text{II.2.12})$$

Où Φ est le flux.

La relation entre le flux total et la force électromagnétique est déterminée par:

$$\lambda = N\Phi; F = Ni \quad (\text{II.2.13})$$

On peut écrire sous forme matrice:

$$[G] [\lambda] = [I] \quad (\text{II.2.14})$$

$$\text{où: } [\lambda] = [\lambda_1 \ \lambda_2 \ \lambda_3 \ \lambda_4 \ \lambda_5 \ \lambda_6]^T \quad (\text{II.2.15})$$

$$[I] = [i_1 \ i_2 \ i_3 \ i_4 \ i_5 \ i_6]^T \quad (\text{II.2.16})$$

Les éléments de la matrice [G] sont représentés par:

$$G_{jk} = \frac{\mathfrak{R}_{jk}}{N_j N_k} \quad j, k = 1, \dots, 6 \quad (\text{II.2.17})$$

Les équations (2.1.11) peuvent réécrire:

$$\left[\frac{d\lambda}{dt} \right] = -[R][I] + [V] \quad (\text{II.2.18})$$

II.2.1.4. Conclusions

Le modèle proposé est capable de représenter correctement le comportement d'un circuit magnétique saturé et hystérétique. Ses avantages sont les suivants:

- il est facilement identifiable à partir des valeurs mesurées lors des essais du transformateur (V_{rms} , I_{rms} , Pertes fer)
- il permet de représenter les cycles d'hystérésis principal et secondaires et d'introduire le flux rémanent
- il tient compte de l'ensemble des pertes magnétiques mesurées et traduit correctement l'amortissement nonlinéaire
- il est utilisable pour divers appareils: transformateurs de mesure, inductance saturable [TR95b]
- il est facile d'implanter dans les logiciels de simulation numérique des régimes transitoires électromagnétiques de transformateur comme MORGAT, EMTP
- son implantation sur le logiciel MORGAT a été réalisée [TR97b]
- avec le nouveau modèle implanté dans MORGAT, les difficultés de représentation et d'interprétation cohérente de ces données seront éliminées
- le modèle peut être appliqué pour la détermination et la correction des pertes dans les conditions non-sinusoidales [TR97a].

II.2.2. MODELISATION DES AUTRES ELEMENTS NONLINEAIRES: PARAFONDRES ET EFFET DE COURONNE

II.2.2.1. Parafoudre

II.2.2.1.1. Introduction

Les dispositifs de protection des réseaux électriques à courant alternatif contre les surtensions sont généralement de deux types: l'éclateur et le parafoudre. Il est nécessaire, en revanche, d'utiliser des parafoudres dès que l'on veut réduire l'isolement des matériels ou améliorer la qualité de service. Ces dispositifs présentent de meilleures caractéristiques de protection, moyennant toutefois un coût plus élevé. Il existe aujourd'hui deux types de parafoudres:

varistance au carbure de silicium (SiC) et varistance à oxyde de zinc ZnO (MOV: Metal Oxyde Varistor ou MOA: Metal Oxyde Arrester).

Actuellement, les parafoudres à oxyde de zinc ont été largement utilisés dans les réseaux de transport HT et THT et les réseaux de distribution. Car les parafoudres à oxyde de zinc présentent deux avantages essentiels: un coefficient de nonlinéarité très important et leur capacité d'absorption d'énergie élevée.

L'objectif de cette étude est de proposer un modèle applicable à ces deux types de parafoudre pour les études de régime transitoires pour logiciel MORGAT. Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un contrat avec EDF/DER.

II.2.2.1.2. Modélisation de parafoudre ZnO pour les régimes transitoires lents

Un modèle de parafoudre ZnO peut être représenté par une résistance nonlinéaire définie simplement par sa caractéristique $v=f(i)$. Pour une précision acceptable, une représentation linéaire de cette caractéristique $v(i)$ par segment est insuffisante. La caractéristique $v(i)$ de parafoudre ZnO est représenté par une pente presque infinie dans la zone de tension normale et une pente presque horizontale dans la zone d'écristage de la surtension. La résistance nonlinéaire est représenté par une fonction exponentielle:

$$i = A \left(\frac{v}{v_{ref}} \right)^\alpha \quad (\text{II.2.19})$$

Où A , v_{ref} et α sont des constantes (typiquement $\alpha = 20$ à 30).

Comme il est difficile de décrire entièrement la totalité de la caractéristique $v(i)$ avec une seule fonction exponentielle, on la divise en plusieurs segments, chaque segment étant défini par sa propre fonction exponentielle. Pour les tensions inférieures à v_{ref} , le courant est extrêmement faible ($i = A \cdot 0.5^{30} = A \cdot 10^{-9}$ pour $v/v_{ref} = 0.5$), et une représentation linéaire est donc suffisante dans cette zone de basse tension. Dans la zone utile de protection des surtensions, deux segments avec les fonctions exponentielles sont normalement suffisants. La caractéristique nonlinéaire $v(i)$ de chaque segment est représentée par (II.2.19). A partir des données obtenues lors des essais (courants et tensions), les coefficients A et α de cette équation sont déterminés par la méthode des moindres carrés. La figure II.2.6 présente la caractéristique nonlinéaire d'un parafoudre MOV 180 kV.

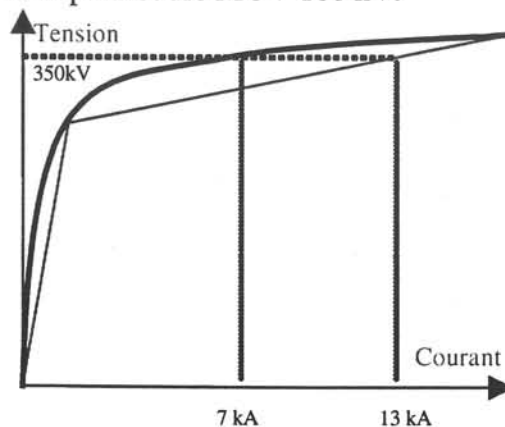


Fig. II.2.6. Caractéristique nonlinéaire $v-i$ du parafoudre MOV 180 kV.

II.2.2.1.3. Modélisation de parafoudre pour les régimes transitoires rapides

La caractéristique statique de l'équation (II.2.19) peut être étendue pour y inclure des effets dynamiques tels que l'hystérésis, grâce à l'addition d'une inductance série L ; la valeur de L peut être estimée lorsque le courant et la tension du parafoudre sont approximativement connus à partir d'un essai réel. Un modèle de parafoudre pour les ondes de courant à front raide (temps à la crête dans la zone de 0.5 à 10 μs) a été proposé dans [IE92]. L'idée principale consiste à diviser la résistance non linéaire en plusieurs résistances non linéaires parallèles qui sont découplées par des filtres à basse fréquence. La figure II.2.2 suivante, correspond à 2 résistances en parallèle:

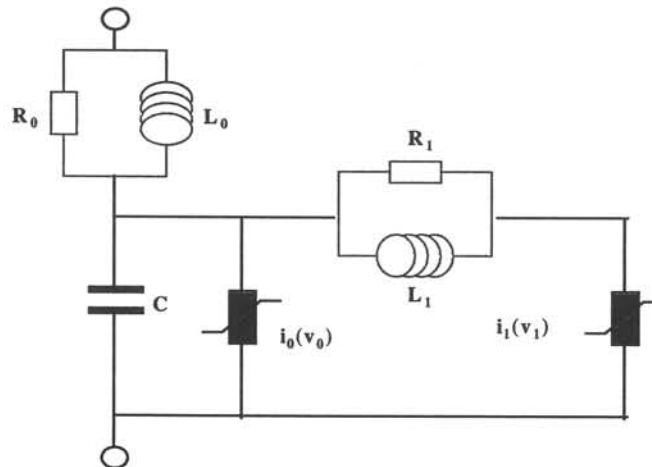


Fig. II.2.7. Modèle de parafoudre à 2 sections pour les ondes à front raide.

Le circuit $L_1 - R_1$ est un filtre à basse fréquence qui sépare deux résistances non linéaires définies par $i_0(v_0)$ et $i_1(v_1)$. L_0 est une petite inductance associée aux champs magnétiques de fuite autour du parafoudre, tandis que R_0 est introduite seulement pour amortir les oscillations numériques. C est une capacité parasite du parafoudre. Si trois parafoudres sont connectés aux phases a, b et c alors 6 résistances non linéaires doivent être déterminées avec la méthode numérique de compensation associée à 6 circuits équivalents de Thévenin.

Pour ce modèle, la caractéristique courant-tension du parafoudre est représentée par 2 sections de résistance non linéaire notées $A_0 = i_0(v_0)$ et $A_1 = i_1(v_1)$. Ces deux sections sont séparées par un filtre R_1-L_1 . Pour les ondes de courant à front lent, ce filtre R_1-L_1 a une très faible impédance et les deux sections du modèle sont essentiellement en parallèle. Pour les ondes à front raide l'impédance du filtre R_1-L_1 devient très importante. Il en résulte un courant dans la section non linéaire A_0 plus élevé que dans la section A_1 (la caractéristique A_0 a une tension d'écrêtage plus élevée que A_1 pour un courant donné). Ceci représente bien le fait que les parafoudres ont une tension résiduelle de décharge plus élevée pour les ondes à front raide (effet dynamique). Ces paramètres dépendent de la constitution générale du parafoudre.

II.2.2.1.4. Energie absorbée par le parafoudre

L'énergie absorbée par le parafoudre est un facteur important qui conditionne sa tenue thermique et mécanique: si cette énergie dépasse une limite définie par la capacité énergétique du parafoudre, celui-ci peut se mettre en court-circuit et exploser. De toute façon, l'énergie

accumulée par le parafoudre entraîne un échauffement des disques et si la température maximale dépasse une certaine valeur limite, le phénomène d'emballlement thermique peut apparaître après un certain temps, conduisant là encore à la défaillance du parafoudre (augmentation du courant de fuite sous la tension de service). C'est pourquoi, le calcul de l'énergie absorbée a été implanté dans le logiciel de MORGAT.

La capacité énergétique du parafoudre est généralement spécifiée par le fabricant en kJ/kV. Bien entendu, ceci correspond implicitement à une énergie volumique admissible (en kJ/cm³), compte tenu des marges de sécurité qui sont spécifiques de chaque fabricant et généralement non explicitées.

II.2.2.2. Modélisation de l'effet couronne

L'effet couronne désigne l'ensemble des phénomènes liés à l'apparition d'une conductivité d'un gaz dans l'environnement d'un conducteur porté à une haute tension. Cette conductivité est due au phénomène d'ionisation. Le phénomène d'ionisation est alors limité à une couronne d'une épaisseur bien définie. Sous l'influence de l'intense effet couronne qui accompagne les surtensions atmosphériques lorsqu'elles se propagent le long des conducteurs de ligne, ces surtensions subissent une déformation, en même temps qu'une réduction de leur amplitude. Ce phénomène de distorsion, qui se superpose à la distorsion, est dû à la dissipation d'énergie par injection de charges d'espace autour des conducteurs.

Pour les surtensions temporaires ou de manœuvre, l'influence importante par l'effet de couronne est la diminution de l'amplitude des surtensions. Les pertes de couronne dépendent de la configuration de pylône, des types de faisceaux de conducteur, de l'état de surface de conducteur et de la condition atmosphérique. Pour estimer précisément les pertes de couronne, il faut effectuer les essais réels.

Un programme, qui permet de modéliser l'effet de couronne pour les études des surtensions temporaires et de manœuvre, est développé dans le cadre de la thèse de S. LAM-DU [T_LA]. A partir d'une configuration de pylône et de conducteur, on détermine les pertes par l'effet de couronne. L'influence des pertes de couronne est représentée par les résistances nonlinéaires à chaque extrémité de ligne pour les études de régime transitoire électromagnétique.

II.2.2.3. Conclusion

La modélisation des éléments nonlinéaires comme le parafoudre et l'effet de couronne est très important pour les études des surtensions. Pour les surtensions temporaires ou de manœuvre, la modélisation de parafoudre est effectuée par les caractéristiques nonlinéaires $i(v)$ et la modélisation des pertes par effet de couronne est réalisée par les résistances nonlinéaires $i(v)$. Pour les surtensions atmosphériques, les modèles dynamiques sont appliqués afin d'obtenir les distorsions de forme d'onde des surtensions.

Le modèle de parafoudre a été développé et implanté dans le logiciel MORGAT [TR97b]. Un programme afin de modéliser l'effet de couronne a été développé. Le format de la caractéristique nonlinéaire obtenue est compatible avec plusieurs logiciels comme Morgat ou EMTP.

II.2.3. MODELISATION DES CABLES SOUTERRAINS

Deux techniques permettent aujourd'hui d'assurer le transport d'énergie entre les centrales de production et les centres de consommation: les lignes électriques et les câbles souterrains. Les câbles souterrains sont principalement employés pour le transport et la distribution d'énergie électrique dans les zones fortement urbanisées aux bords ou à l'intérieur des grandes villes, parfois pour résoudre des problèmes locaux particuliers, techniques ou environnementaux. De plus, des progrès récents en HT et THT faciliteront la mise en souterrain dans un avenir proche. Dans ce contexte, il est nécessaire d'améliorer le dimensionnement des liaisons en câbles isolés afin de diminuer significativement le surcoût du souterrain par rapport à l'aérien. En particulier, les techniques de mise à la terre des écrans de câbles jouent un rôle très important. C'est pourquoi la thèse de VO VAN HUY Hoang [T_VO] a pour objectif d'optimiser le dimensionnement des techniques de mise à la terre des écrans des câbles haute et très haute tension. Ce problème répond à des préoccupations majeures actuelles, car en 1992, un protocole sur l'insertion des ouvrages de transport de l'électricité dans l'environnement a été signé par l'Etat et l'Electricité de France. Il conduit à augmenter sensiblement la part du souterrain dans le réseau de transport haute voire très haute tension.

Au nombre des problèmes à résoudre, figure celui de la mise à la terre des écrans métalliques dont ces câbles sont pourvus. La mise à la terre continue des écrans n'est pas envisageable car elle implique la circulation d'un courant induit dans les écrans qui limite la capacité de transport des câbles (celle-ci est liée aux pertes Joule que le câble et son environnement doivent dissiper de manière à ne pas provoquer d'échauffement excessif). Les techniques dites de connexions spéciales d'écran (mise à la terre en un point et permutation) permettent d'annuler les courants de circulation dans les écrans mais elles conduisent à des montées en potentiel des écrans qu'il convient de limiter afin d'assurer la sécurité des personnes et la fiabilité des matériels (gaine des câbles et jonctions) à la fois en régime permanent, en régime de défaut et en régime transitoire c'est-à-dire vis-à-vis des surtensions liées aux manœuvres des appareillages de coupure ou à la propagation de la foudre.

L'objectif de la thèse est la définition de spécifications permettant d'optimiser le dimensionnement des techniques de mise à la terre des écrans dites de connexions spéciales d'écran. C'est-à-dire donner des règles de réalisation permettant de limiter les contraintes à des niveaux compatibles avec les tenues spécifiées des différents matériels, tout en minimisant le coût de mise en œuvre et d'exploitation.

Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire de mener:

- une étude des contraintes à la fréquence industrielle: d'une part en régime permanent et d'autre part dans les régimes de défaut consécutifs soit à une avarie externe à la liaison souterraine soit à un claquage de câble.
- une étude des contraintes en régime transitoire: les progrès sensibles réalisés ces dernières années dans les méthodes de calcul des transitoires adaptées aux câbles isolés souterrains permettent de déterminer précisément les contraintes subies par les matériels.

Pour le calcul des contraintes à la fréquence industrielle, deux techniques de mise à terre: mise à la terre en un point et permutation des écrans, ont été étudiées. Les montées en potentiel des écrans sont calculées en régime permanent et en régimes de défaut. Trois types de défaut sont concernés dans cette partie: le court-circuit triphasé, le court-circuit monophasé externe et le court-circuit monophasé interne. Les poses en trèfle et en nappe sont utilisées dans le calcul.

Une liaison d'interconnexion reliant deux postes est utilisée pour calculer la répartition du courant dans les câbles et dans le réseau de terre et les montées en potentiel des écrans. La méthode de calcul de ces grandeurs est développée. L'application pour une liaison aérienne et mixte est effectuée en tenant compte de l'influence du lieu de défaut, des résistances de terre et de la longueur des sections élémentaires. Le calcul des surtensions sollicitant les écrans des câbles pour une liaison souterrain double (réseau à 400 kV) est réalisé.

Pour ce qui concerne les contraintes à la fréquence industrielle, l'apport de la thèse de Vo Van Huy [T_VO] est double: d'une part, il réside dans l'élaboration de formules de calcul des surtension en régime de défaut monophasé (normalement dans le cas d'un claquage de câble) en fonction du trajet suivi par le courant de retour du courant de court-circuit. D'autre part, il porte sur le calcul de la répartition de ce courant de retour dans le réseau de terre. En formulant quelques hypothèses simplificatrices, on établit des expressions relativement simple des contraintes appliquées aux matériels en fonction des caractéristiques de liaisons souterraines (type de câble, mode de pose) et du réseau amont et aval.

Pour les contraintes en régime transitoire, les surtensions causées par les foudroiements du câble de grade et du conducteur de phase sont calculées pour les différentes configurations. Une analyse modale de la propagation transitoire dans les câbles est présentée. Les résultats de calcul théorique de l'impédance caractéristique, de la fonction de propagation et de la vitesse de propagation des modes sont cohérents avec les résultats calculés par EMTP. Une interprétation très compréhensive des modes pour les cases de permutation des écrans et de mise à la terre en un point est présentée.

Les surtensions atmosphériques sont étudiées en utilisant le logiciel EMTP dans les cas de mise à la terre en un point, de permutation des écrans pour une liaison simple à 225 kV et pour liaison double à 400 kV. L'influence des différents paramètres sur les surtensions des écrans est analysée comme la configuration des câbles, la résistance des prises de terre, la caractéristique de parafoudre (ZnO), le point d'impact de la foudre, la longueur du siphon et de câble de connexion écran - parafoudre et la présence de la source et des éclateurs sur le réseau aérien. Les variations de connexion des parafoudres sont aussi examinées (couplage en étoile neutre isolé ou neutre à la terre et couplage en triangle). Les formules de calcul approché des surtensions sont élaborées.

Les contraintes transitoires sollicitant la partie souterraine d'un siphon déterminées à l'aide du logiciel EMTP son analysées, en particulier, les différents modes de propagation des ondes sont mis en évidence. Des formules de calcul approché des surtensions sont élaborées, prenant en compte la tension assignée des limiteurs de surtension et leur mode de couplage.

L'optimisation des techniques de mise à la terre des écrans des câbles d'énergie constitue également un gisement d'économies. Les techniques dites de connexion spéciales d'écran (mise à la terre en un point et permutation d'écran) qui sont mieux adaptées au transport de fortes puissances que la technique de mise à la terre continue, ne sont pas d'une mise en œuvre aisée. En particulier, le choix des limiteurs de surtension nécessaires à la protection de la gaine des câbles vis-à-vis des contraintes transitoires électriques suppose une évaluation relativement précise des surtensions susceptibles d'affecter les liaisons en régimes transitoire, mais aussi, en régimes permanent et dans les différents régimes de défaut.

Une synthèse des études à la fréquence industrielle et en régimes transitoire est proposée dans ce travail. Elle permet de dégager des règles de dimensionnement des connexions spéciales d'écran relativement simples, y compris pour des circuits comportant 2 liaisons souterraines mise en parallèle. Il est intéressant de noter que, en adaptant quelques dispositions constructives pour que les contraintes subies par les matériels soient compatibles avec leurs tenues spécifiées, il est possible de réaliser des liaisons souterraines de très grandes longueurs en utilisant la technique de permutation d'écran.

Ici nous présentons quelques conclusions:

Mise à la terre en un point

Il est possible:

- de réaliser des siphons même avec des courants de défauts monophasés élevés, avec des longueurs de sections élémentaires en général supérieures à 1000 m
- en limitant le risque de destruction d'un parafoudre sur défaut interne à la liaison
- de retenir un modèle unique de parafoudre pour les réseaux 225 et 400 kV: de tension assignée 15 kV, à la condition de réaliser des prises de terre de résistance inférieure à 4 Ohms et à condition de réduire la longueur raisonnable des câbles de liaison.

Permutation d'écran

En adoptant une connexion des parafoudres en étoile avec neutre isolé, il est possible:

- de réaliser des siphons même avec des courants de défaut monophasé élevés, avec des longueurs de sections élémentaires en général supérieures à 2000 m
- en limitant le risque de destruction d'un parafoudre sur défaut interne à la liaison
- de retenir un modèle unique de parafoudre pour les réseaux 225 et 400 kV: de tension assignée 15 kV.

II.3. SURTENSIONS

II.3.1. CLASSIFICATION, ORIGINES ET EFFETS DES SURTENSIONS

Les surtensions dans un réseau électrique peuvent être engendrées par une large variété de facteurs comme les défauts, les manœuvres et les foudres. Dans les réseaux de transmission THT, les coups de foudre sont amortis en quelques microsecondes et les surtensions de manœuvre en quelques millisecondes. Par contre, les surtensions temporaires ont des durées relativement importantes avec différentes amplitudes et atténuations. C'est difficile pour la conception d'un matériel qui peut supporter tous les types de surtensions. Les chercheurs et les ingénieurs doivent trouver un compromis entre les niveaux de protection et le problème économique. La coordination de l'isolement électrique des ouvrages a pour objet de donner à chaque ouvrage les moyens de supporter sans dommages les niveaux de tensions ou de surtension auxquels ils peuvent être soumis pendant leur fonctionnement. Elle comporte deux aspects:

- un aspect passif visant à donner une bonne tenue du matériel aux contraintes électriques en tension
- un aspect actif visant à diminuer le niveau des surtensions par l'utilisation des dispositifs de protection comme les parafoudres, les éclateurs, les réactances shunt, les compensateurs statiques ...

Les surtensions peuvent être classées selon la durée (ou la gamme de fréquence) ou en fonction de la nature du phénomène comme sur la figure II.3.1.

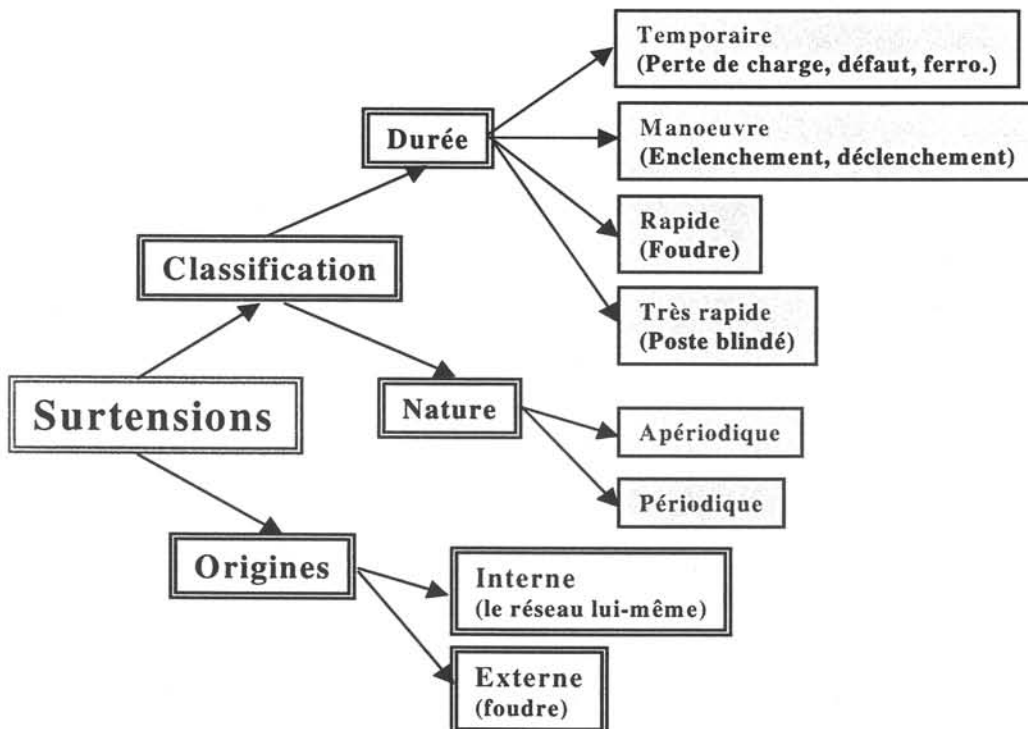


Fig. II.3.1. Classification et origines des surtensions

Les conséquences des surtensions sont le danger pour les personnes, la destruction de matériels, le vieillissement des isolations et le dysfonctionnement de matériels.

II.3.2. SURTENSIONS TEMPORAIRES

II.3.2.1. Introduction

La surtension temporaire est une surtension dont l'amplitude est supérieure à la tension maximale du réseau et qui dure plus de deux périodes. La caractéristique de la surtension temporaire est la durée de surtension très longue avec l'amortissement très faible. Les surtensions temporaires imposent à la fois des contraintes diélectriques et thermiques sur le matériel électrique en réseau, selon leur forme d'onde et leur durée. Les surtensions peuvent affecter directement la qualité, la performance, et la durée de vie de l'isolation d'un matériel. Les surtensions temporaires appliquées aux parafoudres à oxyde métallique entraînent des dissipations d'énergie supplémentaires. Les surtensions temporaires sont donc un facteur important pour le choix des parafoudres à oxyde métallique et, par conséquent, pour la coordination de l'isolement d'une façon générale. C'est pourquoi l'étude de surtension temporaire est très importante au niveau de la conception d'un réseau de façon à dimensionner économiquement en sécurité les appareils et les dispositifs de protection. Pour les réseaux THT avec les lignes très longues comme le réseau vietnamien, les surtensions temporaires posent des difficultés pour la conception et l'exploitation. L'étude de surtensions temporaires est une étude très importante pour dimensionner les appareils électriques des lignes longues comme celle à 500 kV du Vietnam. C'est pourquoi, une partie de la thèse de LAM DU SON [T_LA] propose les méthodologies de calcul de ces surtensions. Les conclusions importantes ont été tirées de ces études.

Les surtensions temporaires dépendent plusieurs facteurs comme la configuration du réseau, la puissance de court-circuit de source, les caractéristiques des lignes et des transformateurs, etc. La précision des résultats de simulation dépend fortement de la modélisation des éléments du réseau étudié. C'est pourquoi, la modélisation et la méthode de simulation jouent un rôle essentiel pour la détermination des pires contraintes de surtensions temporaires.

II.3.2.2. Origines des surtensions temporaires

Les surtensions temporaires d'un réseau électrique sont causées par:

- Apparition de défauts

L'apparition d'un défaut dans un réseau entraîne l'apparition d'une surtension transitoire et ultérieurement d'une surtension à fréquence industrielle.

- Perte de charge

Les pertes de charge peuvent être le résultat d'éliminations normales de défaut, d'erreurs humaines, d'une défaillance du système de protection du réseau, ou de surcharges du réseau. Ce cas conduit souvent aux situations de surtensions temporaires les plus sévères, tout spécialement lorsqu'il est associé à une élimination de défaut. Les surtensions les plus élevées interviennent dans le cas où des lignes longues sont connectées à un réseau d'alimentation peu puissante comme le réseau à 500 kV du Vietnam. Dans le cas d'une centrale d'îlotage, la survitesse de l'alternateur et son excitation associées à la saturation du transformateur sont importantes.

- Mise sous tension de lignes

Les surtensions temporaires apparaissent au départ de la ligne, lors de la mise sous tension d'une ligne, notamment d'une ligne longue.

- **Elimination de défaut et déclenchement de ligne**

Les surtensions temporaires en réseau, consécutives aux opérations d'élimination de défauts, sont généralement proches de la tension d'exploitation du réseau tant que cette opération n'aboutit pas à la séparation du réseau. Les surtensions temporaires apparaissent à l'extrémité de la ligne ouverte, après le déclenchement de la ligne ou consécutives à l'opération d'élimination de défaut.

- **Réenclenchement de ligne**

En extrémité de ligne ouverte, les surtensions apparaissent lors de réenclenchement rapide d'une ligne, notamment de réenclenchement monophasé.

- **Mise sous tension de transformateur**

La mise sous tension d'un transformateur soit en situation îlotage ou bien à l'extrémité d'une ligne de transmission, peut engendrer les surtensions temporaires, dues aux composantes harmoniques des courants d'appel. Ces situations sont très contraignantes lorsque la fréquence de résonance du réseau est proche d'un des harmoniques de rang faible (deux à cinq) présent dans les courants magnétisants. Ces situations de résonance de rang faible peuvent apparaître dans les réseaux avec des lignes longues et/ou dans le cas de réseaux peu puissants.

II.3.2.3. Facteurs d'influence sur les surtensions temporaires

La configuration du réseau, les caractéristiques du matériel, les méthodes de protection et les modes d'exploitation influent sur les surtensions temporaires. Les surtensions temporaires dépendent d'un nombre important de facteurs:

- les caractéristiques du réseau (puissance de court-circuit de la source, rapport X_0/X_1 du réseau, longueur des lignes, compensation shunt et série)
- état du réseau et son mode d'exploitation (transit de puissance)
- les caractéristiques des éléments constitutifs du réseau (incluant sa protection, la saturation des transformateurs et des réactances)
- la séquence des opérations entraînant l'apparition des surtensions temporaires
- défaut (condition de défaut, endroit, amplitude du courant de défaut).

II.3.2.4. Surtensions temporaires sur la ligne longue du réseau 500 kV vietnamien

Les résultats complets sont présentés dans [T_LA]. Ici nous présentons quelques conclusions:

- il faut modéliser précisément tous les éléments du réseau (500kV et 220 kV), notamment les lignes 500 kV, les transformateurs, les réactances shunt et de neutre, les condensateurs série, etc.
- la modélisation de source par le modèle des machines dynamiques avec leur système d'excitation est plus précise que le modèle simple (R et X''_d)
- il est nécessaire de tenir compte de l'effet de couronne dans l'étude
- il est possible de réduire les surtensions par le changement de mode d'exploitation

II.3.2.5. Conclusion

Cette étude montre l'influence de la modélisation et de la méthodologie de simulation sur les résultats de calcul de surtensions temporaires. L'étude porte sur une méthodologie de

simulation pour ajuster les calculs préliminaires dans la phase de conception de la ligne longue 500 kV du Vietnam. Car dans cette phase, plusieurs facteurs importants sur les surtensions ont été ignorés ou simplifiés comme l'effet de couronne, la modélisation simple de la source, la configuration irréaliste, etc.

Les résultats montrent l'efficacité des parafoudres, des réactances shunt et des charges le long de la ligne pour limiter les surtensions. L'énergie absorbée par parafoudre est très importante en cas de surtension très importante. Cela peut provoquer la destruction des parafoudres.

II.3.3. SURTENSION DE MANŒUVRE

II.3.3.1. Introduction

Lorsque de la conception des réseaux de transport d'énergie à haute tension (les lignes longues du Vietnam, par exemple), il est important de connaître l'amplitude des surtensions de manœuvres auxquelles on doit s'attendre. La nécessité de tenir les surtensions de manœuvre peut affecter considérablement le coût d'un réseau, d'où l'importance qu'il y a à estimer avec précision leur grandeur dans des conditions variées d'exploitation. L'étude de surtensions de manœuvre sur le réseau 500 kV du Vietnam a été réalisée dans la thèse de S. LAM DU [T_LA].

En cas d'incident réseau de grande ampleur, le principe retenu aux compagnies d'électricité (en particulier à EDF) consiste à réalimenter, à partir d'un groupe de production disponible sur le réseau, les auxiliaires des tranches nucléaires n'ayant pas réussi leur flottage, dans le double objectif de l'amélioration de la sécurité de leur alimentation électrique et de leur recouplage ultérieur en vue de la reprise de charge du réseau. La première phase de cette réalimentation consiste à la remise sous tension d'un ou plusieurs transformateurs de tranche nucléaire à partir de réseaux de faible puissance. L'enclenchement de ces transformateurs peut engendrer les surtensions très importantes. Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un contrat de recherche avec EDF/DTG, en développant des outils très efficaces permettant de déterminer automatiquement les taux de risque de surtensions en cas de renvoi de tension [TR97c].

Les surtensions de manœuvre, qui ont normalement un caractère transitoire, comportent toujours une composante à fréquence de service. Afin de mieux comprendre les résultats de diverses études, il est nécessaire de comparer l'ensemble de tous les paramètres essentiels du réseau et du disjoncteur qui ont une influence sur les surtensions de manœuvre.

II.3.3.2. Origines des surtensions de manœuvre

- Enclenchement ou déenclenchement d'une ligne à vide
- Mise en et hors circuit de transformateurs à vide
- Mise en et hors circuit de réactances à haute tension
- Mise en et hors circuit de condensateurs à haute tension
- Délestage à l'extrémité réceptrice d'une ligne.

II.3.3.3. Développement des outils d'analyse

Les surtensions de manœuvre dépendent fortement de la configuration du réseau, notamment de la puissance de court-circuit de source, de la longueur des lignes aériennes, du type de

transformateur et de la caractéristique magnétique du transformateur. La modélisation précise des lignes et du transformateur joue un rôle très important pour obtenir les résultats corrects. Les moments de manœuvre et les valeurs de flux rémanent du transformateur varient aléatoirement, c'est pourquoi les simulations statistiques sont nécessaires pour détecter les pires contraintes. Une étude de surtensions de manœuvre sur le réseau 500 kV du Vietnam a été réalisée dans [T_LA]. Les outils très puissants ont été développés dans le cadre de contrat avec EDF/DTG. Ces outils permettent de réaliser automatiquement les études de surtensions de manœuvre en cas de renvoi de tension sur le réseau EDF [TR97c].

II.3.4. FERRORESONANCE

La ferrorésonance fait partie de ces quelques phénomènes non-linéaires rares, complexes et dangereux par les surtensions et les surintensités qu'elle engendre. Peu accessible à la compréhension par le bon sens physique, et bien que redoutée par les exploitants de réseaux électriques, il arrive fréquemment que le phénomène soit ignoré lors de la planification et de la gestion prévisionnelle des réseaux électriques à haute et moyenne tension, ou au contraire, qu'on lui attribue tout phénomène inexplicable qui engendre des dégâts lors de l'exploitation des réseaux. Le phénomène de ferrorésonance (transitoire ou entretenue) apparaît au sein des réseaux comportant des éléments non-linéaires tels que les transformateurs saturés et des câbles. En général, les réseaux de distribution comportent un câble souterrain à l'extrémité duquel est raccordé un transformateur MT/BT. Les dispositifs de manœuvre sont manoeuvrés manuellement. Dans les réseaux de distribution, les protections sont les fusibles, une ou deux phases sont interrompues par la fusion des fusibles. Ces facteurs peuvent provoquer l'apparition des ferrorésonances.

La démarche de simulation reste basée sur une exploitation paramétrique qui trouve ses limites en termes de prédiction du phénomène, dès lors qu'on se trouve dans une zone intermédiaire entre deux conditions extrêmes: apparition très probable et non apparition. Le but de cette étude est de modéliser en régime transitoire différentes parties d'un réseau HTA en vue de déterminer le courant maximal, les surtensions et le risque d'apparition de ferrorésonance engendrés par certaines manœuvres. En particulier, nous allons étudier l'ouverture et la mise sous tension à vide d'un réseau HTA (comprenant des liaisons de câbles reliés à des transformateurs à vide) avec un interrupteur de chantier à commande manuelle unipolaire (DMC - appareil utilisé lors des travaux sous tension). Le réseau réel présente une topologie linéique simple, et comporte un câble souterrain à l'extrémité duquel est raccordé un transformateur MT/BT à vide.

Dans le cadre de travaux sous tension, la procédure de reprise du service, donc de remise sous tension du transformateur à vide, est réalisée par le raccordement successif des trois phases (connexion manuelle de "bretelles"). Dans certains cas, les opérateurs ont signalé l'apparition d'un préamorçage lors du raccordement de la troisième phase (consécutif à une alimentation biphasée) puis la destruction des parafoudres raccordés au primaire MT du transformateur, non pas immédiatement, mais à l'issue d'une durée plus ou moins longue (quelques minutes). Dans l'éventualité d'une ferrorésonance, la suite de l'étude consistera à estimer les contraintes énergétiques subies par les parafoudres et à vérifier si celles-ci peuvent être à l'origine des défauts constatés.

Les modélisations précises des composants, en particulier du transformateur et des parafoudres; les modèles correspondants qui ont été implantés dans le logiciel MORGAT, nous ont permis de réaliser les simulations numériques nécessaires; cette étape a pour but de déterminer les conditions d'apparition de la ferrorésonance, en l'absence de parafoudre. Une modélisation complémentaire des parafoudres à oxyde de zinc; a pour but de vérifier leur efficacité et leur tenue thermique en cas de limitation des surtensions induites par la ferrorésonance. Les simulations des cas réels correspondent à une configuration typique câble-transformateur. L'ensemble est protégé par des parafoudres. L'efficacité des parafoudres et les contraintes énergétiques qu'ils subissent lors de ce processus d'écrêtage sont étudiées. Puis, les résultats de simulation sont comparés aux résultats d'essais, afin de valider l'étude paramétrique réalisée à l'étape précédente.

Le but de cette partie est d'analyser le risque d'apparition de ferrorésonance dans le cas de manœuvres unipolaires d'un ensemble câble-transformateur à vide. L'objectif consiste à calculer les longueurs critiques de câble qui déterminent l'apparition de la ferrorésonance lors de ces manœuvres.

Ce travail a été effectué dans le cadre d'un contrat de recherche avec EDF/SERECT.

- **Paramètres d'influence sur la ferrorésonance**

Les paramètres importants d'influence sur la ferrorésonance sont:

- La caractéristique magnétique de transformateur
- La capacité directe et homopolaire de câble ou de ligne de connexion
- Le couplage magnétique de transformateur (flux libre ou forcé...)
- Le couplage électrique de transformateur (étoile ou triangle...)
- La puissance de court-circuit de source
- L'instant de déenclenchement ou d'enclenchement du transformateur
- Les facteurs permettant d'amortir le phénomène (pertes, résistance du circuit)

- **Détermination de la longueur critique**

On peut déterminer la longueur critique du câble, au-delà de laquelle la ferrorésonance peut apparaître. Deux solutions sont proposées, la première concerne une estimation simple, la seconde est obtenue par les simulations. Compte tenu de la complexité des phénomènes, liée aux non-linéarités des composants (transformateur et parafoudre) et à la diversité des paramètres d'influence, on peut considérer que le modèle de simulation est valable. La qualité des résultats obtenus résulte à la fois de la structure du modèle et de la précision de ses paramètres.

Dans les réseaux de distribution du Vietnam, cette étude est nécessaire, car les manœuvres des systèmes câble-transformateur sont réalisées de façon manuellement. Les risques de destruction des parafoudres et des transformateurs sont très élevées. Dans [T_LA], plusieurs types des câbles et des transformateurs utilisés au Vietnam ont été étudiés en utilisant EMTP afin d'élaborer les règles de manœuvre pour les opérateurs.

II.4. AUTO-REENCLENCHMENT MONOPHASE

En cas de défaut fugitif apparaissant sur une seule phase d'une ligne THT, il peut être avantageux d'éliminer ce défaut par l'ouverture du seul pôle du disjoncteur relatif à la phase en cause (*déclenchement monophasé*). Dans quelque temps, cette phase est réenclenchée automatiquement pour maintenir le transfert d'énergie qui n'est pas complètement interrompu. Par contre, le déclenchement monophasé ne coupe pas totalement le courant du défaut. En effet, le couplage capacitif avec les phases saines continue à introduire un faible courant, qui peut être suffisant pour entretenir un arc grêle par conséquence pour empêcher l'élimination du défaut par régénération du pouvoir diélectrique de l'isolement. Ce courant est appelé "*courant d'arc secondaire*". Le réenclenchement monophasé présente un moyen d'améliorer la stabilité transitoire des réseaux, de réduire l'effet de torsion sur les arbres des alternateurs, de réduire les surtensions, d'augmenter la fiabilité et la continuité de fonctionnement du réseau.

Le succès de l'auto-réenclenchement monophasé sur des lignes électriques dépend des moyens d'interruption du courant d'arc secondaire. Pour qu'un auto-réenclenchement monophasé soit réussi, le courant d'arc secondaire et le temps de montée de la tension transitoire de rétablissement (TTR) doivent rester à des niveaux acceptables. Le critère d'extinction, ainsi que la durée de l'arc, ne peuvent être déterminés qu'au moyen d'essais dans un laboratoire à haute tension. L'extinction de l'arc secondaire en cas d'auto-réenclenchement monophasé dépend d'un plus grand nombre de facteurs tels que le courant d'arc secondaire, la tension de rétablissement, l'emplacement d'arc, les conditions météorologiques, le couplage entre phases et la tension de réseau. Un certain nombre de dispositifs ont été développés et réalisés comme: la mise rapide à la terre aux deux extrémités de la ligne, le schéma simple de réactance à quatre branches, le schéma modifié par réactance à quatre branches, le condensateur en série et le schéma hybride de déclenchement.

Pour les lignes longues avec les compensations série, le problème devient très compliqué. La composante due au couplage capacitif entre phases est dominante pour les lignes longues. Etant donnée que l'exploitation normale des ces lignes requiert l'utilisation des inductances shunt, la composante due au couplage capacitif est annulée en insérant une réactance de valeur appropriée dans le neutre des inductances comme la partie précédente. La composante due au couplage inductif du courant d'arc secondaire sur ces lignes ne pose généralement pas de problème parce que son amplitude dépasse rarement une dizaine d'ampères. Sur les lignes compensées série, le courant d'arc secondaire peut aussi comporter une autre composante importante qui est due à la décharge des condensateurs série dans le défaut via le chemin offert par les inductances shunt. Une autre composante continue due à l'énergie piégée dans l'inductance shunt à l'instant de la création du défaut.

Pour diminuer la composante due à la décharge des condensateurs série, une nouvelle méthode est proposée [TR00a]. Cette solution est de court-circuiter les condensateurs série de chaque extrémité en donnant un ordre de fermeture monophasé (phase en défaut) aux deux disjoncteurs de contournement. Dans la méthode proposée, en cas de défaut monophasé, les condensateurs série sont contournés par une résistance additionnelle. La méthode proposée présente des avantages suivantes: la méthode proposée est très simple, ne demande pas des changements du système de protection, assure en tous cas, une extinction de courant d'arc secondaire et permet de réduire le temps mort de réenclenchement du réseau (cela permet d'améliorer la stabilité du réseau).

CHAPITRE III

AMELIORATION DES PERFORMANCES DES RESEAUX ELECTRIQUES

III.1.INTRODUCTION

Dans cette partie, nous résumerons les recherches concernant le fonctionnement optimal en économie et sécurité. Nous présentons tout d'abord les recherches sur la stabilité de tension. Les analyses statiques et dynamiques de ces phénomènes sont examinées. Les nouvelles stratégies pour les mesures préventives et correctrices contre les effondrements de tension sont proposées. Nous traitons ensuite les méthodes d'optimisation utilisées dans l'exploitation ou la planification des réseaux électriques. Les études de production économique pour le réseau vietnamien sont présentées. Le "réactif" sans lequel le système électrique ne serait pas viable. C'est pourquoi nous poursuivons les recherches sur l'analyse technico-économique de la valorisation du réactif. Enfin nous passerons aux réseaux de distribution par les études de l'impact de la production décentralisée.

Thèses préparées dans le cadre de cet axe

- **Chulasa PRAING** (Co-encadrement avec R. FEUILLET)
"Analyses et mesures contre les effondrements de tension", soutenance prévue en Septembre 2000.
- **Jean François CANARD** (Co-encadrement avec N. HADJ-SAID)
"Impact des générations dispersées dans les réseaux de distribution", soutenance prévue en Décembre 2000.
- **Cuong NGUYEN DUC**
"Optimisation de l'exploitation des réseaux électriques - Application pour le réseau vietnamien", soutenance prévue en Septembre 2001.
- **Liem NGUYEN VAN**
"Analyses et améliorations de la stabilité transitoire et dynamique du réseau vietnamien", soutenance prévue en Décembre 2001.

DEA préparés dans le cadre de cet axe:

- **Mikaël LE ROLLE**
"Recherche de la stabilité de tension des grands réseaux électriques", DEA soutenu en Septembre 1993.
- **Chulasa PRAING**
"Etude de la stabilité d'un groupe hydraulique avec un système de régulation de tension dans différentes configurations de réseau", DEA soutenu le 20 Juin 1997.
- **Sheila Elizabeth AMES**
"Pricing reactive power support using reactive tariff zones", DEA soutenu le 15 Septembre, 1998.

III.2. STABILITE DE TENSION

III.2.1. INTRODUCTION

Un réseau électrique est caractérisé par la présence de multiples sources d'alimentation et de charges, reliés par un réseau maillé. Normalement, le réseau doit fonctionner dans un régime stationnaire et dans les limites d'exploitations normales. Cependant, le réseau est continuellement soumis à divers aléas qui peuvent perturber son fonctionnement normal. Dans certaines conditions critiques causées par des perturbations, le réseau peut connaître un phénomène d'écroulement de tension avec les conséquences très graves. Les processus d'écroulement de tension sur les réseaux électriques résultent de phénomène complexes, faisant intervenir de multiples paramètres. Ces phénomènes peuvent revêtir des aspects très différents en fonction des conditions d'exploitation du système production-transport au moment de l'incident. Ces phénomènes trouvent souvent leur origine dans les cascades inopinées d'événements qui conduisent à des chutes brutales de la tension et qui peuvent laisser peu de temps, seulement quelques minutes parfois, pour prendre les mesures de sauvegarde nécessaires. Les difficultés inhérentes à l'analyse des différents problèmes associés aux effondrements de la tension résultent du comportement plus ou moins non linéaire de beaucoup de composants du réseau. La compréhension des phénomènes mis en jeu est un préalable indispensable à la conception des mesures nécessaires à la maîtrise de ces situations.

Mieux comprendre ces phénomènes de la stabilité de tension et mieux exploiter les méthodes d'analyse de ces phénomènes pour prendre des actions préventives et correctrices, c'est l'objectif du travail de thèse de PRAING Chulasa.

III.2.2. MECANISMES D'ECROULEMENT DE TENSION

L'effondrement de tension intervient généralement suite à une perturbation majeure ou à une augmentation importante de la charge sur un réseau d'énergie soumis à de fortes contraintes. Ce réseau est affaibli et sa consommation de puissance réactive s'accroît. Les phénomènes d'écroulement de tension sont dus à un plan de tension initial bas, une charge appelée importante, un fonctionnement proche de la limite de puissance transmissible, une production trop éloignée de la consommation et/ou à une insuffisance de moyens de compensation. Celle-ci entraîne une augmentation des pertes réactives du réseau, une augmentation des prises de transformation des transformateurs, et l'arrivée en limitation de puissance réactive des générateurs ou des compensateurs. Un manque de puissance réactive ou une surcharge de certains éléments de réseau peut provoquer le déclenchement de lignes et/ou de générateurs. La tension baisse rapidement, accélérée par l'entrée en instabilité de certains réglages comme les régleurs en charge des transformateurs (Fig. III.2.1).

Il existe plusieurs formes d'instabilité et d'effondrement de tension, qui peuvent être classées en fonction de leur durée. Celle-ci varie d'une fraction de seconde à plusieurs dizaines de minutes. On parle alors de *stabilité transitoire* et de *stabilité à long terme de la tension*. La distinction est presque toujours clairement établie entre les deux. La figure III.2.2 indique le temps de réponse des matériels pouvant être impliquée dans un effondrement de tension [TA94].

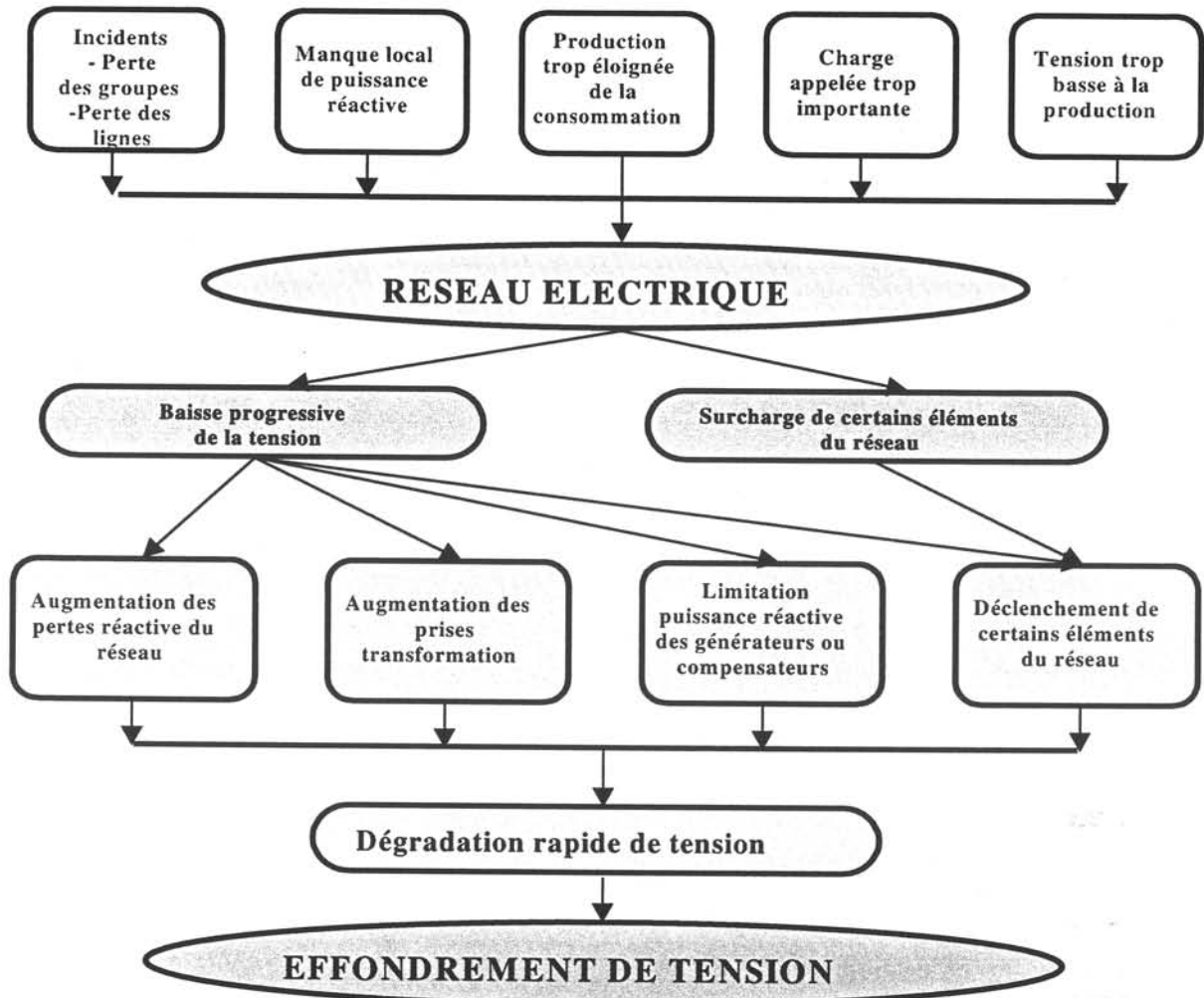


Fig. III.2.1. Mécanismes d'effondrement de tension.

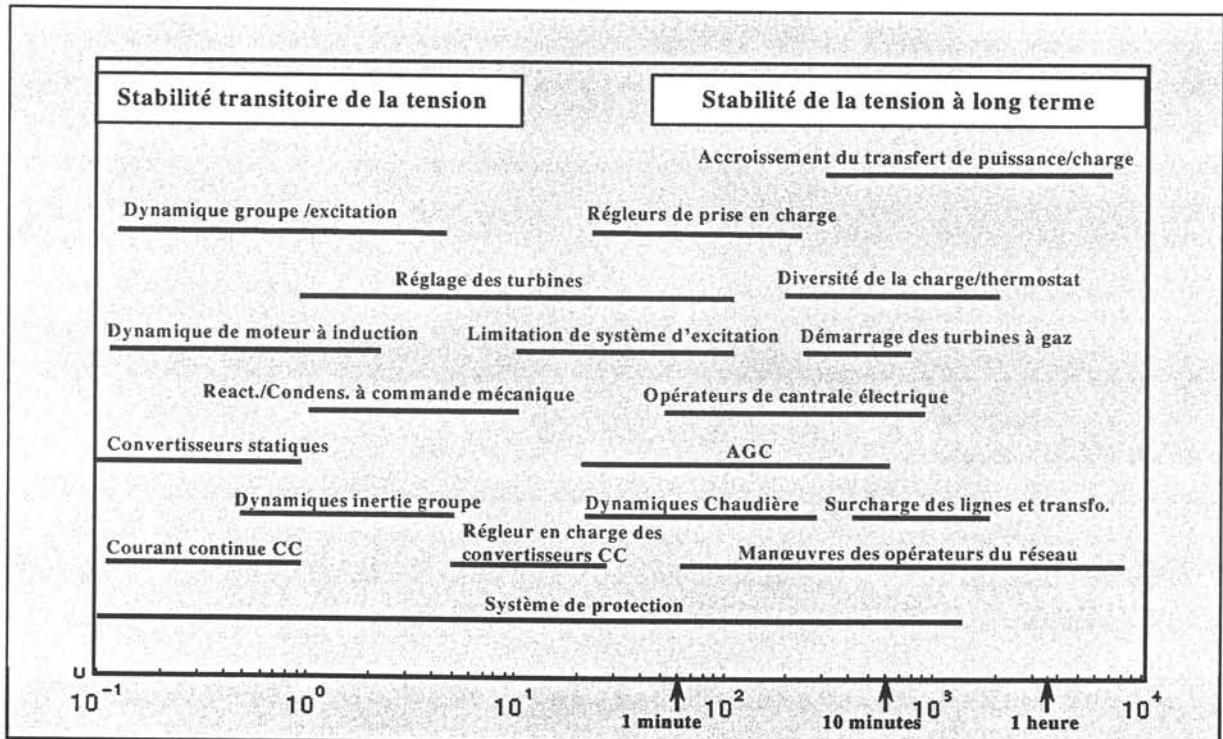


Fig. III.2.2. Durée des phénomènes de stabilité de la tension.

051 096347 3

III.2.3. METHODES D'ANALYSE

Un réseau d'énergie est de nature dynamique. L'instabilité et l'écroulement de tension sont provoqués par divers phénomènes dynamiques. La dynamique est très complexe et met en jeu les éléments du réseau d'énergie associés à la production, au transport, à la distribution et à la charge. Il existe une dynamique continue et une dynamique discontinue.

La principale technique d'étude de l'écroulement de tension lent est la simulation du transit de puissance (c'est à dire l'analyse en régime permanent). On peut représenter l'effondrement de tension lent de façon approximative par des "instantanés" du transit de puissance pris à des intervalles de plusieurs dizaines de secondes ou de minutes suite à une indisponibilité majeure. La simulation dynamique est cependant précieuse, dans la mesure où elle permet de déterminer et de suivre la succession dans le temps des mesures de réglage et de protection. L'utilisation des régleurs de prise en charge en série, le délestage sur baisse de tension, la hiérarchie d'insertion des batteries de condensateurs shunt et les autres mesures de réglage et de protection intervenant simultanément sont difficiles à simuler à l'aide de programmes d'étude des transits de puissance. La simulation à long terme peut confirmer les résultats obtenus par une analyse statique exigeant moins de calculs.

L'analyse statique peut être utilisée de façon efficace pour déterminer les marges de sécurité et identifier les contraintes du réseau, ainsi que pour étudier un large éventail d'états du réseau et d'incidents. L'analyse dynamique se complète mutuellement.

Les outils et les techniques pour étudier l'instabilité de tension des réseaux électriques peuvent être divisés en deux groupes: l'analyse statique et l'analyse dynamique.

En ce qui concerne la simulation, la question majeure est de savoir si les diverses méthodes d'analyse en régime permanent sont adaptées à une analyse rapide et approximative. Les méthodes d'analyse en régime permanent constituent un outil précieux pour l'analyse de l'effondrement à long terme de la tension. Cependant, dès que l'on s'approche des limites de la stabilité, et dans d'autres cas, la simulation dynamique est essentielle.

Les analyses dynamiques utilisent les techniques de simulation dans le domaine temporel. Fort heureusement, on dispose aujourd'hui de logiciels perfectionnés pour simuler la dynamique lente. Les divers aspects et mécanismes de l'instabilité et de l'effondrement de tension peuvent être représentés par la simulation des domaines temporels. Bien entendu, le temps de simulation pour les études dans le domaine temporel est très important pour les grands réseaux. Il faut prendre un grand effort et il faut avoir des expériences pour analyser les résultats obtenus par les simulations avant de donner les conclusions précieuses. Pour analyser la coordination des contrôles et des protections, les analyses dynamiques rencontrent des difficultés en tenant compte des différentes conditions de fonctionnement du réseau et de plusieurs cas de contingence.

Les techniques d'analyse statique sont basées sur les équations de répartition des puissances. L'analyse statique peut donner la marge de la stabilité de tension et les mécanismes de l'instabilité de tension. Concernant la stabilité de tension, les techniques d'analyse statique peuvent répondre aux trois questions suivantes:

- Dans une condition de fonctionnement donnée, le réseau est-il stable pour la tension?
- Combien est-elle, la distance du point de fonctionnement au point d'instabilité de tension?
- Si le réseau est instable, où et pourquoi l'instabilité de tension apparaît?

III.2.3.1. Analyses statiques – Nouvelle méthode de calcul des facteurs de participation basée sur indicateurs L

Plusieurs méthodes d'analyses statiques ont été étudiées et appliquées sur les différents réseaux comme le réseau vietnamien en 2000 et en 2005. Les analyses statiques étudiées sont l'indicateur L, les analyses linéarisées (sensibilités VQ, valeurs propres, valeurs singulières), les facteurs de participations des nœuds, des branches et des générateurs, méthode de continuation, les indicateurs basés sur les pertes. Ces indicateurs sont calculés et comparés.

Parmi les indicateurs, ici nous présentons le calcul des indicateurs L. Les indicateurs L sont calculés par [KE86] pour chaque nœud de charge:

$$L_j = \left| \underline{L}_j \right| = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} C_{ji} \underline{V}_i}{\underline{V}_j} \right| \quad j \in \alpha_L \quad (\text{III.2.1})$$

Où: α_L, α_G : Ensemble des nœuds de charge et de générateur, respectivement

$\underline{V}_j, \underline{V}_i$: Tensions complexes au nœud de charge j et de générateur i

C_{ji} : La matrice de participation.

Ces indicateurs varient entre 0 (pas de charge) et 1 (limite de stabilité de tension). Cette méthode est très simple et très rapide pour détecter la distance du point de fonctionnement au point d'instabilité de tension. Par cette méthode, les nœuds ou les zones qui sont vulnérables à l'écroulement de tension sont identifiés. Cette méthode peut être appliquée en temps réel pour les grands réseaux (c'est à dire qu'il s'agit d'un indicateur à court-terme).

Une nouvelle méthode, qui permet de déterminer les facteurs de participation des nœuds, des branches et des générateurs, est développée. La méthode est basée sur ces indicateurs. Ces facteurs de participation permettent de déterminer l'efficacité de l'action de sauvegarde et de choisir les contingences.

III.2.3.2. Analyses dynamiques

Les simulations dynamiques sont réalisées en utilisant Eurostag. Les facteurs dynamiques sont modélisés comme les régleurs en charge des transformateurs, les comportements dynamiques des machines (avec les systèmes de réglage de tension et de vitesse), des charges, des dispositifs FACTS, etc. Les simulations sont effectuées sur le réseau à 10 nœuds et le réseau vietnamien en 2000 et en 2005.

III.2.4. MESURES PREVENTIVES ET CORRECTRICES DE L'ECROULEMENT

On établit une distinction entre *mesures préventive* et *mesures correctrices*, particulièrement dans le domaine de l'exploitation des réseaux. Les mesures préventives sont prises en prévision d'aléas plausibles. Certaines sont coûteuses: rééchelonnement de la production en vue de réduire les importations ou même réduction de la charge. Certaines mesures préventives peuvent s'avérer utiles pour quelques aléas, et inutiles ou même indésirables pour d'autres. Elles sont généralement prises à l'initiative de l'exploitant, sur la base d'une évaluation de la sécurité à l'aide d'un logiciel de gestion de l'énergie ou d'une simulation hors

temps réel. Certaines mesures préventives peuvent être à la fois simples et efficaces. Elles peuvent consister par exemple à utiliser un condensateur shunt pour fournir aux groupes une réserve de puissance réactive automatique et à action rapide.

Bien que les mesures préventives contre l'effondrement de tension soient généralement fiables et robustes, les mesures correctrices sont souvent plus efficaces (par rapport à leur coût). Elles ne sont en général utilisées (souvent automatiquement) qu'en cas de perturbation grave. Elles visent à faire passer le réseau d'un état d'urgence à un état d'alerte ou normal, ou d'un état d'alerte à un état normal.

Si l'on se fonde sur la classification des états de fonctionnement du réseau, les mesures préventives de l'effondrement font passer le réseau d'un état d'alerte à un état normal, tandis que les mesures correctrices font passer le réseau d'un état d'urgence à un état d'alerte ou normal. La figure III.2.3 [CI95] indique la hiérarchie des états de fonctionnement du réseau en contexte d'instabilité de la tension, ainsi que plusieurs mesures correctrices et préventives (réglages). Le retour à une situation de sécurité (tirets) peut intervenir suite à des événements normaux (réduction de la demande, restauration d'équipements indisponibles), sans nécessité de mesures préventives de l'effondrement.

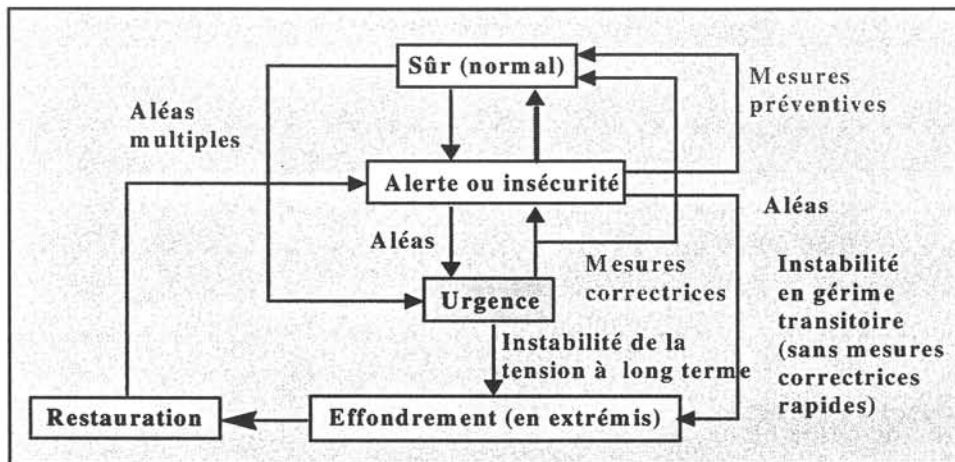


Fig. III.2.3. Etats de fonctionnement en cas d'instabilité et d'effondrement de la tension.

Voici quelques-unes des principales mesures contre l'effondrement :

- Surveiller la production de puissance réactive des groupes et veiller à ce que les réserves de puissance réactive au niveau de chaque groupe soient toujours suffisantes. Ajuster le réglage et la protection du matériel de production de manière à minimiser les limitations de la capacité en puissance réactive.
- Optimiser le réglage des prises des transformateurs de groupe et des transformateurs auxiliaires.
- Planifier et utiliser la compensation shunt du réseau de transport de manière à constituer une réserve de puissance réactive adéquate au niveau des groupes, des compensateurs synchrones et des compensateurs statiques.
- En cas de forte charge, maintenir une tension élevée sur les réseaux de transport de répartition et maintenir un profil de tension plat ou optimal. En temps réel, exploiter toutes les ressources de puissance réactive disponibles au moyen d'un réglage coordonné.
- Rendre le réglage des batteries de condensateurs shunt et des inductances shunt à commutation mécanique plus sensible en utilisant les signaux à distance (fondés sur la production de puissance réactive des groupes par exemple). La compensation de puissance

réactive peut alors entrer en action avant que les mécanismes de l'instabilité de tension intervenant à plus long terme ne se déclenchent.

- Coordonner le transport et la distribution. La baisse de la tension à proximité des zones de charge peut contribuer à nettement réduire les besoins en puissance réactive des charges et des transformateurs HT/MT.
- Coordonner les réglages au niveau des changeurs de prise en charge des transformateurs pour améliorer la tenue de la tension (blocage, temps de retard plus longs, limitation du nombre d'échelons).
- Recourir au délestage automatique pour les perturbations dont la probabilité d'occurrence est faible. Il est possible d'accroître la compensation de puissance réactive pour que la fréquence et la durée du délestage soient acceptables. Plusieurs formes de délestage sont disponibles.
- Vérifier que les relais de protection des groupes et des lignes de transport ne fonctionnent pas de manière indésirable en cas de surcharge ou de faible tension. Tenir compte des caractéristiques thermiques des lignes de transport en temps réel.
- Redistribuer la production des groupes en vue de réduire les importations dans les zones critiques.
- Reconfigurer le réseau pour changer les transferts de puissance.
- Démarrer les groupes, par exemple les groupes de diesel en cas nécessaire.
- Ajuster le réglage des systèmes FACTS et HVDC surtout les valeurs de consignes.

III.2.4.1. Mesures en cas d'écroulement de la tension en régime transitoire

Les écroulements en régime transitoire surviennent en quelques secondes à la suite de perturbation (par exemple, court-circuit grave avec déclenchement de lignes). En général, ce sont les moteurs à induction qui calent (ils ne parviennent pas à réaccélérer à la suite de l'élimination du défaut). La demande de puissance réactive des convertisseurs CCHT constitue une autre difficulté. Sur les réseaux faibles, les effondrements en régime transitoire sont plutôt dus à des indisponibilités de lignes, l'équilibre étant plus difficile à atteindre en raison de l'allongement de la distance électrique. Les mesures contre l'effondrement peuvent être axées sur la production (régulation des excitations rapide et efficace), sur le transport (compensateurs statiques de puissance réactive par exemple) ou sur le délestage sur seuil de tension et les variations de puissance rapide des liaisons à courant continu.

Les progrès accomplis dans le domaine de l'électronique de puissance ouvrent de nouvelles possibilités en ce qui concerne le soutien rapide en tension. Le compensateur statique de puissance réactive STATCOM (STATic synchronous CONDenser), basé sur un thyristor GTO, fait partie de ces possibilités.

III.2.4.2. Optimisation de répartition de puissance réactive- Méthode proposée pour la minimisation des indicateurs

Dans la plupart des cas, les mesures réalistes contre l'effondrement se limitent à la compensation de la puissance réactive et aux réglages. En ce qui concerne la compensation de puissance réactive, ce sont les compensateurs statiques, les compensateurs synchrones et les compensateurs série qui sont les plus onéreux et les plus efficaces. Les compensateurs statiques et synchrones conviennent essentiellement pour les problèmes d'effondrement en régime transitoire. La solution la plus adaptée aux problèmes d'effondrement de tension consiste généralement à allier de manière coordonnée compensation de la puissance réactive

et réglages. C'est cette combinaison qui permet d'obtenir le niveau de transfert de puissance le plus élevé. Compte tenu de leur coût peu élevé, les mesures contre l'effondrement fondées sur les réglages, associées à la bonnes méthodes d'exploitation, constituent la solution la plus satisfaisante. Il est possible d'obtenir des réglages fiables dès le niveau de la conception. L'utilisation de plusieurs mesures contre l'effondrement axées sur les réglages assure une "défense en profondeur".

Le programme d'optimisation de répartition de puissance (OPF: Optimal Power Flow) est un outil très puissant pour la sélection et la coordination des mesures contre l'effondrement de tension. La nature d'application d'OPF dépend des fonctions d'objectif et des contraintes imposées. Pour augmenter les marges de stabilité de tension, une nouvelle méthode basée sur l'indicateur a été développée [TR00b].

Si le réseau présente au moins un nœud ayant un indicateur très grand (proche de 1), ce réseau risque l'écroulement de tension. Si on assure que le réseau fonctionne avec tous les nœuds ayant des indicateurs très loin de 1 (ou proche de 0), ce réseau est très stable. Pour chaque point de fonctionnement donné, l'objectif de la méthode proposée est de déterminer les solutions optimales des réglages (consignes des générateurs, prises des transformateurs, puissances réactives des capacités) de façon à diminuer les indicateurs L.

$$\text{Min } F = \sum_{j=1}^{n_l} \{L_j\}^2 = \sum_{j=1}^{n_l} \{L_j^R\}^2 + \{L_j^I\}^2 \quad (\text{III.2.2})$$

Avec les contraintes:

$$\begin{aligned} V_L^{\min} &\leq V_L \leq V_L^{\max} \\ Q_G^{\min} &\leq Q_G \leq Q_G^{\max} \\ V_G^{\min} &\leq V_G \leq V_G^{\max} \\ Q_C^{\min} &\leq Q_C \leq Q_C^{\max} \\ T^{\min} &\leq T \leq T^{\max} \end{aligned}$$

III.2.4.3. Mesures correctrices

Les mesures correctrices sont effectuées par des actions d'urgence comme par exemple une baisse du point de consigne de la tension MT, un blocage des régleurs THT/HT (et/ou HT/MT) des transformateurs, un délestage approprié de la clientèle, etc. Ces actions peuvent être obtenues par un couplage entre les analyses statiques et les analyses dynamiques.

L'objectif de la méthode proposée est de déterminer le volume minimal de charge à délester pour augmenter le plan de tension:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^{N_L} C_j^T (\Delta P_j + \Delta Q_j) \quad (\text{III.2.3})$$

Sous les contraintes:

$$\Delta V_i^{\min} \leq \sum_{j=1}^{N_L} SV P_{ij} \Delta P_j + \sum_{j=1}^{N_L} SV Q_{ij} \Delta Q_j \leq \Delta V_i^{\max} \quad i = 1, \dots, N_L$$

$$0 \leq \Delta P_j \leq \lambda_j P_j^0$$

$$0 \leq \Delta Q_j \leq \lambda_j Q_j^0$$

Où

C^T : vecteur de coût de délestage de charge

ΔP_j : puissance active à délester au nœud j (MW)

ΔQ_j : puissance réactive à délester au nœud j (MVAR)

λ_j : pourcentage de charge autorisé à délester par rapport à la puissance initiale

SVP : matrice de sensibilité entre la variation de tension et la variation de puissance active

SVQ : matrice de sensibilité entre la variation de tension et la variation de puissance réactive

ΔV_i^{min} : variation de tension entre la valeur actuelle et la valeur minimale

ΔV_i^{max} : variation de tension entre la valeur actuelle et la valeur maximale

N_L : nombre de nœuds de charge considéré pour effectuer le délestage.

III.2.5. CONCLUSIONS

Même si les modèles et techniques de simulation continuent de s'améliorer, la simulation, notamment des événements à long terme, ne permettra jamais de reproduire fidèlement la réaction du réseau face à des perturbations menaçant la stabilité de tension. Le volume d'informations concernant la charge et les dispositifs de réglage et de protection, et nécessaire à une simulation haute fidélité, est considérable.

Les réseaux d'énergie doivent donc être conçus avec des marges d'incertitude suffisantes prenant en compte la probabilité de conditions extrêmes menaçant la stabilité de la tension ainsi que les dispositifs de protection de secours, comme le délestage de charge sur baisse de tension.

Ces études sont très importantes pour les démarches de calcul l'ATC (Available Transfer Capability) dans le contexte de dérégulation (voit la partie III).

III.3. OPTIMISATION DE LA PLANIFICATION ET DE L'EXPLOITATION

III.3.1. INTRODUCTION

La tâche des planificateurs et des opérateurs des réseaux électriques consiste à prendre des décisions dans de nombreux domaines pour choisir le meilleur investissement en moyens de production et de transport, pour faire face aux besoins futurs et pour prendre les meilleures décisions d'exploitation pour que le réseau fonctionne de la façon la plus sûre et la plus économique. Les meilleures solutions par rapport à des critères donnés sont trouvées par les méthodes et techniques d'optimisation pour le calcul automatique des différents états d'un réseau électrique. Un problème d'optimisation est un problème qui consiste à identifier, parmi plusieurs solutions faisables à une question donnée, la meilleure de toutes. Les solutions sont dites faisables lorsqu'elles satisfont à un ensemble de limitations et de contraintes. La meilleure solution possible est celle grâce à laquelle un critère donné, par exemple un coût ou des recettes, atteint, selon le cas, un minimum ou un maximum. Ces problèmes d'optimisation sont dans la plupart des cas résolus par un programme de flux optimal d'énergie (OPF - Optimal Power Flow).

Pour le Centre National de Dispatching du réseau vietnamien, le problème d'optimisation de la planification et d'exploitation du réseau devient indispensable. Car ce réseau est très étendu, et il comporte plusieurs types de production comme les centrales hydrauliques, thermiques (fuel, charbon, turbine à gaz, diesel, etc.). Les charges sont concentrées sur trois zones (Sud, Nord et Centre) et reliées par une ligne très longue 500 kV (1483 km). Les centrales de production sont réparties de manière non homogènes. Le réseau est en train de se développer. Le problème de gestion économique et avec sécurité du réseau est une préoccupation majeure. C'est pourquoi ce problème devient le sujet de thèse de NGUYEN DUC Cuong, responsable du département de planification au Centre National de Dispatching du réseau vietnamien. Nous présentons dans cette partie quelques points importants de cette thèse.

III.3.2. DISPATCHING ECONOMIQUE

Sur 8760 heures de l'année, les niveaux de la consommation d'électricité sont très variables. Les écarts dépendent de la saison et du moment (heure de pointe ou heure creuse). Pour chacune de ces heures, il importe de fournir l'énergie au moindre coût. Or, les différentes centrales ont des coûts marginaux de production très différents, allant d'une quantité nulle pour les centrales hydrauliques au fil de l'eau jusqu'à une valeur de 50c/kWh pour les turbine à gaz. Le problème du dispatching économique est l'optimisation de la production, par ajustement des puissances (inconnues) des groupes démarrés et en respectant les contraintes du réseau. Pour chaque heure de l'année, la gestion économique des moyens de production consiste donc à choisir la puissance de production parmi les groupes de moindre coût marginal. Ca dépend du niveau de consommation, il faut avoir des stratégies optimales pour démarrer ou arrêter des groupes.

Le problème de minimisation des coûts de production peut être formulé par:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) \quad (\text{III.3.1})$$

$$\text{Avec } P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}$$

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

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

$$P_l \leq P_l^{\max}$$

- Où
- $C_i(P_{Gi})$ Coût de production du groupe au nœud i
 - P_{Gi} Puissance active de production du groupe au nœud i
 - $P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$ Limites de puissance active du groupe au nœud i
 - P_{Di} Puissance active de charge au nœud i
 - V_i^{\min}, V_i^{\max} Limites de tension au nœud i
 - T_l^{\min}, T_l^{\max} Limites de rapport de transformation du transformateur l

P_l, P_l^{\max}	Puissance active et sa limite de puissance de la ligne l
n	Nombre des nœuds du réseau
m	Nombre des groupes

Le problème est utilisé pour la planification de l'extension de la production pour déterminer les nouvelles centrales de production à construire, y compris les décisions concernant leur capacité, le combustible qu'elles emploieront, le lieu où les implanter, etc., en vue de répondre aux besoins des dix années ou plus à venir. Le problème de la programmation de la maintenance a trait au choix des dates ou périodes de maintenance des unités de production, étant donné que chaque unité doit être mise hors circuit pendant quelques jours ou quelques semaines par an pour les besoins de la maintenance. Enfin, les problèmes d'engagement des unités et de distribution économique consistent à trouver les meilleurs programmes pour les unités, y compris les heures de démarrage et d'arrêt, et les programmes de production pour le jour suivant. Ces programmes sont assujettis à des contraintes telles que temps minimum de marche et d'arrêt, capacité des réservoirs hydrauliques, débit minimum et maximum des rivières, etc.

Pour l'exploitation en temps réel, la production économique est déterminée selon la courbe de charge journalière. Un gros travail pour ce problème est la détermination des caractéristiques de consommation du combustible des groupes dans un réseau. Cette caractéristique est quelque fois discontinue. C'est pourquoi, une méthode de calcul, qui permet de linéariser cette caractéristique par les segments, est développée.

- **Méthode proposée**

Pour le réseau vietnamien avec une ligne longue, les limites thermiques sur cette ligne dans III.3.1 sont supérieures (plus 2 fois) aux limites de stabilité statique. C'est pourquoi, dans ce travail, une méthode est proposée. Dans cette méthode, pour le premier temps, une estimation des limites de stabilité statique est réalisée pour déterminer la capacité de transfert de puissance maximale sur la ligne longue. Ensuite, dans les contraintes de III.3.1, les limites thermiques sont remplacées par ces limites. Puis, le calcul est réalisé comme la procédure normale.

III.3.3. OPTIMISATION DU PLAN DE TENSION ET MINIMISATION DES PERTES

III.3.3.1. Variation de tension

Le problème de maintenir le plan optimal de tension dans le régime normal le régime à la suite d'incidents ou est déterminé par:

$$\text{Minimiser } \sum_{i=1}^n (V_i - V_i^{spec})^2 \quad (\text{III.3.2})$$

Les contraintes sont déterminées dans la partie précédente. Les variables de contrôle dans ce cas sont les condensateurs, les réactances, les transformateurs et les tensions de consigne des générateurs. Les valeurs des tensions déterminées sont telles que les contraintes techniques et de sécurité soient respectées et que l'économie d'exploitation soit maximale, ce qui se traduit généralement par un plan de tension élevé. Ce calcul peut être utilisé pour déterminer la

stratégie de réglage de tension après un déclenchement d'une ligne, d'un groupe ou d'un transformateur (règles de sécurité n-1).

III.3.3.2. Minimisation des pertes

La réduction des pertes de puissance active au cours du transport est un objectif courant de l'exploitation d'un réseau. Ce problème est dans la plupart des cas résolu par des méthodes de flux optimal d'énergie (OPF). Il existe plusieurs méthodes pour résoudre le problème OPF. Le problème de flux optimal d'énergie est mathématiquement un problème non linéaire. La fonction objectif pour diminuer les pertes sur les branches est:

$$\text{Minimiser } \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{III.3.3})$$

III.3.4. CONCLUSION

Les techniques d'optimisation sont en train de devenir des outils précieux pour la résolution de problèmes, aussi bien de planification que d'exploitation des réseaux électriques. L'utilisation des techniques d'optimisation oblige le planificateur ou l'opérateur à formuler le problème sous une forme mathématique. Dans les centres de dispatching, ce problème peut être utilisé pour entraîner les opérateurs. En particulier, l'objectif se trouve identifié avec plus de précision, et il devient possible de différencier les limitations ou contraintes dites dures, qui doivent être respectées à tout prix, des contraintes dites tendres, que l'on peut se permettre d'enfreindre légèrement.

L'utilisation des techniques d'optimisation fait gagner du temps aux planificateurs et opérateurs dans l'obtention de résultats de la qualité voulue. Elle accroît les possibilités d'évaluer un problème de façon plus approfondie dans le processus de décision. Les techniques d'optimisation conduisent à des solutions susceptibles d'améliorer les performances économiques et la fiabilité du réseau. Même dans un problème déterministe, certains paramètres ne sont pas connus très précisément. Il apparaît alors nécessaire d'envisager plusieurs scénarios, avec des valeurs différentes de ces paramètres. L'utilisation des techniques d'optimisation permet d'étudier très rapidement un grand nombre de scénarios. Elle confère de la sorte aux solutions des problèmes une sensibilité aux variations des valeurs des paramètres.

III.4. VALORISATION DE LA PUISSANCE REACTIVE

III.4.1. INTRODUCTION

Les réseaux électriques sont dans la phase de mutation profonde. En effet, la déréglementation remet en cause la plupart des principes d'exploitation des réseaux électriques. Le problème de la valorisation des services de puissance réactive est un sujet au cœur de l'actualité. Nombre de compagnies électriques, réparties un peu partout sur la planète, réfléchissent de concert à cette question de façon à pouvoir négocier avec leur régulateur des tarifs qui leur permettront de recouvrer les dépenses (coût d'investissements et d'exploitation) nécessaires pour assurer

généralisés ces services. Le "réactif" sans lequel le système électrique ne serait pas viable, entre dans la catégorie de ces services système. La première question qui vient à l'esprit est évidemment l'ordre de grandeur de l'enjeu financier attaché à ce service. Celle-ci a été traitée en considérant trois approches différentes, forcément approximatives, mais qui permettent de dégager une fourchette. En valeur relative, c'est à dire ramené au kWh vendu, le coût du service "réactif" est relativement faible (moins de 1ctF/kWh) mais le montant global est quand même de l'ordre de quelques centaines de MF par an. Néanmoins un certain nombre de questions se posent encore, avant de pouvoir décider de la forme d'un système de rémunération ou d'un système de tarification du "réactif", entre autres: la différenciation spatiale des coûts, la corrélation avec le terme actif, les paramètres de développement du réseau les plus influents sur les coûts et la corrélation avec l'actif.

L'objectif est donc, dans un premier temps, de dégager une vision dynamique de la formation et de l'évolution des coûts relatifs au service système "réactif" puis, dans un deuxième, de définir les incitations pertinentes à fournir aux différents acteurs du système afin de minimiser la facture par les clients tout en garantissant une bonne sécurité du système. Parmi les méthodes proposées pour cette valorisation, la méthode basée sur le coût marginal nodale semble la plus appropriée. Cette méthode s'appuie sur la sensibilité des coûts de production à la demande de puissance réactive. Cependant, compte tenu de la difficulté de transporter de puissance réactive sur de grandes distances, il faudra développer un concept de valorisation basé sur des zones cohérentes. Ce concept est plus approprié pour la différenciation entre la puissance réactive produite par des générateurs, comme une portion de la puissance active, et celle par des moyens de compensation tels que les condensateurs, les FACTS, etc.

Cette partie présente le travail dans le cadre d'un DEA [D_AM] en collaboration entre le LEG, l'IEPE, l'EDF et Virginia Polytechnic Institute. Le concept de zones est effectué à l'aide du programme d'optimisation de puissance (OPF - Optimal Power Flow).

III.4.2. COUT MARGINAL AVEC OPF

Le problème d'optimisation pour déterminer les coûts de puissance active et réactive est séparé par deux sous problèmes [EL97].

- Sous problème pour P

La formulation OPF couplé et la fonction de Lagrange sont utilisées pour dériver la tarification de puissance active et réactive:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) \quad (\text{III.4.1})$$

Où	$C_i(P_{Gi})$	Coût de production du groupe au nœud i
	P_{Gi}	Puissance active de production du groupe au nœud i
	$P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$	Limites de puissance active du groupe au nœud i
	P_{Di}	Puissance active de charge au nœud i
	P_l, P_l^{\max}	Puissance active et sa limite sur la ligne l
	P_L	Pertes actives du réseau
	n	Nombre des nœuds du réseau
	m	Nombre des groupes

Le coût pour l'injection de puissance active au nœud i est:

$$\rho_{P_i} = \frac{\partial L(P_G)}{\partial P_i} = \lambda - \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - \sum_{i=1}^{N_l} \mu_i \frac{\partial P_l}{\partial P_i} \quad (\text{III.4.2})$$

Où λ multiplicateur de Lagrange
 $\mu_i^{\min}, \mu_i^{\max}$ limites de puissance active de production au nœud i
 μ_l limite de transit de puissance active sur branche l
 N_l nombre des lignes de transmission

Le coût comporte 3 parties dans lesquelles la première est le coût marginal de la production. La deuxième partie est proportionnelle au coût marginal de production multiplié par les pertes causées par la transmission de puissance active au nœud. La dernière partie est associée aux contraintes de limite thermique de transmission.

- Sous problème pour Q

La fonction objectif est la minimisation des pertes du réseau en respectant les limites. La minimisation des pertes du réseau est équivalente à la minimisation de coût de production au nœud bilan.

Le coût de puissance réactive au nœud i est:

$$\rho_{Q_i} = \frac{\partial L(V_G, T)}{\partial Q_i} = -\lambda \frac{\partial C_n(P_{Gn})}{\partial Q_i} + \sum_{k=m+1}^n [-v_{VDi}^{\min} + v_{VDi}^{\max}] \frac{\partial V_k}{\partial Q_i} - v_{QGi}^{\min} + v_{QGi}^{\max} \quad (\text{III.4.3})$$

Où $v_{Gi}^{\min}, v_{Gi}^{\max}$ limites de tension au nœud de générateur i
 $v_{Di}^{\min}, v_{Di}^{\max}$ limites de tension au nœud de charge i
 $v_{Ti}^{\min}, v_{Ti}^{\max}$ limites de rapport de transformation du transformateur l

Le coût de puissance réactive a aussi trois parties. La première partie est reliée aux pertes active du réseau, qui sont transformées en coût de production au nœud bilan. La deuxième partie relie au problème de sécurité de tension du réseau. La troisième partie présente l'influence des limites de capacité de production de puissance réactive sur le coût.

On voit bien que le coût de puissance réactive dépend fortement de la configuration du réseau, de lieu et de régime de fonctionnement du réseau, notamment du plan de production et de charge. Le coût est très sensible lorsque chaque contrainte est violée comme les contraintes de puissance réactive des groupes, de tension, de régulateur des transformateurs...

III.4.3. CONCLUSION

Dans le contexte de déréglementation, la sécurité du grand réseau est un enjeu considérable. Ceci découle du fait que les transactions s'effectuent uniquement sur la base de la puissance active. Or, le transfert de la puissance active ne peut pas s'effectuer sans un soutien de la tension, principalement au moyen du réglage de la puissance réactive. En effet, la puissance réactive joue un rôle très important dans le maintien de la sécurité du réseau. Il faudra donc valoriser cette énergie aussi bien pour le régime normal que pour le régime perturbé.

Les transportations de puissance réactive provoquent les pertes actives sur les lignes, c'est pourquoi il faut rémunérer les coûts causés par les pertes. La création des zones de tarif permet de couvrir les coûts de ce service. Il est très avantageux de créer les zones de tarif afin

d'encourager les générations locales de puissance réactive ou l'installation des dispositifs de compensation. Car les clients concourent au support de puissance réactive locale due au coût bas. Si la demande de puissance réactive est localisée dans la zone de tarif très élevé, alors il faut inciter les clients à installer les dispositifs de compensation de puissance réactive locale. De plus, cette compétition encouragera les groupes de production de maintenir une réserve de puissance réactive convenable.

III.5.PRODUCTION DECENTRALISEE

III.5.1. INTRODUCTION

La dérégularisation du marché remet en cause l'architecture des réseaux électriques. La création d'un système de production décentralisée, l'obligation de raccorder de nouveaux sites de production sur le réseau imposent désormais de réaliser les études pour en évaluer l'impact. La production décentralisée (ou génération d'énergie dispersée - GED), réalisée à partir de petites unités de faible puissance situées au plus près du lieu de consommation, devient en effet compétitive grâce à plusieurs facteurs notamment:

- les coûts attractifs de certains petits équipements
- le coût modéré des combustibles fossiles
- le renforcement des préoccupations liées à l'environnement
- l'évolution de la réglementation en faveur de la cogénération et des énergies renouvelables
- la libéralisation du secteur électrique
- les contraintes liées au développement des réseaux.

Cette partie présente brièvement le travail d'une thèse de J.F. Canard dans le cadre de la collaboration entre le LEG et Schneider Electric.

III.5.2. IMPACT DE LA GED SUR LA PROTECTION ET DE COURANT DE COURT-CIRCUIT

La connexion de générateurs dispersés dans les réseaux de distribution peut provoquer la modification du fonctionnement des appareils de protection dans le réseau. Cette modification du fonctionnement se traduit notamment par une perte de la sélectivité entre les différentes protections du réseau. L'aveuglement de la protection est dû à la modification de l'impédance du réseau lorsqu'un générateur est connecté. De plus, la connexion de la GED au réseau modifie des courants de court-circuit.

La modification des courants de court-circuit lors de l'insertion de GED au réseau dépend:

- de la configuration du réseau
- du type de GED (asynchrone ou synchrone)
- de la puissance des GED
- du système de régulation des GED
- du lieu de connexion des GED
- du lieu de court-circuit.

III.5.3. IMPACT DE LA GED SUR LE PLAN DE TENSION

La connexion de la GED sur le réseau de distribution modifie le plan de tension. La modification du plan de tension provient du fait que le transit de puissance est modifié. Les simulations réalisées montrent que le réglage de tension effectuée par les transformateurs avec régulateur en charge est perturbé lorsque de la GED est connectée.

Le profil de tension dépend principalement:

- de la configuration du réseau
- de l'état de charge du réseau
- du type de GED (asynchrone ou synchrone)
- de la puissance des GED
- du système de régulation des GED
- du lieu de connexion de GED
- de l'interaction entre les GED et le transformateur réglable en charge du poste source.

III.5.4. STABILITE DES GED

La connexion de la GED sur le réseau provoque des problèmes de stabilité du réseau. La technique d'analyse nodale est utilisée pour observer les pôles de la matrice d'état du réseau. On constate que l'insertion de la GED modifie le nombre et l'emplacement des pôles. Concernant la stabilité transitoire des GED, l'étude des temps d'élimination critique (TEC) en cas de défaut est effectuée. Le temps d'élimination critique correspond à la durée maximale d'application d'une perturbation telle que le système ne perde pas la stabilité. Les résultats de simulation montrent que la connexion des GED modifie la valeur de TEC.

III.5.5. IMPACT DE LA GED SUR LA TELECONDUITE

La téléconduite est assurée par le système de gestion de l'énergie (Energy Management System - EMS) afin de maintenir le fonctionnement économique d'un réseau en sécurité. L'impact de la génération dispersée sur les fonctions de l'EMS est donné par le tableau suivant.

Tableau 5.1. Impact de la génération dispersée sur les fonctions de l'EMS.

Fonctions	Taille (puissance)	Disponibilité	Stabilité	Contrôle de tension	Temps de réponse	Génération D'harmonique	Auto-démarrage	Facteurs spéciaux	Fonctionnement En autonome
Réglage de génération automatique (AGC)	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui
Dispatching économie	Oui	Oui	Oui	?	Non	Non	Oui	Non	?
Réglage de tension automatique (AVC)	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non	?
Estimation d'état	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	?	Non	Oui
Load flow en temps réel	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Surveillance de sécurité	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Analyse de sécurité	Oui	Oui	?	Non	Non	Non	Oui	Non	Oui
Analyse de perturbation des systèmes auto.	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non
Action d'urgence	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

III.5.6. OPTIMISATION DE FONCTIONNEMENT DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE

La multiplication et la diversité des nouveaux générateurs dispersés dans le réseau de distribution nécessitent d'optimiser le fonctionnement de tous ces moyens. Les problèmes d'optimisation de fonctionnement d'un réseau incluant les GED sont:

- minimisation des coûts de production des GED
- minimisation des pertes grâce à la GED
- détermination de l'emplacement optimum de la GED
- amélioration (optimisation) de stabilité du réseau par GED
- amélioration (optimisation) du plan de tension par GED
- coordination des GED et des dispositifs FACTS, etc.

Ces problèmes consistent à déterminer les lieux et la quantité des GED afin d'optimiser les fonctions objectives ci-dessus en respectant les contraintes de sécurité.

Troisième partie

**RESEAUX DU FUTUR ET
RECHERCHES ENVISAGEES**

Partie III

RESEAUX DU FUTUR ET RECHERCHES ENVISAGEES

1. RESEAU DU FUTUR

Actuellement, nous vivons dans un monde qui est en train de changer très rapidement. Plusieurs domaines économiques, en particulier l'industrie de l'électricité, sont véritablement au seuil d'une nouvelle ère. Les secteurs de production, de transport et de distribution ont subi des changements rapides dus à plusieurs facteurs tels que:

- La dérégulation et toutes ses conséquences concernant la gestion des capitaux
- La sensibilité ou le comportement de nouvelle société à l'environnement
- Les nouveaux concepts concernant la conception et la gestion des réseaux électriques dus aux nouvelles idées ou résultats de recherche de développement
- La demande d'amélioration de la qualité, de la fiabilité et de la sécurité de l'alimentation électrique
- etc.

Les entreprises d'électricité dans le monde entier sont pleinement engagées dans le processus d'implantation de la concurrence sur les marchés et sont déterminées à jouer un rôle important et fructueux dans ce nouveau contexte. Les possibilités sont manifestement immenses, mais il y a des risques. Une telle transition n'est pas facile, peu importe l'industrie, et il ne fait pas de doute que les entreprises d'électricité devront se soumettre à des transformations douloureuses. Dans l'optique de fournir un meilleur service à des tarifs moindres aux clients, les principaux défis sont de changer la culture d'entreprise, d'élaborer des stratégies commerciales adéquates, de forger des partenariats et des alliances et de consolider les activités. L'industrie de l'électricité devra faire preuve de créativité, de souplesse, de rapidité et d'audace, sans négliger son traditionnel savoir-faire technique.

Avec l'augmentation de la consommation d'énergie, le développement limité des nouvelles lignes électriques, et les accès ouverts, le réseau électrique doit subir les transferts très importants entre régions. Les nouvelles demandes poussent le réseau à ses limites pour les bénéfices maximaux. En conséquence, le maintien des marges adéquates de sécurité demande des analyses du réseau en temps réel. Un réseau peut être dégradé en raison du dépassement de plusieurs limites comme limite thermique, limite de stabilité de tension, de stabilité transitoire et de stabilité dynamique.

1.1. Dérégulation

Le secteur électrique mondial est engagé dans une période de changements, suite à la dérégulation [SA00 et HA00], visant notamment à créer des conditions de plus grande concurrence dans le domaine de la production d'électricité, au bénéfice des consommateurs, et

à ouvrir les réseaux de transport d'électricité, pour meilleure intégration et un développement plus efficace des marchés.

Il est essentiel que la rémunération des services de transport combine autant que possible des caractéristiques d'équité, d'efficacité économique et de transparence, car il s'agit d'un enjeu stratégique et économique pour l'entreprise. L'ouverture des réseaux conduit à maîtriser les relations avec les producteurs, les gestionnaires de réseaux, et les fournisseurs d'énergie et de services. De même, cela pose le problème de la définition et la valorisation des services système, tels que le réglage fréquence - puissance, le réglage du réactif ou la tenue en tension. Il est nécessaire de résoudre ce problème comme celui de l'allocation de ces coûts aux différents acteurs du système électrique.

La rémunération des services de transport s'inscrit dans le cadre d'options stratégiques: tarification d'accès au réseau, incitations à la localisation des producteurs, articulation entre tarification générale et tarification de transport, péréquation entre les différents consommateurs, etc. Dans le contexte de l'ouverture des réseaux, les évolutions institutionnelles dans le secteur de l'énergie impliquent la définition de règles très précises, techniques et économiques, dans les relations avec:

- les producteurs déjà présents sur le marché et les nouveaux entrants,
- le gestionnaire du réseau de transport, et les organismes de régulation,
- les fournisseurs d'énergie et de services,
- la gestion des réseaux de distribution.

L'Accès des Tiers au Réseau (ATR) est un dispositif qui oblige les sociétés propriétaires des réseaux à transporter l'électricité pour le compte de tout producteur. Les clients auraient ainsi la possibilité de choisir leur fournisseur. En France, dans un premier temps, cette ouverture des réseaux ne concernerait que les distributeurs et les gros consommateurs.

1.2. Production décentralisée

La dérégulation du marché remet en cause l'architecture des réseaux actuels. La création d'un système de production décentralisée, l'obligation de raccorder de nouveaux sites de production sur le réseau imposent désormais de réaliser les études pour en évaluer l'impact.

Pour étudier l'impact de la production décentralisée sur les réseaux, il faut effectuer des études, des simulations et/ou des essais concernant l'impact des nouvelles capacités de production sur le réglage de tension du raccordement ou le plan de protection du réseau existant. Il faut également déterminer, au niveau des nouveaux groupes, la stabilité statique et la stabilité transitoire, l'optimisation des régulations associées et les régulations de tension et de vitesse des groupes turbo-alternateurs. Il faut effectuer une étude sur les problèmes de spécifications, de réglages, de choix, de localisation ou une étude de solutions alternatives basées sur les nouvelles technologies.

1.3. Conduite des systèmes électriques

Pour exploiter efficacement un réseau électrique du futur, il faut améliorer la conduite de réseau. Les prises de décision concernant la conduite et la gestion du système requièrent de bien connaître le système électrique et son état présent, de connaître le fonctionnement, les limites et les marges de manœuvre, de simuler son évolution pour procéder aux études, aux analyses, et aux réflexions nécessaires pour en optimiser l'exploitation. Il faut renouveler les centres de dispatching, les centres de conduite et les systèmes informatisés pour la télécommunication, la téléconduite et l'automatisation des réseaux. Les technologies numériques permettent de concevoir des systèmes de contrôle commande plus fiables, plus évolutifs, avec des fonctionnalités nouvelles et des coûts de maintenance réduits. De plus en plus de compagnies électriques automatisent leurs réseaux de transport ou de distribution afin d'assurer la protection des personnes et des biens (y compris le réseau lui-même) et d'améliorer la qualité de fourniture. Le point-clé de cette automatisation est le contrôle commande des postes H.T./M.T. - M.T./B.T.

Dans le futur, les mesures préventives peuvent être insuffisantes ou impossibles à mettre en œuvre à cause de la dérégulation. Il faudra alors savoir estimer les marges de sécurité en temps réel en intégrant une vision globale et dynamique du système.

1.4. Maîtrise de la Demande en Energie - MDE

Partout dans le monde, les réglementations évoluent ou évolueront pour encourager les compagnies et leurs clients à "consommer moins, consommer mieux". En effet, la Maîtrise de la Demande en Energie – MDE (Demande Side Management - DSM) permet au client de voir sa facture diminuer pour des usages équivalents, et au distributeur de faire face au développement de nouvelles demandes sans surcoûts d'investissements.

Dans ce contexte, il faut intégrer dans les démarches clients la composante "économies d'énergie" et mettre en œuvre des solutions à fort potentiel d'économie sur les réseaux, étudier les solutions spécifiques aux réseaux ruraux et isolés, et mieux conseiller les clients sur leur stratégie d'économie d'énergie.

Il faut disposer des moyens de simulation d'actions de MDE et d'analyse des conséquences sur les charges des réseaux. Ces études permettent la mise en œuvre de solutions de limitation des dépenses de la compensation d'énergie réactive, de l'adaptation des réseaux et des alimentations pour le raccordement de charges perturbatrices, de la gestion des charges, de la télécommande des compteurs ou de charges régulateurs de tension pour l'éclairage public.

2. RECHERCHES ENVISAGEES

Face à ces événements et pour améliorer la performance de fonctionnement du réseau, nous envisageons de poursuivre les recherches sur les axes principaux suivants:

1. Identification et détermination des limites opérationnelles des réseaux électriques du futur

Ce travail a pour but de comprendre et d'évaluer les contraintes dures sur les réseaux. Ce domaine est lié à l'analyse, la simulation et la modélisation des éléments du réseau en respectant les contraintes physiques et écologiques. Cela inclut la détermination des concepts critiques comme les capacités de transfert, les marges de réserve, les possibilités de support de puissance réactives et les régimes transitoires.

2. Les nouvelles stratégies de l'exploitation et de la planification des réseaux électriques

Il faut étudier les remplacements des méthodes traditionnelles comme le dispatching économique, le réglage de fréquence et de tension, etc., par les concepts de transactions, par exemple. Cela inclut le développement et l'analyse de nouveaux concepts pour une industrie électrique restructurée.

En particulier, les sujets des recherches suivants seront possibles:

- **Modélisation des régimes transitoires électromagnétiques**

Les réseaux électriques étant de plus en plus complexes et sophistiqués, leur exploitation et leur planification demandent des outils et des simulations de plus en plus performants et précis à la fine pointe de la technologie. L'utilisation et la maîtrise du logiciel de calcul des régimes transitoires comme le EMTP (Electromagnetic Transient Program) ou l'AREN, ou le développement des modèles capables d'interface avec ces logiciels constituent des projets passionnants (voir le chapitre II, partie II). Car le EMTP est un logiciel de simulation qui permet de reproduire les phénomènes transitoires observés sur les réseaux de transport et de distribution. Ce logiciel qui constitue le standard international en la matière, offre des modèles assurant la représentation de tels phénomènes dans un délai compris entre la microseconde et la seconde. Sa capacité de calcul pourrait servir, dans le contexte actuel de déréglementation, à simuler plus précisément le fonctionnement des équipements servant au maintien de la qualité de service.

Dans le contexte de dérégulation, le EMTP sera un outil efficace de simulation de tous les phénomènes électromagnétiques. Les dispositifs FACTS sont simulés avec grande précision en utilisant le EMTP. L'installation des postes blindés dans les réseaux du futur provoque des phénomènes transitoires très rapides, qui peuvent être simulés grâce au logiciel de EMTP. L'utilisation de la nouvelle génération des protections numériques nécessite de tester ces équipements en utilisant le EMTP. Le développement des liaisons à courant continue nécessite d'utiliser le logiciel comme EMTP pour la simulation.

Dans le cadre du développement des réseaux d'interconnexion du futur ou des réseaux des pays en développement comme le Vietnam, l'étude des régimes transitoires est très utile pour

dimensionner les matériels avec économie et sécurité dans la phase de conception et d'étude de faisabilité d'un projet et pour déterminer les solutions efficaces contre les surtensions dans la phase de conception et d'exploitation.

Avant la dérégulation du marché, les propriétaires du réseau et des centrales de production étaient généralement des entités d'une même compagnie. Dans le contexte d'ouverture de marché électrique à la concurrence, les productions et les transports sont répartis entre différentes compagnies. Afin de réduire les pertes totales, le propriétaire du réseau a besoin d'augmenter la tension aussi fortement et aussi souvent que possible. Ceci a inquiété de nombreux propriétaires de centrales et les fabricants qui, en conséquence, ont cherché à connaître l'accroissement des pertes des transformateurs et des alternateurs résultant d'une surexcitation (causée par la saturation, voir la section II.2, partie II). De plus, à cause de la saturation dans les transformateurs, les courants d'enclenchement sont très importants et les risques de surtensions sont élevés. Cela nécessite d'établir les modèles et les études concrètes.

Dans le contexte de dérégulation, le changement de configuration dans un réseau nécessaire pour satisfaire les clients. Le démarrage ou l'arrêt des groupes de production deviennent fréquent (les groupes de turbines à gaz, par exemple). Cela peut poser des contraintes en régimes transitoires, notamment les régimes transitoires électromagnétiques.

Sur cet axe de recherche, il est nécessaire de développer des outils efficaces qui permettent de sélectionner des modèles, des jeux des paramètres adaptés au cas d'étude et de sélectionner des cas critiques par des techniques de filtrage des données. Il faut améliorer la méthodologie de traitement de simulation comme l'étude de sensibilité, la simulation statistique et la synthèse des résultats de simulation.

- **Méthodes de rémunération du service de transport**

Dans le contexte de dérégulation, si le réseau contrôlé par une compagnie est utilisé par d'autres compagnies, apparaît alors le problème de la rémunération de ce service de transport. L'accroissement du transit sur certaines lignes peut nécessiter une révision du programme d'investissement du réseau. C'est pourquoi, nous poursuivons les recherches sur les méthodes de rémunération. La tarification au coût marginal à court terme peut être envisagée (voir la section III.4, partie II).

La dérégulation pose le problème comme celui de l'allocation des coûts aux différents acteurs du système électrique. Il est possible au moyen d'une simulation d'un parc de production réel ou prévu, de calculer un ordre de grandeur réaliste des surcoûts dus à la fourniture de services système. Enfin, sur la base de la définition du rôle du gestionnaire du réseau de transport et du mode de tarification de l'accès au réseau, il est possible de proposer une allocation des coûts aux différents acteurs du système électrique.

- **Calcul des possibilités de transfert de puissance ATC (Available Transfer Capability)**

Dans le contexte de dérégulation, l'ATC est un indicateur très important pour évaluer la marge de sécurité à partir du point de fonctionnement au point limite. Il faut calculer l'ATC pour poster ces valeurs sur un système de communication appelé l'OASIS (Open Access Same-Time Information System).

Les méthodes analytiques avancées pour la marge de sécurité seront traduites en substituts compréhensibles et aisément utilisables pour l'emploi dans un marché énergétique ou dans des opérations de système. Le but est d'améliorer l'exactitude et la vitesse de calcul de ATC, rendre compte de nonlinéarité et l'incertitude, et évaluer les risques en exécutant diverses combinaisons de transfert.

Depuis 1989, nous avons déjà développé des méthodes qui permettent de calculer l'ATC en tenant compte des limites thermiques des lignes, les limites de tensions et de puissances actives et réactives [TR89]. Le calcul de l'ATC est amélioré en tenant compte aussi de la condition de stabilité de tension en utilisant la méthode de continuation (voir 3.2 dans la partie II) [TR00b].

- **Production décentralisée**

La dérégularisation du marché remet en cause l'architecture des réseaux. La création d'un système de production décentralisée, l'obligation de raccorder de nouveaux sites de production sur le réseau imposent désormais de réaliser des études pour en évaluer l'impact (voir la section III.5, partie II).

Nous poursuivons les études de l'impact de la production décentralisée sur les réseaux. Ces études concernent l'impact des nouvelles capacités de production sur le réglage de tension du raccordement ou le plan de protection du réseau existant. Il faut déterminer, au niveau des nouveaux groupes, la stabilité statique et la stabilité transitoire, l'optimisation des régulations associées et les régulations de tension et de vitesse des groupes. Il faut effectuer également les études de gestion de la production décentralisée pour satisfaire les critères d'économie et de sécurité. En particulier, la détermination optimale des emplacements et de la capacité des GED est très importante pour améliorer la stabilité, pour optimiser le réglage de tension, pour minimiser les pertes, etc. Les recherches sur ce problème consistent à la modélisation des GED et le couplage des GED au réseau. De plus le développement d'un indice global d'influence des groupes GED est nécessaire.

- **Utilisation des dispositifs FACTS pour améliorer les performances du réseau**

Depuis quelques années, des restrictions liées à la prise en compte plus forte de l'environnement et à des obligations réglementaires, ont interféré de plus en plus souvent avec le processus de croissance du système production-transport. Les compagnies d'électricité ont rencontré des difficultés grandissantes à obtenir l'autorisation d'installer de nouvelles centrales ou le droit de passage de nouvelles lignes. A cause de ces difficultés, on augmente le transit de puissance sur les lignes existantes, ce qui peut provoquer une surcharge sur les lignes, surtout quand une ligne ou un appareillage est déjà hors service. Les longues lignes de transport (comme la ligne à 500 kV du Vietnam) rencontrent, pour leur part, des problèmes de contrôle de tension et de stabilité en régime permanent ou transitoire. Le lieu d'implantation de nouvelle capacité de production est, en outre, souvent fort éloigné des centres de consommation et le réseau assure alors la tâche de transporter l'énergie sur de grandes distances. Du fait de la dérégulation dans l'industrie électrique, il apparaît des exigences de transport de l'énergie électrique suivant les couloirs donnés. Dans certains pays disposant de sources d'énergie éloignées, les problèmes principaux concernent la transmission de l'énergie sur de grandes distances à travers de faibles réseaux de transport (ex: le réseau vietnamien), ce qui conduit à une qualité insuffisante de cette énergie. Les problèmes résultant des

développements mentionnés ci-dessus peuvent être au moins en partie allégés économiquement par l'emploi de régulateurs FACTS (Flexible AC Transmission Systems, Systèmes de Transport Adaptatif à Courant Alternatif).

Les dispositifs FACTS ont des avantages suivants:

- L'amélioration de la capacité de transfert
- La maintenance du contrôle de tension du réseau
- L'amélioration de la stabilité transitoire du réseau
- L'amélioration de l'amortissement des oscillations de puissance
- L'atténuation des résonances sous-synchrones (SSR) avec les turbo-alternateurs du réseau

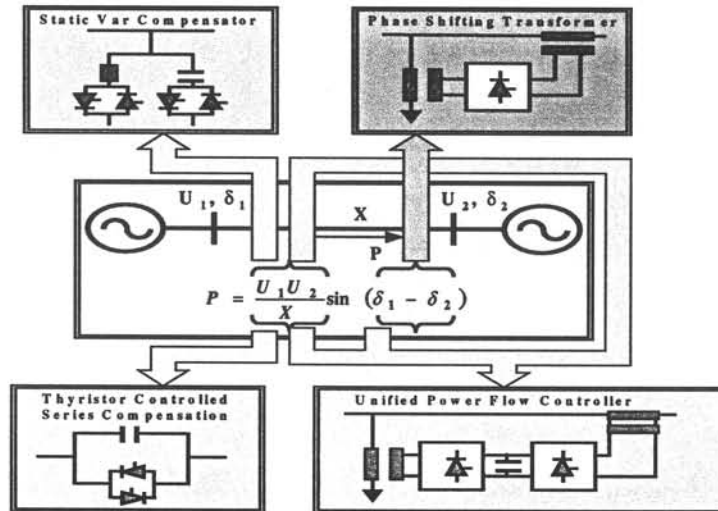


Fig. 2.1. Réglage des flux de puissance et amélioration de la stabilité dans les réseaux en CA.

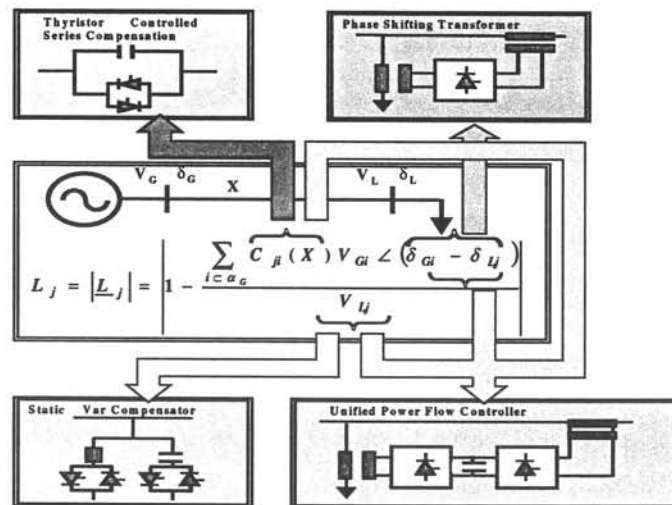


Fig. 2.2. Amélioration de la stabilité de tension dans les réseaux en CA.

Actuellement, les dispositifs FACTS utilisés sont SVC, STACOM, PST, TCSC, UPFC, HVDC, etc. La Figure 2.1 montre quelques dispositifs FACTS. Il est clair que la puissance transmise peut-être influencée par trois paramètres: la tension, l'impédance et la différence entre les angles de phase des tensions. Les dispositifs FACTS peuvent influencer un ou plusieurs de ces paramètres de la stabilité des angles comme sur la figure 2.1 [CR00]. De plus, les dispositifs FACTS peuvent améliorer efficacement la stabilité de tension comme le schéma que nous proposons sur la Figure 2.2.

Face à ce problème, nous poursuivrons les recherches sur les besoins et l'impact des dispositifs FACTS sur différents types de réseau. De plus, pour appliquer les dispositifs FACTS en toute confiance, il est nécessaire d'effectuer les simulations et la modélisation des dispositifs FACTS. Pour profiter au maximum des avantages offerts par les dispositifs FACTS, il faut effectuer les études qui permettent de déterminer leur quantité et les lieux d'installation optimaux et la coordination des dispositifs FACTS avec les autres éléments du réseau. Par exemple, dans le réseau du Vietnam du futur, la connexion des nouveaux alternateurs à la centrale de Phu My (ou O Mon) aux lignes compensées série à 500 kV peut provoquer des résonances sous-synchrones. Pour éviter ce problème, l'utilisation de TCSC est une meilleure solution.

• Stabilité du réseau

Le développement de la concurrence, la liberté d'accès, et le respect de l'environnement et des contraintes de construction se traduisent par une modification de la conception des réseaux en question. Leur planification et leur exploitation posent beaucoup de difficultés, car les problèmes de stabilité potentiels ne sont pas rares. La stabilité transitoire et dynamique et la stabilité de tension jouent un rôle très important dans la planification et l'exploitation d'un réseau. Les recherches sur ce domaine restent un sujet passionnant, surtout dans le contexte de dérégulation. C'est pourquoi il est essentiel de comprendre les problèmes de stabilité, notamment la stabilité de tension, dans le nouveau contexte et de prendre des mesures qui permettent de les prévenir ou de les résoudre.

Dans le contexte de dérégulation, la stabilité de tension est une contrainte importante pour le calcul des possibilités de transfert de puissance (ATC). Les recherches sur la stabilité de tension comportent:

- le développement des indicateurs efficaces pour prévenir l'écroulement de tension
- le développement des mesures préventives et correctrices
- l'étude de couplage entre les analyses statiques et les analyses dynamiques
- le développement des méthodes de calcul des nouveaux facteurs de participation (FP), comme
 - les FP de nœud pour déterminer l'efficacité de l'action de sauvegarde
 - les FP de branche pour le choix des contingences
 - les FP de générateur pour décider les stratégies de réglage des groupes.

• Réseaux de distribution moderne

Dans les réseaux de distribution, plusieurs axes de recherches sont possibles:

- Gestion des réseaux de distribution (EMS)
- Conduite et sécurité
- Reconfiguration optimale du réseau de distribution pour assurer la sécurité en cas de fonctionnement normal ou d'incident et pour diminuer les pertes
- Gestion des régimes de neutre dans le réseau de distribution
- Détermination des stratégies de compensation de puissance réactive
- Protection de réseau de distribution
- Production décentralisée dans le réseau de distribution
- Coordination des GED et des dispositifs FACTS dans le réseau de distribution
- etc.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [BA97] Jean-Paul Barret, Pierre Bornard, Bruno Meyer
Simulation des Réseaux Electriques, Editions Eyrolles, 1997.
- [CI95] CIGRE, Groupe d'action 38.02.12
"Criteria and contermesures for voltage collapse", 1995.
- [CR00] M. Crape, S. Dupuis
"L'utilisation des FACTS dans les Réseaux d'Energie: Généralités", Journées de la Section Electrotechnique du Club EEA, 16 et 17 Mars 2000, ENSIEG
- [D_AM] Sheila E. Ames
"Pricing reactive power support using reactive tariff zones", Rapport DEA, Septembre, 1998.
- [DO69] H.W. Dommel
"Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multi-phase Networks", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. 88, No. 2, April 1969
- [EL97] A.A. El-Keib, X. Ma
"Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May 1997
- [HA00] N. Hadjsaid
"Congestion Management: Position of the problem and the US experience", Journée d'études SEE, Restructuration des Systèmes électriques: Impact sur la planification, la conduite et la performance, 30 et 31 Mars 2000, ENSIEG.
- [IE92] IEEE Working Group 3.4.11, Surge Protection Devices Subcommittee
"Modeling of Metal Oxide Surge Arrester", *IEEE Trans. on PWRD*, Vol. 7., No. 1, Jan. 1992.
- [KE86] P. Kessel, H. Glavitch
"Estimating the Voltage Stability of a Power System," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 1. no. 3, July 1986, pp. 346-354.
- [PH81] A. Phadke
"Digital Simulation of Electrical Transient Phenomena," *IEEE Tutorial Course, Course Texte 81 EHO173-5-PWR*.
- [SA73] J.C. Sabonnadière, Ph. Auriol
"Surtensions de Manoeuvre dans les Réseaux HT et THT – Principales Méthodes de Calcul des Régimes Transitoires dans les Réseaux THT", *R.G.E.*, Tome 82, No. 11, Novembre 1973, pp. 718-727
- [SA00] J.C. Sabonnadière
"Conduite et Sécurité des Réseaux dans un environnement rerégulé", Journées de la Section Electrotechnique du Club EEA, 16 et 17 Mars 2000, ENSIEG
- [T_LA] Son Lam Du
"Modélisation des éléments nonlinéaires dans un réseau électrique pour l'étude des régimes transitoires électromagnétiques – Application sur le réseau vietnamien" – Thèse de doctorat réalisée à l'INP de Ho Chi Minh Ville, Vietnam, soutenue le 2 Mars 1999, en vietnamien
- [T_VO] Hoang Vo Van Huy
"Optimisation des techniques de mise à la terre des écrans des câbles haute et très haute tension" - Thèse de doctorat réalisée au LEG-INPG, soutenue le 9 Novembre 1999
- [TA94] Carson W. Taylor
Power System Voltage Stability, McGraw-Hill, 1994

- [TR89] T. Tran-Quoc
"Calcul de la répartition des puissances par la méthode découplée rapide – Calcul la capacité maximale de transfert de puissance", rapport DEA, Septembre 1989.
- [TR95a] T. Tran-Quoc, L. Pierrat
"An Efficient Nonlinear Transformer Model and Its Application to Study Ferroresonance", *IEEE Trans. on Magnetics*, Vol. 31, No. 3, May 1995, pp. 2060-2063
- [TR95b] T. Tran-Quoc, L. Pierrat
"Influence of Random Variables on Protective Current Transformers Transient Performance", *IEEE International Conference on Digital Power System Simulators*, Texas, USA, 5-7 Avril 1995, pp. 357-362
- [TR96] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, A. Montméat, O. Huet
"A Dynamic Model of Power Transformers", *Industrial Applications in Power Systems, Computer Science and Telecommunications, MELECON'96, Bari, ITALY*, 13-16 May 1996
- [TR97a] T. Tran-Quoc, L. Pierrat
"Correction of the Measured Core Losses under Distorted Flux", *IEEE Transactions on MAGNETICS*, Vol. 33, No. 2, March 1997, pp. 2405-2408
- [TR97b] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, A. Montméat, J.L. Kueny
"Modeling of Nonlinear Elements in a Digital Simulator, Part I: Implantation", *IEEE International Conference on Digital Power System Simulators*, Montréal, CANADA, May 1997, pp. 99 - 104
- [TR97c] T. Tran-Quoc, N. Hadj-Said, R. Feuillet, J.C. Sabonnadière
"Evolutions de la méthodologie pour les études génériques de renvoi à tension brusque"- Rapport No. 2, Contrat de recherche avec EDF-DTG, 9/1997.
- [TR00a] T. Tran-Quoc, N. Hadj-Said, J.C. Sabonnadière, R. Feuillet
"Reducing Dead Time for Single-Phase Auto-Reclosing on a Series-Capacitor Compensated Transmission Line", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 15, No. 1, January 2000
- [TR00b] T. Tran-Quoc, Ch. Praing, R. Feuillet, J.C. Sabonnadière, U. La-Van, C. Nguyen-Duc
"Improvement of Voltage Stability in the Vietnam Power System", *IEEE Winter Meeting 2000*, Singapore, January 2000

Quatrième partie

RECEUIL DE QUELQUES PUBLICATIONS

REDUCING DEAD TIME FOR SINGLE-PHASE AUTO-RE-CLOSING ON A SERIES-CAPACITOR COMPENSATED TRANSMISSION LINE

T. Tran-Quoc
Member IEEE

N. Hadj-Said
Member IEEE

J.C. Sabonnadière
Fellow Member IEEE

R. Feuillet
Senior Member IEEE

Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, BP. 46, 38402 Saint Martin d'Hères
France

Tel: 33 4 76 82 64 40

Fax: 33 4 76 82 63 00

Email: tran.q.tuan@leg.ensieg.inpg.fr

Abstract - This paper presents a single-phase auto-reclosing study of a 500 kV Vietnamese transmission line. The success of the single-phase auto-reclosing depends on the extinction of the secondary arc. Therefore, the influences of several factors such as shunt and neutral reactors, faulted phase and location, capacitive and inductive coupling and series capacitor discharge on the extinction of secondary arc are investigated. This paper presents the influence of single-phase auto-reclosing on the transient stability of the Vietnam system. A new method in order to reduce the dead time for single-phase auto-reclosing is proposed.

Keywords: stability, single-phase auto-reclosing, secondary arc current, recovery voltage.

I. INTRODUCTION

The electric power system in Vietnam is composed of three regions: the Northern, the Southern and the Central Regions. A 500 kV transmission line from Hoa-Binh to Phu-Lam was constructed (1483 km) for sending energy generated in the Northern (with 1920 MW in total of Hoa-Binh hydro power station) to the Central and Southern power systems, during the rainy season. In the dry season, this line is used for sending energy generated in the Southern to the Central and Northern regions.

A single-phase auto-reclosing (SPAR) system was installed in the 500 kV transmission line from Hoa-Binh to Phu-Lam in order to improve the transient stability, the system reliability and availability and to reduce the switching overvoltages and shaft torsional oscillations of thermal units. Single-phase auto-reclosing takes advantage of the fact that most faults on this line are phase-to-ground faults (greater than 90%).

The success of the single-phase switching operation depends on a number of parameters such as the secondary arc current, the recovery voltage across the arc path, the arc location, the meteorological conditions, the interphase coupling and the system voltage [1-13].

PE044PRD (06-99) A paper recommended and approved by the IEEE Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society for publication in the IEEE Transaction on Power Delivery. Manuscript submitted November 16, 1998; made available for printing July 26, 1999.

Several methods of secondary arc extinction have been proposed. In [6], a method of high speed grounding switch on the faulted phase at each end of the line has been presented. This method does not require a neutral reactor, but it requires a more complex protection and control scheme. Using a neutral reactor in the neutral of the shunt reactors has been proposed in [2, 3]. On the 500 kV transmission line from Hoa-Binh to Phu-Lam, this method was used to reduce the secondary arc current [15, 16]. A method of modified selective switched four-reactor scheme has been presented [7]. This method is used for the untransposed lines. In [12], a hybrid single-phase scheme has been suggested. This method cannot be used where a single phase is required to maintain synchronism, as in the 500 kV from Hoa-Binh to Phu-Lam.

This paper presents some basics for assessing the time expected for the extinction of secondary arcs in the 500 kV Vietnamese transmission line from Hoa-Binh to Phu-Lam. The influence of several factors such as shunt and neutral reactors, faulted phase and location, capacitive and inductive couplings and series capacitor discharge on the extinction of secondary arc is investigated. A new method to increase the success of single-phase auto-reclosing is proposed.

II. VIETNAM POWER SYSTEM

The single-circuit 500 kV transmission line in the Vietnamese system is separated into 4 sections: Hoa-Binh – Ha-Tinh (343 km), Ha-Tinh - Da-Nang (387 km), Da-Nang – Plei-Ku (257 km) and Plei-Ku – Phu-Lam (496 km), as shown in Figs. 1 and 2. The 220 kV systems are connected at Hoa-Binh, Da-Nang, Plei-Ku and Phu-Lam. Figs. 1 and 2 represent the 500/220 kV Vietnamese system.

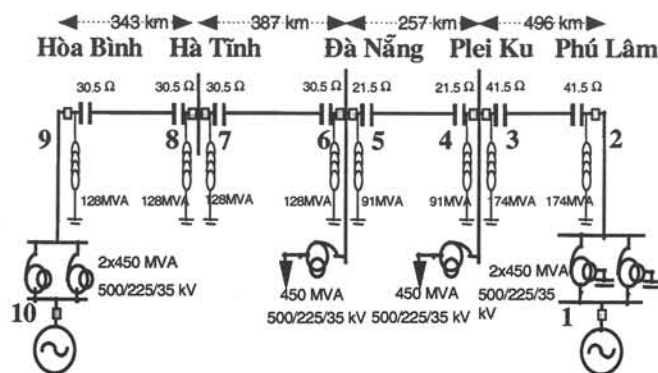


Fig. 1. Configuration of the 500 kV Vietnamese transmission line.

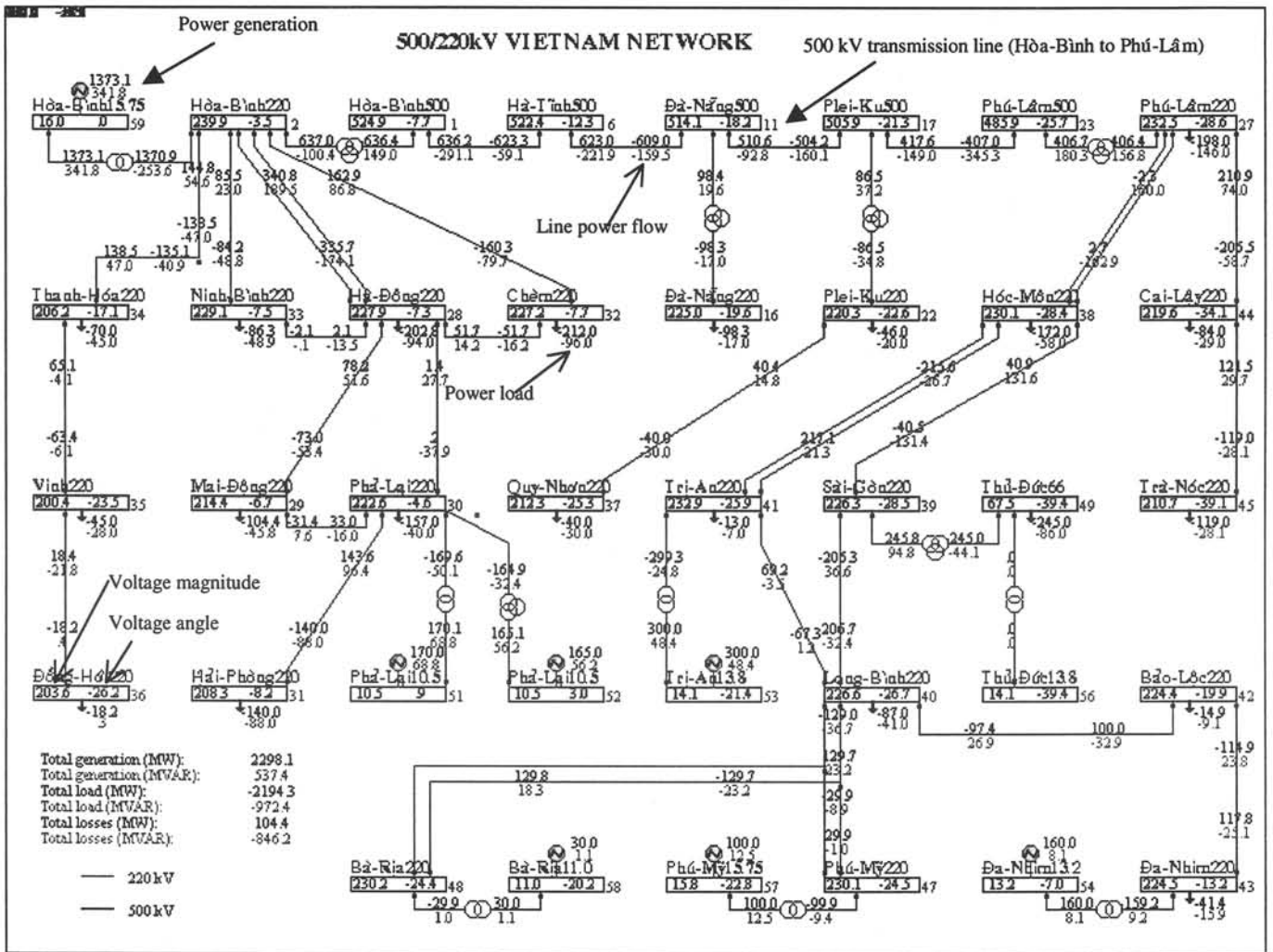


Fig. 2. 500/220 kV Vietnamese system.

The 500 kV transmission line from Hoa-Binh to Phu-Lam is compensated by shunt reactors (70%) and series capacitors (60%) at each station (Fig. 1) [14-18].

III. SECONDARY ARC CURRENT

The secondary arc current is the sum of the two currents derived from the electrostatic and electromagnetic coupling from the energized phases and adjacent lines after the primary arc current is cleared via the line circuit breakers [12]. In order to know the influence of the capacitive (electrostatic) coupling on the secondary arc, the determination of the secondary arc current due to the capacitive coupling without shunt and neutral reactors is presented. The secondary arc current due to the capacitive coupling of a line without shunt reactors is determined by [2, 3]:

$$I_s = \frac{1}{3}(C_1 - C_0)\omega l \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (1)$$

where C_1 : line positive sequence capacitance
 C_0 : line zero sequence capacitance
 l : line length
 U_m : system maximum phase-to-phase voltage.

The magnitude of the recovery voltage due to the capacitive coupling of a line without shunt reactors is [2, 3]:

$$V_r = \frac{C_1 - C_0}{(2C_1 + C_0)} \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

For the 500 kV transmission line from Hoa-Binh to Phu-Lam, the recovery voltage using (2) is about 43.1 kV rms. The secondary arc current due to capacitive coupling for each of the four sections using (1) is given in Table 1. For this line, the shunt reactors are used to reduce the capacitive coupling. In order to reduce the secondary arc current, the neutral reactors and resistors are used.

Table 1: SECONDARY ARC CURRENTS DUE TO CAPACITIVE COUPLING ON THE 500 kV LINE HOA-BINH - PHU-LAM.

Section	Hoa-Binh - Ha-Tinh	Ha-Tinh - Da-Nang	Da-Nang - Plei-Ku	Plei-Ku - Phu-Lam
I_s (A rms)	53.8	61.0	40.6	77.8

The secondary arc current due to the inductive (electromagnetic) coupling, the series capacitor discharge is accurately determined using EMTF. In the following section,

a simulation to determine the secondary arc current and the recovery voltage of the 500 kV line from Hoa-Binh to Phu-Lam is carried out. From the obtained results, the method to reduce dead time for single-phase auto-reclosing is proposed.

Case 1: A short-circuit on phase a at the Phu-Lam end of the Plei-Ku – Phu-Lam line section at $T = 0.02$ s. The circuit breaker pole on the faulted phase at each end of the line section is opened at $T = 0.1$ s.

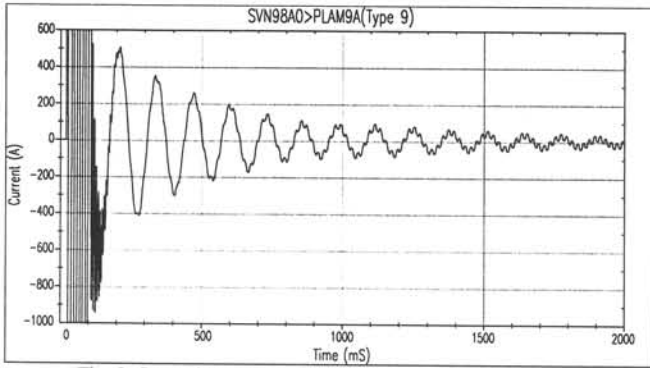


Fig. 3. Secondary arc current on phase a at the faulted point.

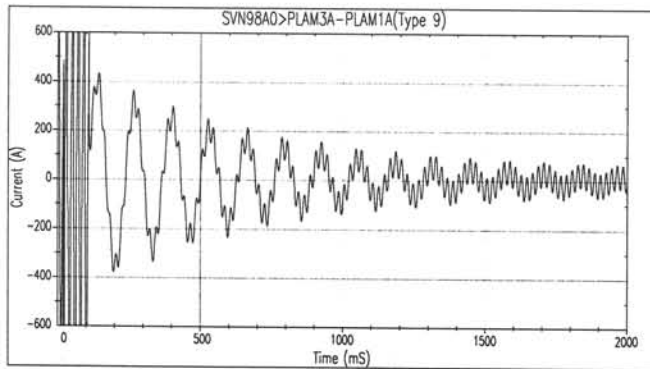


Fig. 4. Current on phase a from Phu-Lam end to faulted point.

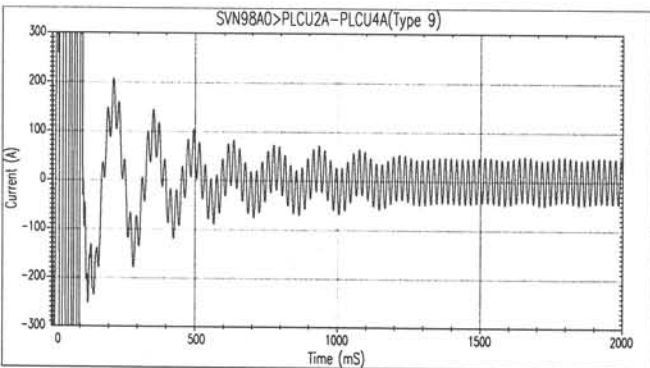


Fig. 5. Current on phase a from Plei-Ku end to faulted point.

Fig. 3 shows the secondary arc current for a fault on the Plei-Ku – Phu-Lam line section at the Phu-Lam end. Figs. 4 to 5 show the current on the faulted phase from Phu-Lam and Plei-Ku ends to the faulted point, respectively. The magnitude of the secondary arc current is high (up to 950 A peak). The results show that there is a low frequency component due to the series capacitor discharge (about 5 to 8 Hz) and a 50 Hz component. The peak value of the secondary

arc current can reach about 92 A on the phase a at $T = 1.0$ s. The current in the neutral reactor at the Phu-Lam end is shown in Fig. 6.

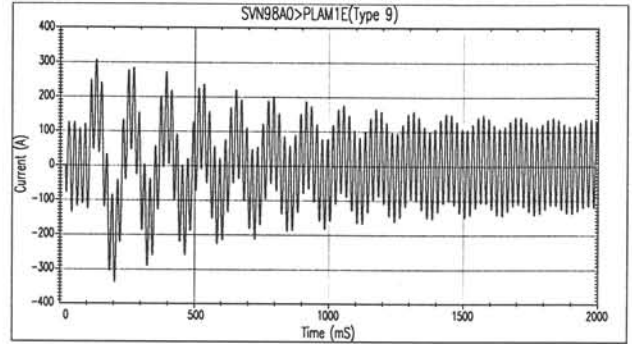


Fig. 6. Current in the neutral reactor at Phu-Lam.

The secondary arc current in the 500 kV transmission line during single-phase auto-reclosing is comprised of several components. The factors affecting these components are the inter-phase capacitive and inductive coupling, the series capacitor discharge in the fault and the energy trapped in the shunt reactor at the initial time of the fault. The low frequency component is a result of the oscillatory discharge of the series capacitors via the shunt reactors and the fault.

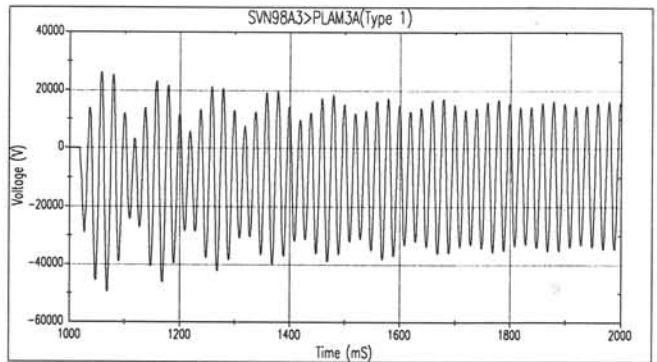


Fig. 7. Recovery voltage on phase a at Phu-Lam.

The accurate prediction of how long it will take to extinguish a secondary arc is not simple. When only the 50 Hz component of the arc current remains, the extinction process depends on the short-circuit 50 Hz current, the waveform of the recovery voltage, the length of the air-gap, the strength of the wind and the rate of elongation of the arc [16]. Fig. 7 shows the recovery voltage on phase a at Phu-Lam when the line from Plei-Ku to Phu-Lam is faulted on phase a at Phu-Lam. The steady 50 Hz of the recovery voltage appears when the arc is extinguished. The steady 50 Hz secondary arc current and recovery voltage depend on the line section, the position along this line, the faulted phase and the amount of load carried by the line.

We suppose that the secondary arc is extinguished at $T=1.0$ s. The secondary arc currents and recovery voltages with a fault at Phu-Lam or Plei-Ku ends are presented in Table 2. These values are calculated at the instant that the secondary arc is extinguished.

Table 2: SECONDARY ARC CURRENT AND RECOVERY VOLTAGE FOR FAULT ON THE PLEI-KU – PHU-LAM LINE SECTION.

FAULTED POSITION	SECONDARY ARC CURRENT (A PEAK)			RECOVERY VOLTAGE (kV PEAK)		
	i_a	i_b	i_c	V_a	V_b	V_c
Phu-Lam	92	89	87	50	47	48
Plei-Ku	68	67	64	42	46	41

The results show that the secondary arc current depends on the faulted location. The magnitudes of this current and the recovery voltage are high. Therefore, methods to reduce the secondary arc current and the recovery are necessary.

Case 2: Short-circuit at Ha-Tinh end on phase a of the Hoa-Binh - Ha-Tinh line section at $T=0.02$ s. The circuit breaker pole on the faulted phase at each end of the line section is opened at $T = 0.1$ s. These circuit breaker poles are reclosed at $T = 0.7$ s.

The time chart from the occurrence of a single-phase-to-ground fault up to the stabilization of the power system fluctuation after reclosing was classified as before occurrence of a fault, during continuation of a fault, no-voltage time and after reclosing. The operation of generators with AVR and turbines with governors was taken into account.

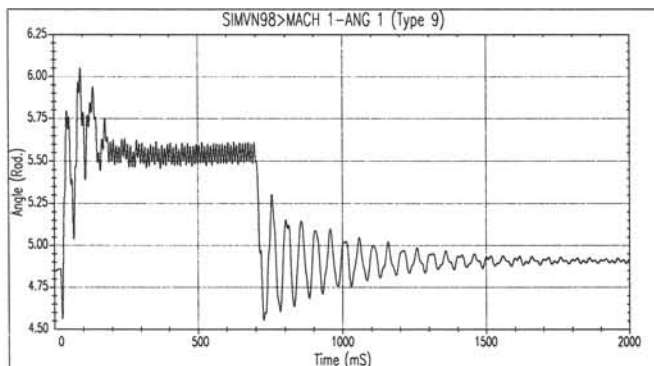


Fig. 8. Rotor angle of generators at the Hoa-Binh hydro station.

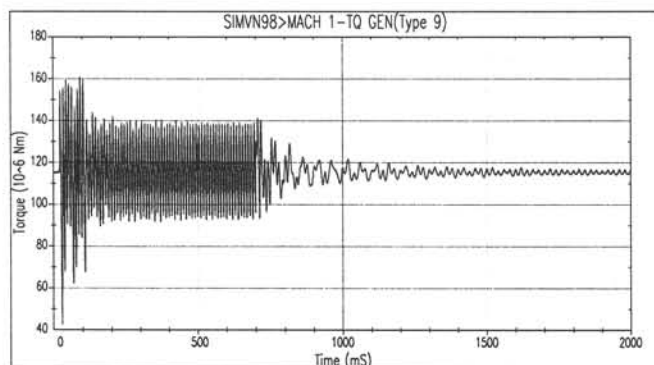


Fig. 9. Torque of generators at the Hoa-Binh hydro station.

Figs. 8 and 9 show the rotor angle and torque of generators at Hoa-Binh for a fault at the Ha-Tinh end (phase c) on the Hoa-Binh - Ha-Tinh line section. The system can lose the synchronism if the opened phase is not reclosed. The results

show the important role of single-phase auto-reclosing to improve the transient stability. The rotor angle and torque variation depends on the faulted position and the amount of power flow on the transmission line.

In the 500 kV transmission line from Hoa-Binh to Phu-Lam, the dead times set for the SPAR scheme are 0.6, 0.9, 1.0 and 1.0 seconds for Hoa-Binh – Ha-Tinh, Ha-Tinh - Da-Nang, Da-Nang – Plei-Ku and Plei-Ku – Phu-Lam sections, respectively [16].

IV. PROPOSED METHOD OF SECONDARY ARC EXTINCTION

The studied results show that the magnitudes of the secondary arc current and recovery voltage are very high on the 500 kV line from Hoa-Binh to Phu-Lam. This is why the neutral reactors are installed in order to cancel the capacitive coupling component of the secondary arc [15, 16]. The influence of the neutral reactor and resistor on the extinction of the secondary arc current is presented in Fig. 10. With the help of the neutral resistors, the secondary arc current damping is improved.

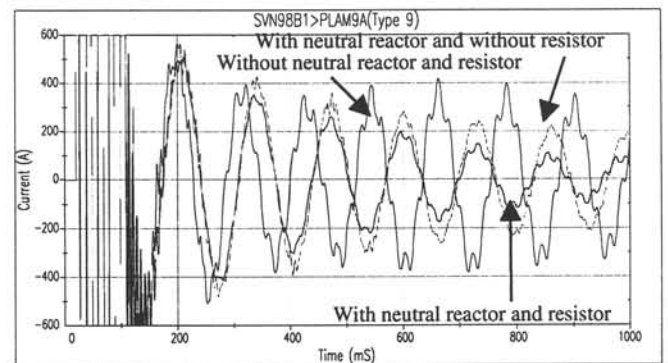


Fig. 10. Influence of neutral reactor and resistor on secondary arc current.

The results show that the neutral reactor impedance is very important for cancellation of the inter-phase capacitive coupling component in the secondary arc current. However, in order to accelerate the process of secondary arc extinction, the component due to the series capacitor discharge in the fault and the DC component due to the energy trapped in the shunt reactors should be rapidly eliminated as well. The best way to eliminate the series capacitor discharge current component during single-phase auto-reclosing is to short the series capacitors at both ends of the faulted phase. This automated system could be initiated by the line protection for a single-phase fault and must operate as quickly as possible within the first time-out periods. This time delay must be included in the required dead time for the SPAR scheme [16].

Fig. 11 shows the influence of capacitor bypassing on the extinction of the low-frequency component of the secondary arc current. In this case, a short circuit occurs at $T = 0.02$ s, on phase a at the Phu-Lam end of the Plei-Ku – Phu-Lam line section. The circuit breakers are opened at $T = 0.1$ s, and

the capacitors at both ends of the faulted phase of the line section are bypassed at $T = 0.21$ and $T = 0.19$ s, respectively. The maximal values of secondary arc currents are 172 and 124 A for bypassing at 0.21 and 0.19 s, respectively.

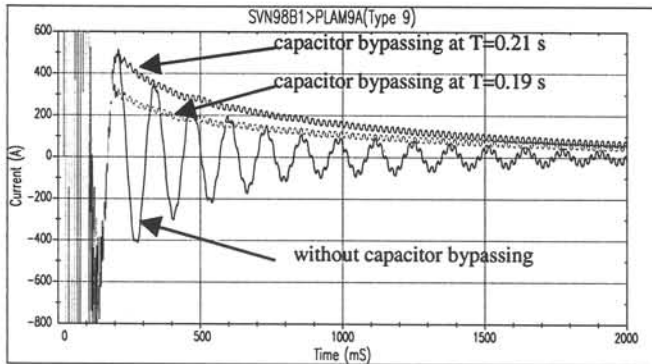


Fig. 11. Influence of capacitor bypass on the secondary arc current.

The results show that the closing instant of the bypass circuit breaker has a large effect on the decay of secondary arc current. Since the control of this instant is not possible, often the secondary arc current is very high (as the capacitor bypass at $T=0.21$ s) and the secondary arc can not be extinguished. It is well known that the arc resistance play a important role on the decay of the DC component of the secondary arc current, but the exact value of this resistance is not know. This is why in order to reduce the dead time for SPAR on this line, a method is proposed.

As shown in Fig. 11, at the instant of series capacitor bypass, the low frequency component due to the capacitor discharge has disappeared. However there is a DC component due to the energy trapped in the shunt reactor and the transformer at the instant when the fault was initiated (see Fig. 3). The decay of this DC component depends on the ratio of the inductance and resistance of the neutral and shunt reactors and the transformer as well as the arc resistance. Normally, it is difficult to evaluate the arc resistance value.

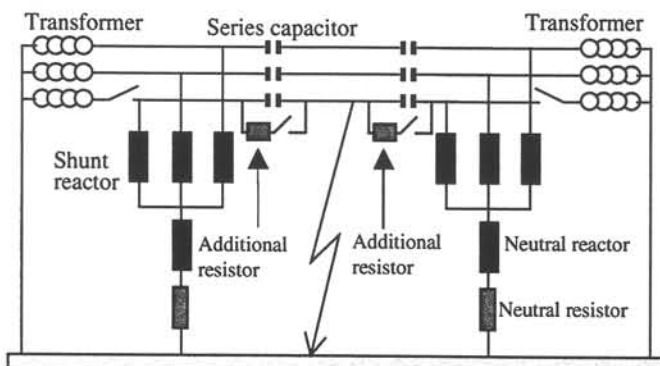


Fig. 12. A line section with the additional resistors.

In order to avoid the above inconvenience, a method to reduce the dead time for SPAR is proposed. In this method, an additional resistor is inserted in parallel with the capacitor;

i.e, this resistor is connected across the series capacitor (Fig. 12). With the help of this resistor, the amplitude of the secondary arc current is quickly reduced. Fig. 13 shows the influence of this resistor on the decay of DC component of the secondary arc current. In this case, a 40Ω resistor is used.

At $T=1.0$ s, the maximum current in the case without the additional resistor and with the capacitor bypassing can reaches 172 A as shown in Fig. 13. In this case, the secondary arc current can not be extinguished. But in the case with the additional resistor, the maximal current is less than 20 A at $T=1.0$ s. It shows that the secondary arc current is quickly extinguished before the necessary time of auto-reclosing and the success of the SPAR is assured.

By using the proposed method, the secondary arc current can be controlled. In this case, the insertion moment of resistor is not important; this resistor is inserted in any time with a positive influence. Fig. 14 shows the influence of insertion instant of additional resistor on the secondary arc extinction.

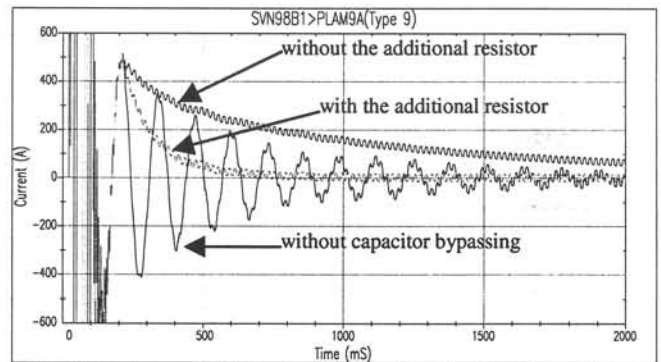


Fig. 13. Influence of additional resistor on the extinction of secondary arc current.

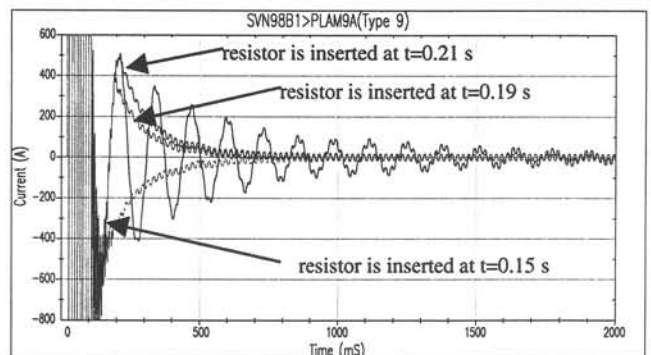


Fig. 14. Influence of the insertion moment of resistor on the extinction of secondary arc current.

When the neutral reactor and resistor of the reactor shunt are bypassed, the secondary arc current is very high. Therefore the extinction of this current is not impossible (Fig. 15). Normally, the system of SPAR is locked. By using the proposed method, the extinction of the secondary arc is assured (Fig. 15) and the success of SPAR is very high. The same when a shunt reactor is out-off service, by using the proposed method, the extinction of the secondary arc is almost ensured.

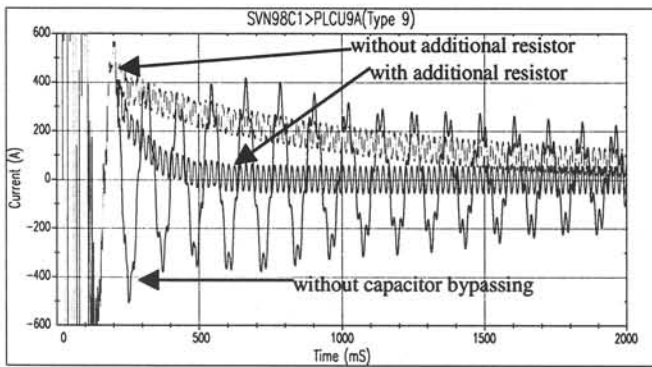


Fig. 15. Secondary arc currents without neutral reactor and resistor at Phu-Lam end.

V. CONCLUSIONS

This paper presents the study of the influence of the secondary arc on single-phase auto-reclosing. The results show that the secondary arc current on the 500 kV transmission line Hoa-Binh to Phu-Lam has a combination of a low-frequency component due to the capacitor discharge and a 50 Hz component due to capacitive and inductive couplings.

The paper presents a new method to limit the secondary arc current. This method has certain advantages due to its efficiency and flexibility. These methods do not require a complex protection and control scheme. By using the proposed method, the extinction of the secondary arc is controlled in any operation condition of the system.

VI. REFERENCES

- [1] D.E. Perry, R.M. Hasibar, J.W. Chadwick, B.J. Ware, A.J. Fakheri, R.S. Bayless, "Etude et Evolutions du Réenclenchement Monophasé dans les Réseaux à Untra Haute Tension des Etats Unis," Rapport 39-08, CIGRE session 1984.
- [2] H.J. Haubrich, G. Hosemann, R. Thomas, "Auto-Réenclenchement Monophasé dans les Réseaux à Très Haute Tension," Rapport 31-09, CIGRE session 1974.
- [3] N. Knudsen, "Déclenchement Monophasé des lignes de Transport Utilisant des Bobines d'Inductance pour Extinction de l'Arc Secondaire," Rapport 310, CIGRE session 1962.
- [4] C. Gary, S. Hesketh, M. Moreau, "Essais d'Auto-Extinction d'Arcs Grêles en Cas de Déclenchement Monophasé - Application aux Lignes à 750 kV," RGE, Tome 80, No. 5, Mai 1971, pp. 406-412.
- [5] H.A. Peterson, N.V. Dravid, "A Method for Reducing Dead Time for Single-Phase Reclosing in EHV Transmission," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, No. 4, April 1969, pp. 286-291.
- [6] R.M. Hasibar, A.C. Legate, J. Brunke, W.G. Peterson, "The Application of High-Speed Grounding Switches for Single-Pole Relosing on 500 kV Power Systems," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 4, April 1981, pp. 1512-1515.
- [7] B.R. Shperling, A.J. Fakheri, C.H. Shin, B.J. Ware, "Analysis of Single Phase Switching Field Tests on the AEP 765 kV System," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 4, April 1981, pp. 1729-1735.
- [8] J.G. Kappenman, G.A. Sweezy, V. Koschik, K.K. Mustaphi, "Staged Fault Test, with Single Phase Reclosing on The Winnipeg-twin Cities 500 kV Interconnection," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 3, March 1982, pp. 662-670.
- [9] A.J. Fakheri, T.C. Shuter, J.M. Schneider, C.H. Shih, "Single Phase Switching Tests on the AEP 765 kV System - Extinction Time for

Large Secondary Arc Current," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 8, August 1983, pp. 2775-2781.

- [10] A.T. Johns, W.M. Ritchie, "Application of an Improved Technique for Assessing the Performance of Single-Pole Reclosing Schemes," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 12, December 1984, pp. 3651-3659.
- [11] S. Goldberg, W.F. Horton, D. Tziouvaras, "A Computer Model of the Secondary Arc in Single Phase Operation of Transmission Lines," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 4, No.1, Jan. 1989, pp. 586-594.
- [12] IEEE Power System Relaying Committee Working Group, "Single Phase Tripping and Auto Reclosing of Transmission Lines - IEEE Committee Report," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 7, No. 1, January 1989, pp. 182-192.
- [13] G.C. Thomann, "Non-Optimum Compensation Schemes for Single Pole Reclosing on EHV Double Circuit Transmission Lines," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 8, No. 2, April 1993, pp. 651-659.
- [14] Nippon Koei Co., Ltd. Tokyo, "North-South 500 kV Transmission System Project, Technical report," July 1993.
- [15] HQI, "Etude de Simulation Transitoire sur la Future Interconnexion à 500 kV, Hoa Binh - Phu Lam, Vietnam," March 1993.
- [16] PPI/SECVI, "North-South 500 kV Transmission Line Project; System Studies," December 1993.
- [17] T. Tran-Quoc, S. Lam-Du, D. Pham-Van, N. Nguyen-Khac, L. Tran-Dinh, "Temporary Overvoltages in the Vietnam 500 kV Transmission Line," *IEEE Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance, IEEE/ESMO'98*, April 1998, Orlando, USA.
- [18] T. Tran-Quoc, T. Vu-Duc, R. Feuillet, N. Hadjsaid, J.C. Sabonnadière, Ch. Praing, L. Tran-Dinh, "Dynamic Analysis of Voltage Stability of the Vietnam System," *Energy Management and Power Delivery Conference*, March 1998, Singapore.

VII. BIOGRAPHIES

Tuan TRAN-QUOC (M' 93) was born in 1960 in Vietnam. He received the Engineer degree in Electrical Engineering from the Ho Chi Minh City University of Technology (Vietnam) in 1982. From 1983 to 1988 he worked as an assistant professor at the same University. He obtained the "Diplôme d'Etudes Approfondies" and the "Diplôme de Docteur" (Ph.D.) from the Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), France, in 1989 and 1993, respectively. From 1993 to 1995 he worked as a postdoctoral fellow in the Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG - INPG). From 1995 to 1996 he was a research engineer at the French Electricity Board (Electricité de France, EDF). He is presently with Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble. His research interests lie in the fields of power system analysis, operations and stability and electromagnetic transients.

Nouredine HADJSAID was born in 1964, in Algeria. He received the Engineer degree in Electrical Engineering from the Tizi Ouzou University (Algeria) in 1987, the "Diplôme d'Etudes Approfondies" and the "Doctorat de l'INPG" degree from the Institut National Polytechnique de Grenoble (I.N.P.G.), in 1988 and 1992, respectively. Since 1993 he served as an associate professor at the Ecole National Supérieure d'Ingenieur Electriciens de Grenoble and at the Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). His research interests are power system operation and security.

Jean Claude SABONNADIÈRE Eng 63, DSc 69 is presently professor at the Institut National Polytechnique de Grenoble (I.N.P.G.), France. The research of professor Sabonnadière is focused on modelling and calculation of electromagnetic fields and devices. He has published more than 150 scientific papers and written 3 books on C.A.D of electromagnetic systems. Professor Sabonnadière is fellow of IEEE and IEE, Doctor honoris causa of the Ecole Polytechnique Federale de Lausanne (Switzerland) and member of the Electromagnetic Academy (MIT).

René FEUILLET (1953) received his Diplôme d'Ingénieur and his Dr. Eng. degree in Electrical Engineering from the Institut National Polytechnique de Grenoble (I.N.P.G.), in 1976 and 1979, respectively. In 1991, he received the degree of "Habilitation à Diriger des Recherches" From the same institute. Since 1979, he has been appointed as Assistant Professor at the National Electrical Engineering School of Grenoble (ENSIEG), France. His research activities in the Grenoble Electrotechnical Laboratory (LEG) include modeling of power electronics converters and interference perturbation on power networks and components.



Montréal, Québec
May 28-30, 1997

Second International Conference on

Digital Power System Simulators



TEXAS A&M UNIVERSITY



MODELING OF NONLINEAR ELEMENTS IN A DIGITAL SIMULATOR, PART I: IMPLEMENTATION

T. Tran-Quoc***; L. Pierrat*; A. Montmeat⁺, J.L. Kueny**

* Electricité de France
Division Technique Générale
37 Rue Diderot
38040 Grenoble Cedex - France

** Institut Nat. Polytechnique de Grenoble
IMG - LEGI
BP. 53
38041 Grenoble Cedex 9 - France

⁺ Electricité de France
Direction des Etudes et Recherches
1, Avenue du Général de Gaulle
92141 Clamart Cedex - France

Abstract - This paper presents the modeling of typical nonlinear elements such as the magnetizing inductance of an iron cored transformer by taking into account the saturation and the hysteresis. This solution is used to generate the magnetizing characteristics for current transformer, potential transformer and saturable inductance. An arrester model are carried out, in order to represent accurately the nonlinear characteristics $v-i$ of arrester. These models are implanted in MORGAT. Advantages of these models are the accuracy and the flexibility for users. In part II, the validation of these models will be investigated.

Keywords: Transformer, magnetizing characteristic, hysteresis, saturation, arrester; MORGAT.

I. INTRODUCTION

The development of protection systems for Extra High Voltage makes it necessary to update equipment testing devices. The need to increase the transmission capability of existing and new electrical network is forcing the relay engineer to examine the performance of present and future relays in greater detail than has been the case in the past. Different solutions have been developed over the years to perform these tests and only recently, fully digital, real-time simulators have been developed, capable of representing electromagnetic transients [1-9].

The accuracy of transient simulation depends on the models represented in a digital simulator, in particularly, the representation of nonlinear elements such as power transformer, current transformer, potential transformer, saturable inductance, arrester (ex: MOV)...

There are a number methods known in literature to determine the magnetizing characteristic. This characteristic can be determined from designer data, from measurement with a low-frequency voltage, from measurement with a steady-state voltage, or from measurement of the magnetization curve during inrush.

Electricité de France (EDF) therefore developed MORGAT system [1-2]. MORGAT is a modern tool of EHV system transient studies and a test facility of EHV system. In older versions of MORGAT, the saturation characteristics of transformers are represented as piecewise linear inductances with two slopes (L_1 and L_2) as shown in Fig. 1 (simple model). In order to determine L_1 and L_2 , the permeability of material, the saturation knee Φ_{sat} and the cyclic inductance are required. These data are not easy to obtain, and the simulation accuracy depends on the choice of Φ_{sat} value.

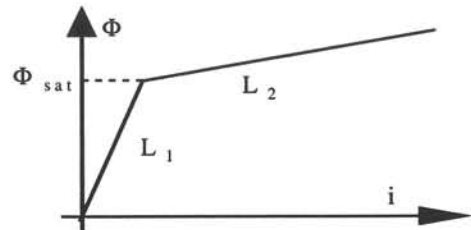


Fig. 1. Piecewise linear inductances with two slopes (simple model).

For the surge arresters, in older versions of MORGAT, their nonlinear characteristics $v-i$ are modeled by piecewise linear resistances. On the one hand, since MOVs are highly nonlinear resistor, this representation is not accurate. On the other hand, the older versions can not accurately simulate if we have only a minimum data (only reference values v_{ref} and i_{ref}) and the absorbing energies of arresters are not available.

This paper comprises 2 parts; the first part presents the modeling of typical nonlinear elements such as the magnetizing inductance of an iron cored transformer and MOVs; the second part presents the validation of proposed models. These models are implanted in MORGAT. In order to reduce the computing time and obtain an adequate accuracy, in the real-time version, the nonlinear characteristics are linearized by adequate piecewise linear inductances or resistances (the number of segments can be chosen by user).

II. NONLINEAR TRANSFORMER MODEL

This part presents the nonlinear transformer model by taking into account the saturation and hysteresis.

A. Magnetizing Characteristics

The magnetizing part of a transformer can be characterized by two passive nonlinear components (R_m and L_m in Fig.2).

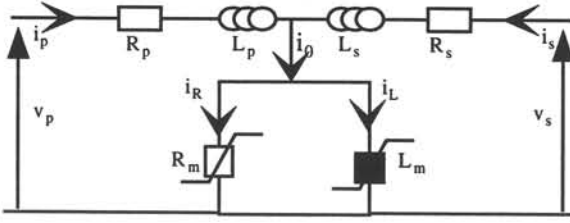


Fig. 2. Single phase equivalent scheme of transformer.

The term i_L represents the magnetic saturation property of material; the term i_R represents both hysteresis and eddy-current properties of material.

The main saturation flux-current curve $i_L(\lambda)$ can be represented by a pth odd order polynomial:

$$i_L = k_1 \lambda + k_2 \lambda^p \quad p = 1, 3, 5 \dots \quad (1)$$

The core loss current $i_R(\lambda)$ can be represented by a qth even order polynomial:

$$i_R = \left\{ k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q \right\} \frac{d\lambda}{dt} \quad q = 2, 4, 6 \dots \quad (2)$$

The total magnetizing current $i_0(\lambda)$ can be obtained by [10,11]:

$$i_0 = i_L + i_R = k_1 \lambda + k_2 \lambda^p + \left\{ k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q \right\} \frac{d\lambda}{dt} \quad (3)$$

where λ is flux linkage; k is a set of constants.

From the measured data of the transformer no-load test (rms voltage, current and no-load losses: V_{rms} , I_{rms} , P_{losses}), coefficients $k_1 - k_4$ are easily determined by using the least square curve fitting method [10, 11]. The instantaneous magnetization characteristic (saturation curve and hysteresis loops) of transformer can be obtained, even we have only a minimum data.

The method is applied for a 50 Hz three-phase delta-connected 35 MVA transformer (97/5.5 kV). Figs. 3a and 3b show the measured data (V_{rms} , I_{rms} , P_{losses}) obtained from a no-load test at $V_{rms} = 0.9, 1.0$ and 1.1 pu. By using the proposed method, we can obtain $v(i_R)$ and $\lambda(i_L)$ curves as shown in Figs. 4a et 4b. For this transformer, we have $p = 11$, $q = 4$.

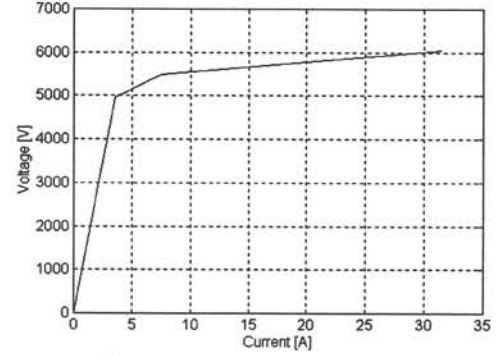


Fig. 3a. V_{rms} - I_{rms} curve (on secondary).

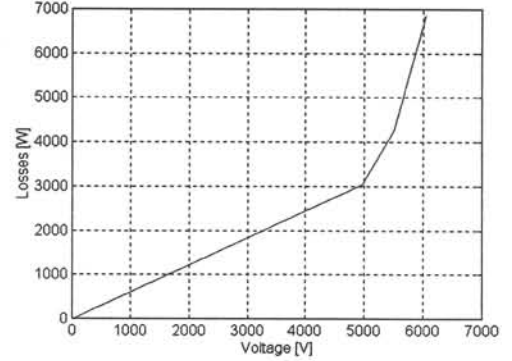


Fig. 3b. P_{losses} - V_{rms} curve (on secondary).

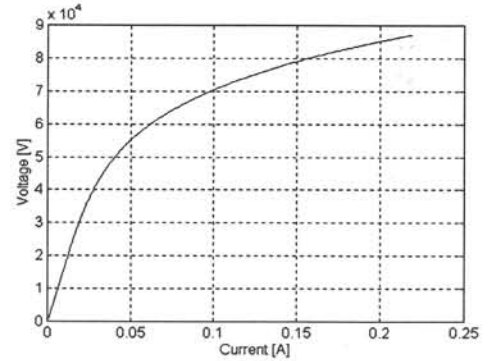


Fig. 4a. v - i_R curve (on primary).

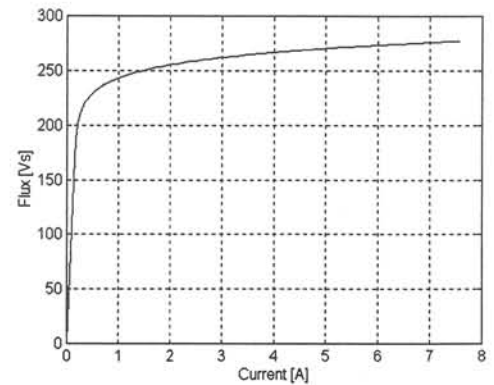


Fig. 4b. λ - i_L curve (on primary).

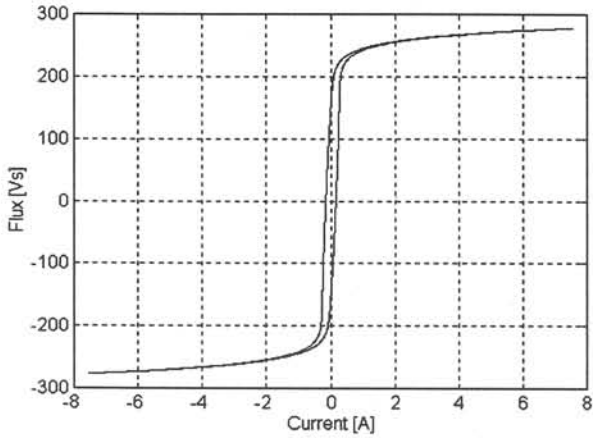


Fig. 5. Hysteresis loop at $v=1.1$ pu (on primary)

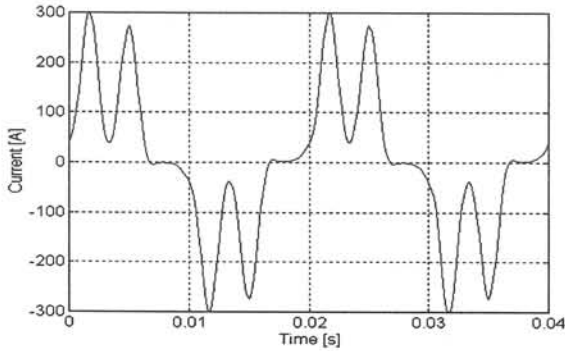


Fig. 6. Calculated magnetizing current for phase a (i_0) at $V_{ab}=1.15$ pu.

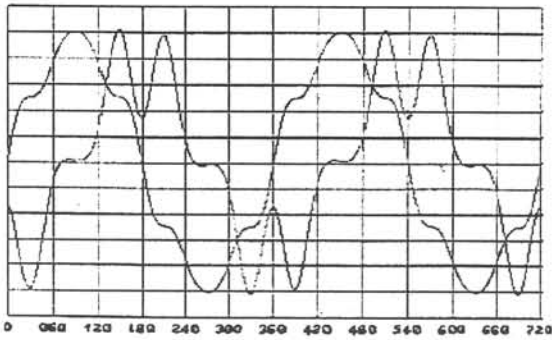


Fig. 7. Measured magnetizing current for phase a (i_0) at $V_{ab}=1.15$ pu.

Fig. 5. show the hysteresis loop calculated from (3) at $v = 1.1$ p.u. Figs. 6 et 7 show the calculated and measured line current waveforms in phase a at $V_{ab} = 1.15$ pu. The peak value of calculated and measured currents are practically the same (about 300 A).

In order to reduce the computing time with a sufficient accuracy, in the real-time version, the nonlinear characteristics are linearized by adequate piecewise linear inductances or resistances (the number of segments can be chosen by user), so in equation (2), $i_R(\lambda)$ can be supposed constant.

The proposed model has the following advantages:

- required data to identify the magnetizing characteristic are easy to obtain from a no-load test, it is the same way as in EMTP [8-9];
- both saturation and hysteresis (magnetic losses) are obtained;
- the saturation curve is corrected by influence of magnetic losses;
- the magnetizing characteristics are also obtained in the non-ideal voltage supply (nonsinusoidal and unbalanced) and this model can be used for the correction of transformer no-load losses under the nonsinusoidal excitation [12];
- this solution is used to generated the magnetizing characteristics for saturable inductance, potential transformer and current transformer [13].
- the saturation curve and the hysteresis loops obtained by the proposed method can be used for EMTP with the compatible formats.
- the model is simple and easy to implement in the transient computation program;

B. Determination of the slope in saturated region

The slope of magnetizing characteristic in saturated region plays a very important role in inrush current simulations. The accurate determination of this slope is necessary. This is why, in this part, we propose a method that permits to estimate this saturated slope. If we have not any information of physical dimensions of the transformer, we can use the polynomial in (1) in order to complete the saturation curve. An other solution is carried out by definition of two slopes as show in Fig. 8.

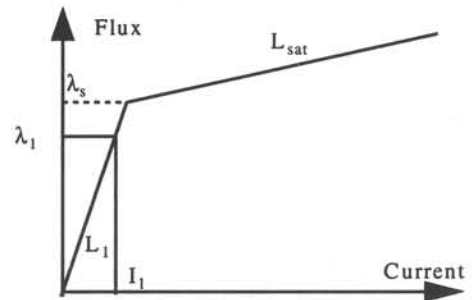


Fig. 8. Principle to estimate the slope in saturated region L_{sat} .

For simplify to explain, the saturation curve is represented in two slopes, L_1 represents the inductance in linear region, and L_{sat} represents the inductance in saturated region. These inductance can be given by:

$$L_1 = \mu_0 \mu_r n^2 \frac{A}{M} \quad (4)$$

$$L_{sat} = \mu_0 n^2 \frac{A}{M} \quad (5)$$

where μ_0 is the permeability of air;
 μ_r is the relative permeability of material;
 n is the number of the winding turns;
 A is the cross-sectional area of the winding;
 M is mean path-flux length;

Normally, these data are not known to the engineer who is responsible for planing and operation of the power system. From (4) and (5), we can obtain:

$$L_{sat} = \frac{L_1}{\mu_r} \quad (6)$$

The value L_1 is easily determined from the flux-current curve (1). If we know the relative permeability of material, the slope in saturated region is completely obtained. Experiences show that, if the value L_1 is chosen in the nominal point. For several actual power transformers, μ_r can take about 1000.

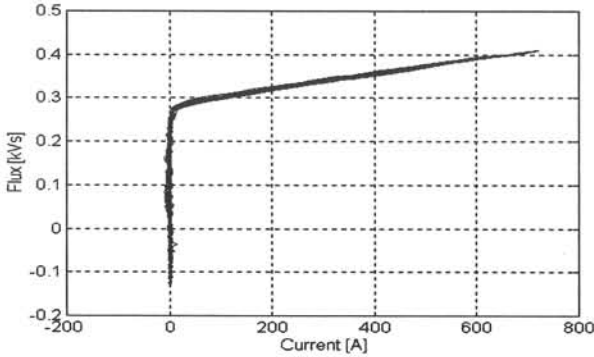


Fig. 9. Measured magnetizing characteristic

For the 35 MVA transformer above, by using the proposed method, we can obtain $L_{sat} = 152.33$ mH. To verify this estimation, a magnetizing characteristic has been obtained during inrush as shown in Fig. 9. After correction of delta current on secondary, the measured value L_{sat} is 158.89 mH (error inferior to 4%). From estimated value L_{sat} , the reluctance \mathfrak{R}_{sat} can be determined. This method is applied for a several power transformers, and the results by experience show that the estimation by the proposed method is very good. Obviously, this method can be used for the simple model (piecewise linear inductances with two slops L_1 and L_2) as shown in Fig. 1.

The saturation curve obtained from part A is completed by this slope in order to obtain the complete magnetizing characteristic.

C. Equations of Three-phase Transformers

A general three-winding transformer is represented in Fig. 2.

The system of three-phase voltage equations on each winding is obtained by:

$$v_j = r_j i_j + L_j \frac{di_j}{dt} + n_j \frac{d\Phi_j}{dt} \quad j = 1+9 \quad (7)$$

where r_j ; L_j ; n_j are the resistance, leakage inductance, number of turns of the winding j , respectively. Φ_j is the flux of the winding j ($\lambda_j = n_j \Phi_j$) and $\Phi_1 = \Phi_4 = \Phi_7 = \Phi_a$; $\Phi_2 = \Phi_5 = \Phi_8 = \Phi_b$; $\Phi_3 = \Phi_6 = \Phi_9 = \Phi_c$.

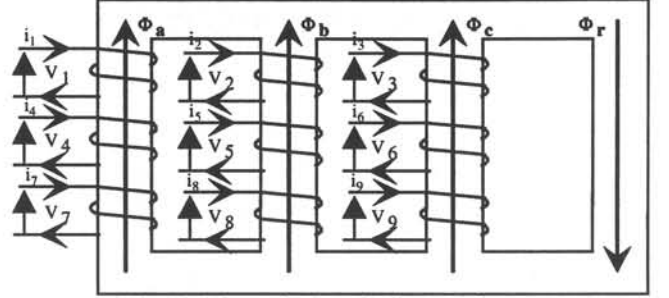


Fig. 10. Scheme of a three winding transformer.

The magnetic equations are:

$$\mathfrak{R}_a \Phi_a + \mathfrak{R}_r \Phi_r = \sum_{j=1,4,7} n_j i_j \quad (8)$$

$$\mathfrak{R}_b \Phi_b + \mathfrak{R}_r \Phi_r = \sum_{j=2,5,8} n_j i_j \quad (9)$$

$$\mathfrak{R}_c \Phi_c + \mathfrak{R}_r \Phi_r = \sum_{j=3,6,9} n_j i_j \quad (10)$$

$$\Phi_a + \Phi_b + \Phi_c = \Phi_r \quad (11)$$

where $\mathfrak{R}_{a,b,c}$ are the reluctances of the a, b, c phases. These reluctances $\mathfrak{R}_{a,b,c}$ can be determined from (1):

$$\mathfrak{R} = n^2 \frac{iL}{\lambda} = n^2 (k_1 + k_2 \lambda^{p-1}) \quad (12)$$

Φ_r and \mathfrak{R}_r are the flux and reluctance of the return path (for the three-legged core, \mathfrak{R}_r is the air return path); corresponding values can be estimated from the design or measurement data.

The influence of magnetic losses can be represented by a nonlinear resistance R_m in parallel with the nonlinear inductance L_m (Fig. 2). This nonlinear resistance can be determined from (2):

$$R_m = \frac{1}{\left\{ k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q \right\}} \quad (13)$$

III. SURGE ARRESTER MODEL

Surge arresters are used to protect generators, transformers, cables SF₆-busses and other devices against levels of overvoltages which destroy their insulation [9].

The MOVs are highly nonlinear resistor, this is why, in the new version of MORGAT, its nonlinear resistance is represented by an exponential function or several exponential functions as [9]:

$$i = A \left(\frac{v}{v_{ref}} \right)^\alpha \quad (14)$$

where A , α and v_{ref} are specific constants.

As in the EMTP, on the one hand, this representation give a adequate accuracy. On the other hand, if we have only v_{ref} and the corresponding current i_{ref} in the catalogue, the nonlinear characteristic of MOV can be obtained.

Due to the difficulty to describe the entire region with one power function, the voltage region has been divided into segments in MORGAT, with each segment defined by its own power function. In the new version of MORGAT, the nonlinear v-i arrester characteristics can be approximated by:

- piecewise linear representation; this representation can be applied for silicon-carbide arresters (nonlinear resistance in series with a gap);
- an arbitrary number of exponential segments; the representation is used for MOVs, the number of exponential segments can be set by user or by program;
- only one exponential function; this representation is used when we have a minimum information about arresters, (for example, if we have only v_{ref} and the corresponding current i_{ref} in the catalogue).

For the representation by exponential functions, a linear representation is used in the low voltage region. Finally, the absorbing energy of arresters is calculated.

IV. APPLICATION FOR CURRENT TRANSFORMER

By using the suggested method, the saturation characteristics and hysteresis loops of a toroidal core CT, 400/5 A, 30 VA, are calculated (for this CT, $p = 27$, $q = 4$).

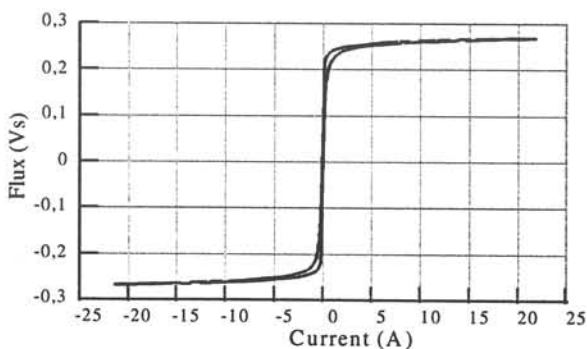


Fig. 11. Calculated hysteresis loop at $V_2 = 60$ V.

From measured rms voltage - current and power losses-voltage, the $v-i_R$ curve and the main saturation $\lambda-i_L$ curve are calculated. Fig. 11 shows the calculated hysteresis loop of the CT at 60 V secondary excitation voltage. It shows that this characteristic identified from measurements is valid for a wide range of fault currents. The simulation results show that for all cases, transient excursions are bounded by this characteristic.

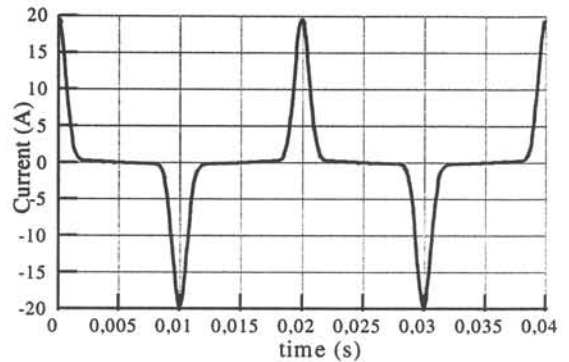


Fig. 12. Calculated magnetizing current at $V_2 = 60$ V.

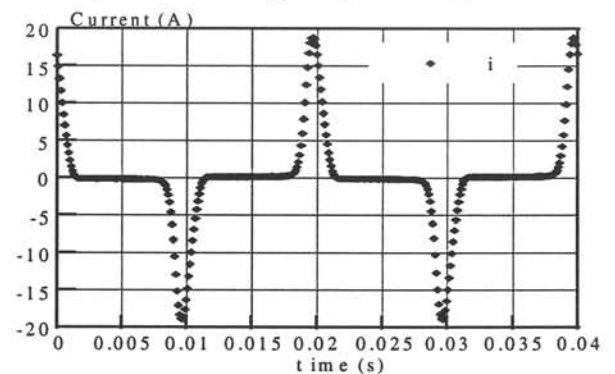


Fig. 13. Measured magnetizing current at $V_2 = 60$ V.

Figs. 12 and 13 show calculated and measured steady-state magnetizing current waveforms of the CT. Due to the high order polynomial (i.e. p , q exponents), the measured and calculated currents are almost the same in Figs. 12 and 13.

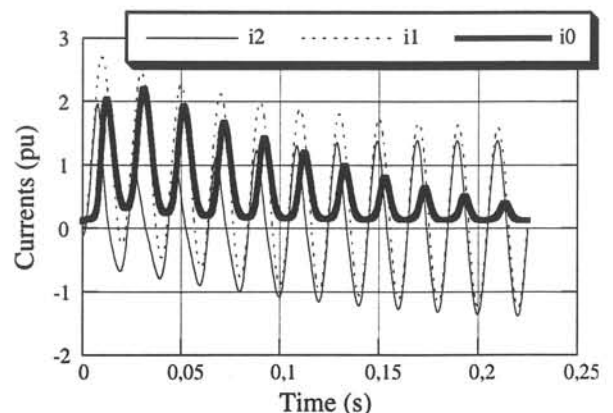


Fig. 14. Secondary, primary and magnetizing current waveforms (i_2 , i_1 , i_0).

If a maximum DC offset of short circuit current is supposed, Fig. 14 shows primary, secondary and magnetizing current waveforms with residual flux fixed to 0.75 pu.

V. CONCLUSIONS

The proposed model permits to modeling accurately electromagnetic transients phenomena of transformers by taking into account the saturation and the hysteresis, even in conditions that one has minimum information. The proposed method is used to generate the magnetizing characteristic for power transformers, current and potential transformers and saturable inductances. A nonlinear model of arresters is also presented and their absorbing energies are calculated. These models was been implanted in MORGAT. The magnetizing characteristics (saturation curve and hysteresis loops) and the nonlinear characteristics v-i of arresters can directly be used for simulations in EMTP with compatible formats.

VI. REFERENCES

- [1] MORGAT - An Electromagnetic Transient Simulator, *Direction Des Etudes et Recherches, Electricité de France*, Version 6.0, Jan. 1993.
- [2] P. Bornard, P. Erhard, P. Fauquembergue, "MORGAT: A Data Processing for Testing Transmission Line Protective Relays," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 3, No. 4, Oct. 1988, pp. 1419-1425.
- [3] M. Kezunovic, M. Aganagic, V. Skendzic, J. Domaszewicz, J.K. Blandow, D.M. Hamai, S.M. McKenna, "Transients Computation for Relay Testing in Real-Time," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 9, No. 3, July 1994, pp. 1298-1305.
- [4] M. Kezunovic, C.W. Fromen, D.R. Sevcik, S.M. McKenna, B. Pickett, N. Iquierdo, "Advanced Testing Methods for Protective Relays Using New Digital Simulator Designs," *CIGRE 1996: 34-204*.
- [5] P.G. McLaren, R.P. Jayasinghe, J.R. Lucas, W.W.L. Keerthipala, "Efficient Simulation Techniques for Some Common Non-Linear Elements in Power System Studies," *PSCC'93*, Avignon, France, pp. 679-685.
- [6] R. Kuffel, J. Giesbrecht, T. Maguire, R.P. Wierckx, P. McLaren, "RTDS - A Fully Digital Power System Simulator Operating in Real Time," *Proceeding of ICDS'95*, Texas A&M University, Avril 1995.
- [7] P. Mercier, C. Gagnon, M. Tétrault, M. Toupin, "Real-Time Digital Simulation of Power Systems at Hydro-Quebec," *Proceeding of ICDS'95*, Texas A&M University, April 1995.
- [8] Hermann W. Dommel, "Nonlinear and Time-Varying Elements in Digital Simulation of Electromagnetic Transients," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-90, Nov/Dec 1971, pp. 2561-2566.
- [9] Hermann W. Dommel, *Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book)*, Version August 1986.
- [10] L. Pierrat, T. Tran-Quoc, "A New Method for Modelling Magnetization Characteristics of Transformers by Including Hysteresis," *ICEM'94*, Paris, France, Sept. 1994
- [11] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, "An Efficient Non Linear Transformer Model and Its Application to Ferroresonance Study," *IEEE Trans. on Magnetics*, Vol. MAG-31, No. 3, May 1995, pp. 2060-2063.
- [12] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, "Correction of the Measured Core Losses under Distorted Flux," *IEEE-CEFC*, Okayama, Japan, March 1996, to be published in *IEEE Trans. on Magnetics*, March 1997.
- [13] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, "Influence of Random Variables on Protective Current Transformer Transient Performance," *Proceeding of ICDS'95*, Texas A&M University, Texas, USA, April 1995.

BIOGRAPHIES

Tuan TRAN-QUOC (M' 93) was born in Vietnam on May 8, 1960. He received his degree in Electrical Engineering from the Ho Chi Minh City University of Technology (Vietnam) in 1982. From 1983 to 1988 he worked as a lecturer at the same University. He obtained the "Diplôme d'Etudes Approfondies" and the "Diplôme de Docteur" (Ph.D.) from the Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), France, in 1989 and 1993, respectively. From 1993 to 1994 he worked as a postdoctoral fellow in the Grenoble National Electrical Engineering School (ENSIEG - INPG). From 1995 to 1996 he was a research engineer with French Electricity Board (Electricité de France, EDF). He works currently with the Institut National Polytechnique de Grenoble. His research interests lie in the fields of power system operations and electromagnetic transients.

Lambert PIERRAT (SM' 92) was born in 1939 in France. He received his diploma in Electrical, Electronic and Automatic Control Engineering from University of Nancy, France, and his degree in Electrical Engineering from the Grenoble National Electrical Engineering School (ENSIEG), France, in 1970 and 1972, respectively. From 1973 to 1983, he was a research engineer with French Electricity Board (Electricité de France, EDF) and from 1984 to 1989, Head of Electrical Branch in EDF (General Technic Division). Since 1989, he has been a Scientific Attaché at EDF, a research advisor with the French National Council of Scientific Researches (CNRS) and a visiting professor in the University of Grenoble. He has published more than 200 technical papers in the areas of electric machinery, power electronics and power systems, non-linear systems and reliability. His current research interests are stochastic approaches to power quality. Mr. Pierrat is a corresponding member of Science Contact of the French Academy of Science.

Alain MONTMEAT was born in France in 1966. He received his engineering degree from the Institut National Polytechnique de Grenoble, Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs Electriciens de Grenoble, in 1989. He is at the R&D division of Electricité de France, where he works on power system simulation. He is the project manager of MORGAT.

Jean Louis KUENY completed his studies at Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG) in 1970 (Hydraulic Engineer School). After working for 4 years as a Research Engineer with ALSTHOM company, he joined the Hydraulic Engineer School of INPG. In 1976, he obtained the Doctorate Degree of INPG. In 1990, he became a Professor of INPG Hydraulic Engineer School. He was Director of the Centre de Recherche et d'Essais de Machines Hydrauliques de Grenoble from 1985 to 1994. Now he is the Head of the "Turbomachinery Team" of the Laboratoire des Ecoulements Géophysiques et Industriels of INPG and is working as a visiting Professor at the Institut de Mécanique des Fluides et de Machines Hydrauliques (IMHEF) in Lausanne. His recent interest concerns renewable energy and modeling of hydroelectric systems.

ESMO '98 - 1998 IEEE 8th International Conference
on Transmission & Distribution Construction,
Operation & Live-Line Maintenance Proceedings

ESMO '98 PROCEEDINGS



April 26-30, 1998
Orlando, Florida, U.S.

Host Utility:



Sponsor:

ESMO '98 is an officially sanctioned IEEE/Power Engineering Society conference. The event is co-sponsored by the Subcommittee on Engineering in the Safety, Maintenance and Operation of Lines (ESMOL) and the Working Group on Construction of Overhead Lines of the Towers, Poles and Conductors (TP&C) Subcommittee. Both subcommittees report to the Transmission and Distribution Committee of the IEEE/PES.



IEEE Catalog Number 98CH36230



TEMPORARY OVERVOLTAGES IN THE VIETNAM 500 KV TRANSMISSION LINE

T. Tran Quoc*, S. Lam Du**, D. Pham Van, N. Nguyen Khac, L. Tran Dinh⁺

*Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
BP. 46, 38402 Saint Martin d'Hères
FRANCE

**HCM City Electricity Company
12 Nguyen T. M. Khai, HCM City
VIETNAM

⁺Electricity of Vietnam
18 Tran Nguyen Han, Hanoi
VIETNAM

Abstract – This paper investigates the temporary overvoltages (TOVs) in the Vietnam 500 kV transmission line. The accurate modeling of the system components as well as lines, transformers, machines, loads, shunt reactors, surge arresters is presented by taking into account the saturation of transformers and shunt reactors and v-i characteristics of corona. The excitation systems of machines are also used in this study. Several events that can produce high TOV levels such as three-phase load rejections and single-phase opening with a contingency are examined by using the EMTP. The energy dissipated in the surge arresters is determined. Finally, the methods of limiting the magnitude and duration of TOV levels applied to equipment are presented. A program capable of interfacing with the EMTP is developed to study TOVs and other transient phenomena. The study is useful for constructing and operating such a transmission line.

Keywords: Temporary overvoltage, load rejection, line, transformer, generator, shunt reactor, surge arrester, saturation.

I. INTRODUCTION

The electric power supply in Vietnam is undertaken by three regions: the Northern, the Southern and the Central Regions. A 500 kV transmission line was constructed for sending abundant energy generated in the North (with 1920 MW in total of Hoa-Binh hydro power station) to the Central and Southern power systems. The very great length of the single-circuit 500 kV transmission line (1487 km) in the Vietnam system, plus the relatively high source impedances that supply it, results in the potential levels of temporary overvoltages (TOV) being a major concern.

In construction phase, accurate studies are necessary for choosing the optimum value for the voltage rating of the surge arresters protecting equipment. Such a choice permits the secure selection of lower insulation levels, thereby resulting in considerable economy. In operating this system, TOV analysis is very important, since the Vietnam power system is in development. When the configuration and loads (power flow) change, the magnitude and duration of TOVs change.

A temporary overvoltage is an oscillatory overvoltage of relatively long duration, which is undamped or only weakly damped [1-3]. Temporary overvoltages occur as a result of a switching operation or the initiation or clearance of a fault [4-5]. Temporary overvoltages may have different effects on the system. Among them are flashover of insulation and puncture of internal insulation if their magnitude is high, and heating of transformer and reactor cores if they cause saturation. In addition, they can affect surge arrester reseal properties and possibly the thermal stability of the surge arresters.

The most dangerous TOVs in the Vietnam 500 kV network occur when circuit breakers are opened to produce "load rejections". The high TOVs result from the voltage rise due to the charging of the shunt capacitance of the 500 kV line via the inductive source comprising generators, transformers and the 500 kV line. This problem is very severe since this single line connects a generation source to a load center located a far distance away. The shunt reactors connected along the 500 kV link are vital for the control of the magnitude of the TOVs, as they partly compensate the shunt capacitance of the 500 kV line [6-8].

The accuracy of the TOV studies requires accurate modeling of the system components, as well as lines, power transformers, shunt reactors, surge arresters (ex: MOV), machines and excitation systems.

In this paper, the accurate modeling of the system components as well as lines, transformers, machines, loads, shunt reactors, surge arresters are presented by taking into account the saturation of transformers and shunt reactors. This paper presents a model that permits the accurate modeling of the nonlinear transformer and reactor by taking into account saturation and hysteresis. The real 500/220 kV Vietnam system is used for the study. Sections of 500 kV lines from Hoa-Binh to Phu-Lâm are represented by non-transposed frequency dependent line models by taking into account corona effects. The machines are modeled with their excitation systems. Several events that can produce high TOV levels are investigated, such as three-phase load rejections and single-phase opening, with the outage of a shunt reactor or a transformer. The energy dissipated in the surge arresters is determined. Finally, methods of limiting the magnitude and duration of TOV levels applied to equipment are presented. A program capable of interfacing with the EMTP is developed in order to study TOVs and other transient phenomena.

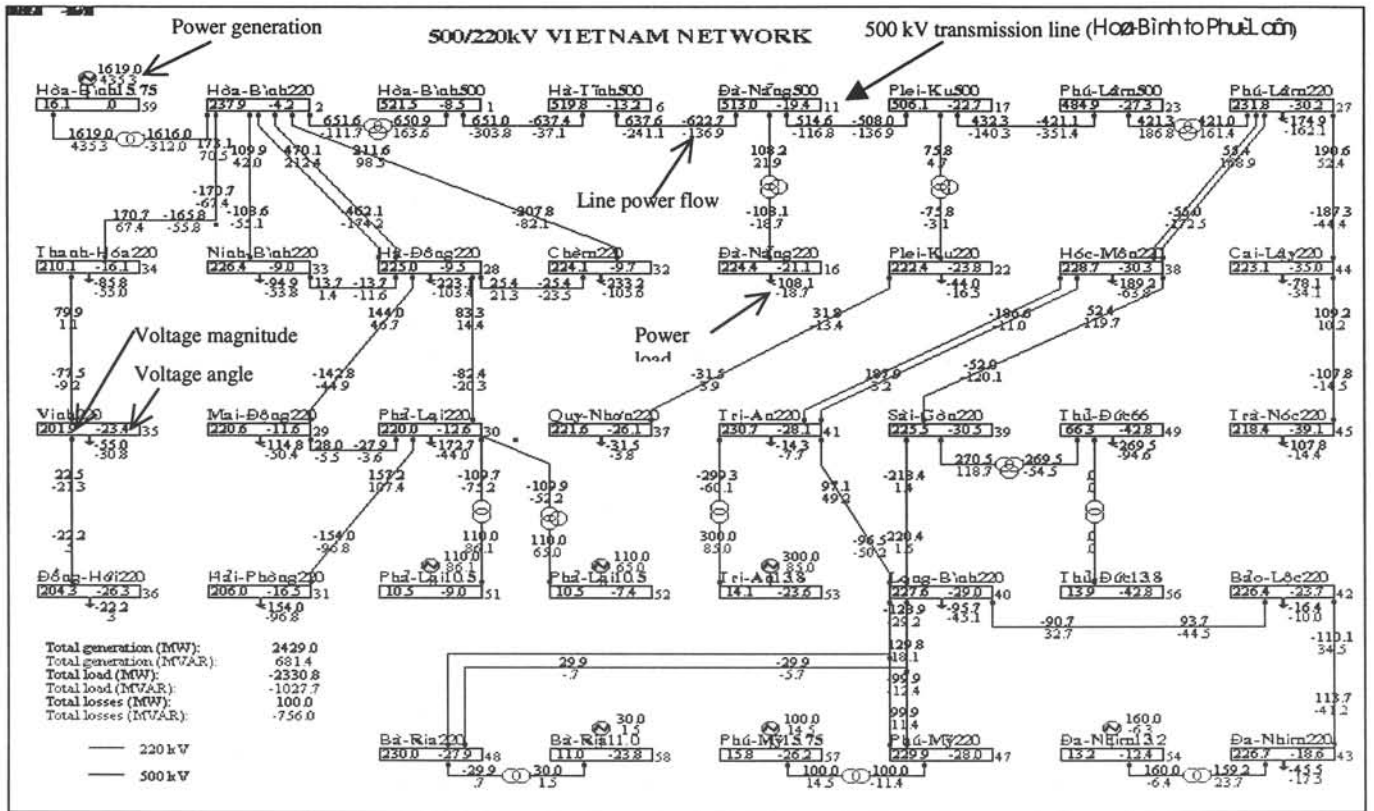


Fig. 1. 500/220 kV Vietnam system.

II. DESCRIPTION OF VIETNAM POWER SYSTEM

The great length of the single-circuit 500 kV transmission line in the Vietnam system is separated into 4 sections: Hoa-Binh – Ha-Tinh (341 km), Ha-Tinh - Da-Nang (391 km), Da-Nang – Plei-Ku (259 km) and Plei-Ku – Phu-Lâm (497 km) as shown in Figs. 1 and 2. This line is compensated by shunt reactors and series capacitors at each station (Fig. 2) [6-8]. The 220 kV systems are connected at Hoa-Binh, Da-Nang, Plei-Ku and Phu-Lâm. Fig. 1 presents the 500/220 kV Vietnam system.

III.1. Transmission lines

III.1.1. 500 kV line

Taking into account important effects of the 500 kV line model on transient phenomena appearing in this system, sections of 500 kV lines from Hoa-Binh to Phu-Lâm are represented by non-transposed frequency dependent line models (J. Marti model) [8].

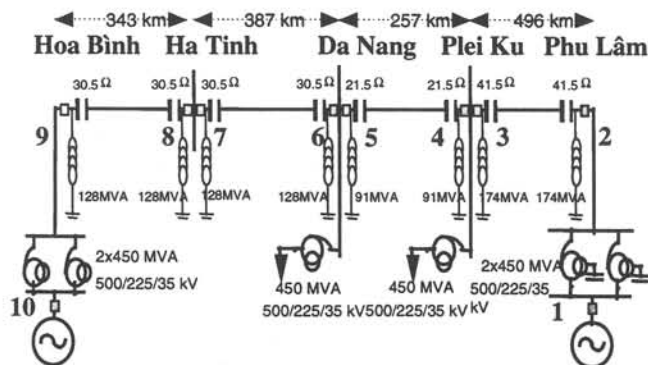


Fig. 2. Configuration of Vietnam 500 kV transmission line.

III. MODELING

It is well known that the exact results of TOV studies require accurate modeling of the components in the system. In this section, the modeling of these components is presented.

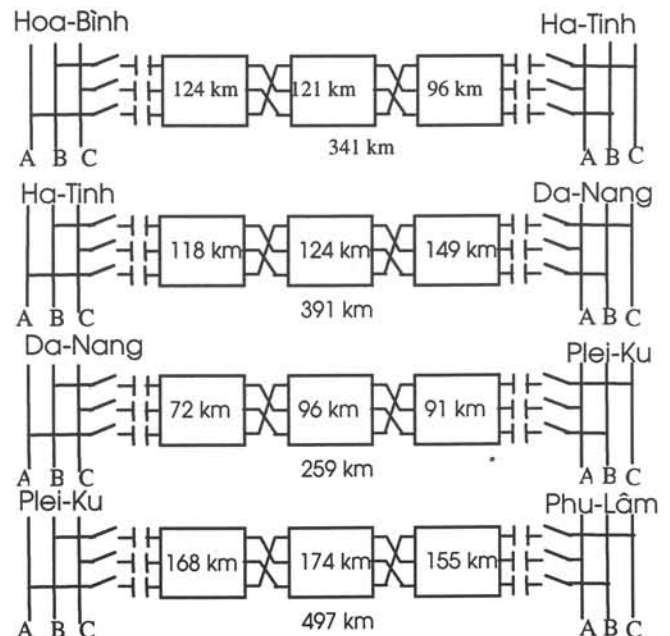


Fig. 3. Transposition scheme of the Vietnam 500 kV transmission line.

Parameters of 500 kV lines are calculated from tower dimensions. The resistivity of the ground return path of about 400 $\Omega \cdot m$ has been used in the calculations of the 220 kV and 500 kV line parameters [8]. Fig. 3 shows the transposition scheme of the Vietnam 500 kV transmission line [6-8].

III.1.2. 220 kV lines

To reduce the calculation time during simulations, 220 kV lines having less than 40 km of length are represented by a π -equivalent section. All 220 kV lines with length greater or equal to 40 km are represented by distributed parameter line models with direct and zero sequences. Parameters of 220 kV lines are calculated from tower dimensions.

III.1.3. Corona

Corona effect losses on the 500 kV transmission line have a very important influence on the TOV damping. In this study, the corona loss is represented by a nonlinear resistance [9]. The corona losses can be determined from the critical corona onset gradient E_c and the peak value of maximum conductor surface gradient E for different voltage levels [10]. Finally, a conversion from P-V to v-i characteristics is used in order to obtain a form compatible with the EMTP program.

III.2. Transformers

III.2.1. 450 MVA, 500-225-35 kV auto-transformers

The 450 MVA, 500-225-35 kV, auto-transformers are represented by saturable transformer models with three windings: H.T, B.T, and M.T. The saturation characteristics of these auto-transformers are determined in III.2.3. To avoid numerical instability due to the floating delta, each corner of the tertiary (delta) is connected to a parasitic capacitor [7].

III.2.2. Step up transformers

Step-up transformers are represented by saturable transformer models with two windings. All transformers in service are represented by one equivalent in each station. The total leakage impedance of transformers is represented in H.T winding. Saturation characteristics are connected to an internal node of the same HT winding.

III.2.3. Magnetizing characteristics of transformers

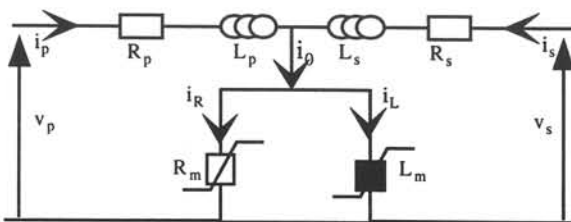


Fig. 4. Single-phase equivalent scheme of transformer.

The magnetizing part of a transformer can be characterized by two passive nonlinear components (Fig. 4) [11-13]. The term i_L represents the magnetic saturation property of material. The term i_R represents both hysteresis and eddy-current properties of material.

The main saturation flux-current curve $i_L(\lambda)$ can be represented by a p th odd order polynomial:

$$i_L = k_1 \lambda + k_2 \lambda^p \quad p = 1, 3, 5 \dots \quad (1)$$

The core loss current $i_R(\lambda)$ can be represented by a q th even order polynomial:

$$i_R = \left\{ k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q \right\} \frac{d\lambda}{dt} \quad q = 2, 4, 6 \dots \quad (2)$$

The total magnetizing current $i_0(\lambda)$ can be obtained by:

$$i_0 = i_L + i_R = k_1 \lambda + k_2 \lambda^p + \left\{ k_3 + k_4 \left(\frac{d\lambda}{dt} \right)^q \right\} \frac{d\lambda}{dt} \quad (3)$$

where λ is flux linkage; k is a set of constants.

From the measured data of the transformer no-load test (rms voltage, current and no-load losses: V_{rms} , I_{rms} , P_{losses}), coefficients $k_1 - k_4$ are easily determined by using the least square curve fitting method. The instantaneous magnetization characteristic (saturation curve and hysteresis loops) of the transformer can be obtained [11-13].

This solution is used to generate the magnetizing characteristics for power transformers, current transformers, potential transformers and saturable inductances. The proposed model has the following advantages:

- required data to identify the magnetizing characteristic are easy to obtain from a no-load test
- both saturation and hysteresis (magnetic losses) are obtained [11]
- the saturation curve is corrected by taking into account influence of magnetic losses
- the magnetizing characteristics are also obtained in the non-ideal voltage supply (nonsinusoidal and unbalanced) and this model can be used for the correction of transformer no-load losses under the nonsinusoidal excitation [13]
- this solution is used to generate the magnetizing characteristics for saturable inductance, potential transformer and current transformer
- the saturation curve and the hysteresis loops obtained by the proposed method can be used for EMTP with the compatible formats
- the model is simple and easy to implement in the transient computation program [12]
- the saturated slope is obtained [12].

By using the proposed method, the magnetizing characteristics of transformers of the Vietnam system are determined. Fig. 5 shows the saturation curve and hysteresis loop of the 450 MVA, 500/225/35 kV, auto-transformers. In

the study, only the saturation characteristics are used. From (1), the coefficients of these transformers are: $k_1=2.3584 \times 10^{-3}$, $k_2=2.7244 \times 10^{-66}$, $p=21$.

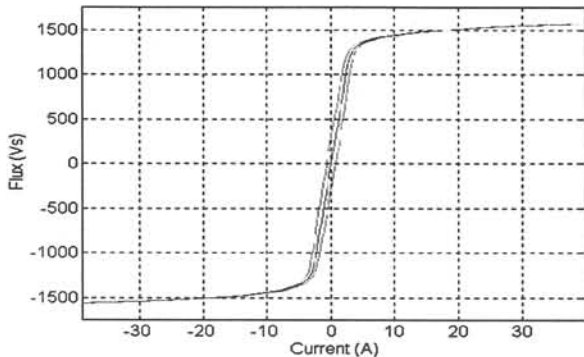


Fig. 5. Saturation and hysteresis of the 450 MVA, 500/225/35kV, auto-transformer.

III.3. Loads

All loads are represented by the constant shunt impedances (R, X) calculated from reactive and active powers of load and the nominal 220 kV voltage of the system. The active load model (motors, controlled loads, etc.) is ignored. The load and generation values are represented in Fig. 1.

III.4. Sources

For the purpose of evaluating overvoltages as well as constraint levels imposed on system equipment, sources of the system have been simulated either by a simplified model of an internal voltage behind a subtransient reactance or by a three-phase dynamic synchronous machine model (type 59). Two types of excitation system are modeled: static exciter and self excited DC generator exciter, as shown in Figs. 6, 7.

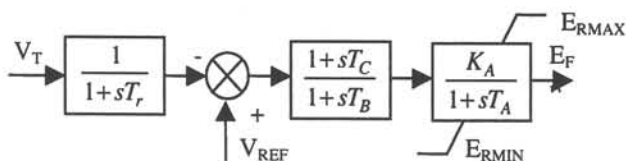


Fig. 6. Static exciter.

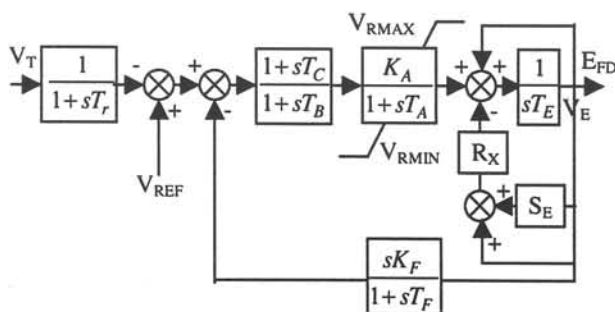


Fig. 7. Self excited DC generator exciter.

III.5. Surge arresters

The nonlinear characteristics of surge arresters are represented by a v-i curve. Fig. 8 presents the characteristic of the 468 kV phase-to-earth arresters used in this study [7].

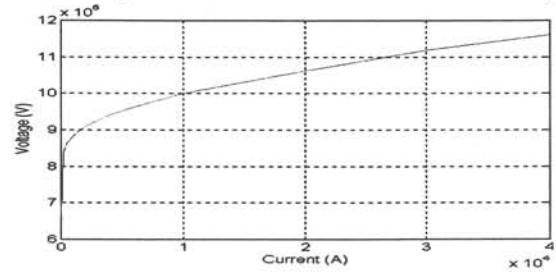


Fig. 8. Nonlinear characteristic of 468 kV surge arrester.

III. 6. Shunt and neutral reactors

The shunt reactors in the Vietnam 500 kV transmission line are modeled by a saturated reactor model. The saturation of these reactors is represented by two slopes [8]. The neutral reactors are installed in the neutral of the shunt reactors. The neutral reactors are modeled as a series combination of resistance and inductance.

IV. SIMULATION RESULTS

In order to analyze TOVs, a program capable of interfacing with the EMTP is developed. This program prepares parameters and calculates the initial conditions of the system for a desired configuration (ex: contingency, choice of simulation models, etc.). Finally, the program analyzes the results obtained by the EMTP. The studied system can be represented by graphics, as shown in Fig. 1.

In this section, temporary overvoltages due to load rejection and single-phase opening in the Vietnam 500 kV network are presented. Six models are used in order to compare influences of the corona effect, the system excitation, the nonlinear characteristic representation of shunt reactors and source model.

Table 1. MODELS USED FOR THE STUDY.

Model	Source	Excitation system	Saturated reactor	Corona
A	X''_d, R''_d	no	no	no
B	X''_d, R''_d	no	yes	yes
C	Machine; type59	no	no	no
D	Machine; type59	no	yes	yes
E	Machine; type59	yes	no	no
F	Machine; type59	yes	yes	yes

IV.1. Three-phase load rejection without contingency

Fig. 9 shows the voltages at Phu-Lâm 500 kV (the model A is used) following the three-phase opening of the at Phu-Lâm 220 kV circuit breaker (point 1 in Fig. 2). The peak value of overvoltage reaches 1.65 pu and 1.74 pu for 421 MW (Fig. 2) and 228 MW to Phu-Lâm 500 kV, respectively.

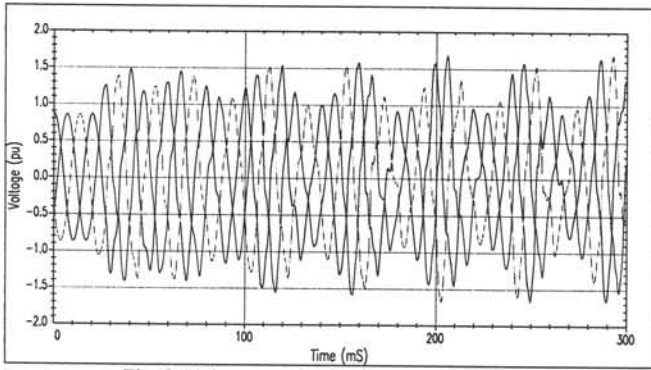


Fig. 9. Voltages at Phu-Lâm 500 kV, no outage.

IV.2. Three-phase load rejection with contingency

Figs. 10 shows the voltage at Phu-Lâm 500 kV (model F) following the three-phase opening of the Phu-Lâm 500 kV circuit breaker (point 2 in Fig. 2). In this case, the shunt reactor at Phu-Lâm and the 500/220 kV transformer at Plei-Ku are out-of-service. The peak value of overvoltage reaches 1.61 pu for model B, 1.62 pu for model D and 1.57 pu for model F at Phu-Lâm 500 kV. It shows that the role of excitation system is very important.

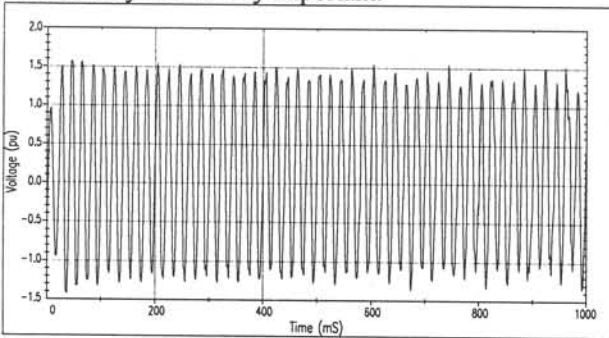


Fig. 10. Voltage at Phu-Lâm 500 kV.

IV.3. Three-phase load rejection plus consequent earth fault

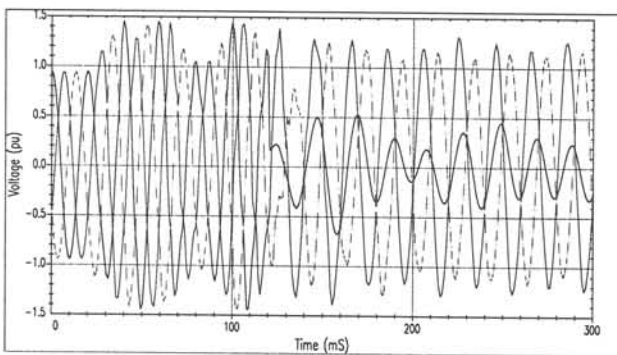


Fig. 11. Voltages at Plei-Ku 500 kV.

Fig. 11 shows the voltages at Plei-Ku 500 kV (model B) following the three-phase opening of the Phu-Lâm 500 kV circuit breaker (point 2 in Fig. 2) and consequent earth fault at Plei-Ku (point 3). In this case, the shunt reactor at Phu-Lâm is out-of-service. The peak value of overvoltage reaches 1.57 pu at Phu-Lâm 500 kV and 1.45 pu at Plei-Ku 500 kV.

IV.4. Single-phase opening

Fig. 12 shows the voltages at Phu-Lâm 500 kV (model F) following the single-phase opening of the Phu-Lâm 500 kV circuit breaker (point 2 in Fig. 2). In this case, the shunt reactor at Phu-Lâm and the 500/220 kV transformer at Plei-Ku are out-of-service. The peak value of overvoltage reaches 1.74 pu.

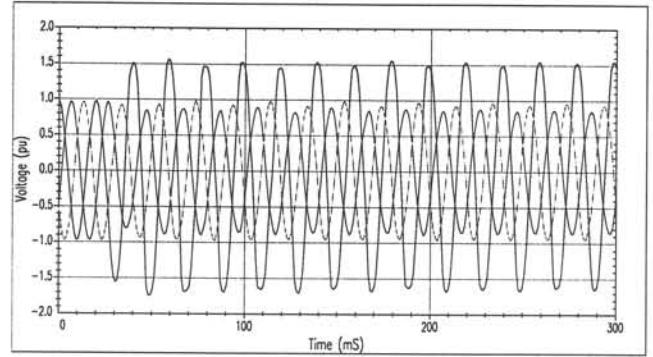


Fig. 12. Voltages at Phu-Lâm 500 kV.

IV.5. Energy dissipated in the surge arrester

Fig. 13 shows line entry arrester energy at Phu-Lâm 500 kV following a three-phase opening at Phu-Lâm 220 kV (point 1) for three cases: without saturation of shunt reactors and without corona, without saturation and with corona and with saturation and with corona, respectively. In this case, the Phu-Lâm shunt reactor is out-of-service. With saturation of shunt reactors and with corona, the overvoltage decreases from 1.85 pu to 1.81 pu. The 468 kV surge arresters used in the 500 kV Vietnam system have the energy absorption capability of 7.5 MJ [8]. It shows that the surge arrester can fail after several seconds.

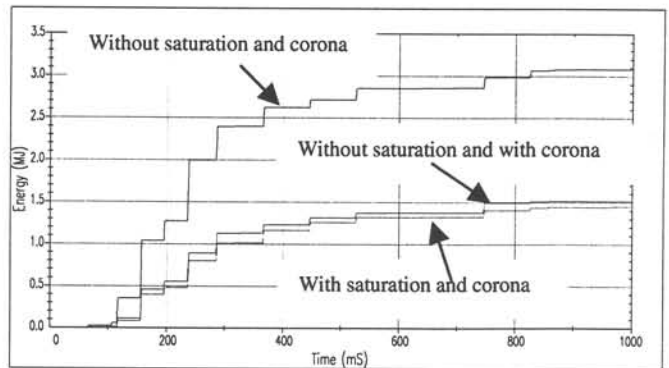


Fig. 13. Arrester energy at Phu-Lâm 500 kV (phase b) following three-phase opening at Phu-Lâm 220 kV with Phu-Lâm shunt reactor out-of-service for three cases: without saturation and corona, without saturation and with corona and with saturation and corona.

Fig. 14 shows line entry arrester energy at Phu-Lâm 500 kV following a single-phase opening at Phu-Lâm 500 kV (point 2). In this case, the Phu-Lâm shunt reactor and the 500/220 kV transformer at Plei-Ku are out-of-service.

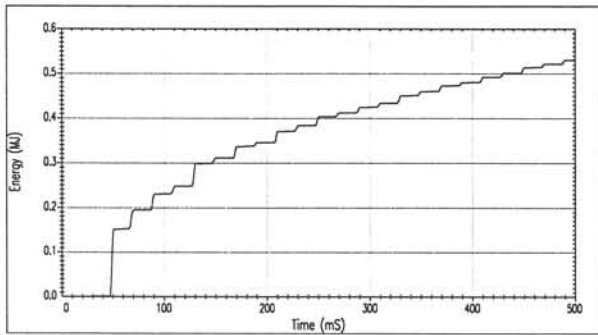


Fig. 14. Arrester energy at Phu-Lâm 500 kV following single-phase opening at Phu-Lâm 500 kV, shunt reactor at Phu-Lâm and 500/220 kV transformer at Plei-Ku out-of-service.

V. LIMITING OF TOVS

In order to limit the amplitude and duration of TOVs, surge arresters are installed to protect expensive equipment such as transformers, shunt reactors and series capacitors. An inter-tripping scheme between 500 kV substations is used. At all substations, overvoltage protection systems are installed. As shown in the preceding section, the role of shunt reactor is very important to limit TOVs.

In operating modes, using the maximum generator number at Hoa-Binh is very important in order to decrease the source impedance. In high load conditions, the use of all generators (8) at Hoa-Binh is recommended. The load at Plei-Ku is very important for controlling TOVs; this is why increasing load at Plei-Ku is recommended by reconfiguration of the 220 kV system in Central Region. Finally, the excitation systems play an important role for controlling TOVs.

VI. CONCLUSIONS

This paper presented studies of TOVs in the Vietnam 500 kV system for different operating configurations with the help of the EMTP. The TOVs depend on the configuration of system (loads, production, power flow in the line, etc.). The calculated results depend on the modeling of studied elements, as well as transformers, shunt reactors, surges arresters, lines and corona effect. It has been found that for the load rejection at Phu-Lâm, the disconnection of the shunt reactor at Phu-Lâm and the opening of Plei-Ku 500 kV transformer produces the highest TOV levels. The paper shows the important role of surge arresters, shunt reactors, the corona effect and the excitation system to limit the magnitude and duration of TOV levels. A program capable of interfacing with the EMTP was developed to study TOVs and other transient phenomena.

VII. REFERENCES

- [1] R. Gert, H. Glavitsch, S.S. Shur, N.N. Tikhodeyev, and B. Thoren, "Temporary Overvoltages, Their Classification, Magnitude, Duration, Shape and Frequency of Occurrence," *CIGRE*, report 33-12, 1972.
- [2] J.P. Bickford, A.G. Heaton, "Transient Overvoltages on Power Systems," *IEE proc.*, vol. 133, Pt. C, no. 4, May 1986, pp. 201-225.

- [3] Groupe de Travail 33.10, "Surtensions Temporaires: Origines, Effets et Evaluation," *CIGRE, session 1990*, Paris, FRANCE, Aug.-Sept. 1990.
- [4] D. Povh, W. Schultz, "Analysis of Overvoltages Caused by Transformer Magnetizing Currents," *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-97, no. 4, July/August 1978, pp. 261-268.
- [5] G. Sybille, M.M. Gavrilovic, J. Bélanger, V.Q. Do, "Transformer Saturation Effects on EHV System Overvoltages," *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-104, no. 3, March 1985, pp. 671-680.
- [6] Nippon Koei Co., Ltd. Tokyo, "North-South 500 kV Transmission System Project, Technical report," July 1993.
- [7] HQI, "Etude de Simulation Transitoire sur la Future Interconnexion à 500 kV, Hoa Binh - Phu Lam, Vietnam," March 1993.
- [8] PPI/SECVI, "North-South 500 kV Transmission Line Project; System Studies," December 1993.
- [9] P. Sarma Maruvada, D.H. Nguyen, H. Hamadani-Zadeh, "Studies on Modeling Corona Attenuation of Dynamic Overvoltages," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, April 1989, pp. 1441-1449.
- [10] C. Gary, M. Moreau, *L'Effet Couronne en Tension Alternative*, Edition Eyrolles, 1976.
- [11] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, "An Efficient Non Linear Transformer Model and Its Application to Ferroresonance Study," *IEEE Trans. on Magnetics*, vol. MAG-31, no. 3, May 1995, pp. 2060-2063.
- [12] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, A. Montméat, J.L. Kueny, "Modeling Nonlinear Elements in a Digital Simulator, Part I: Implementation," *IEEE/ICDS'97*, Montréal, Canada, May 1997.
- [13] T. Tran-Quoc, L. Pierrat, "Correction of the Measured Core Losses under Distorted Flux," *IEEE Trans. on Magnetics*, vol. MAG-33, no. 2, March 1997, pp. 2045-2048.

VIII. BIOGRAPHIES

Tuan TRAN- QUOC (M' 93) was born in 1960 in Vietnam. He received his degree in Electrical Engineering from the Ho Chi Minh City University of Technology (Vietnam) in 1982. From 1983 to 1988 he worked as an assistant professor at the same University. He obtained the "Diplôme d'Etudes Approfondies" and the "Diplôme de Docteur" (Ph.D.) from the Institut National Polytechnique de Grenoble (I.N.P.G.), France, in 1989 and 1993, respectively. From 1993 to 1995 he worked as a postdoctoral fellow in the Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG - INPG). From 1995 to 1996 he was a research engineer at the French Electricity Board (Electricité de France, EDF). He is presently with Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble. His research interests lie in the fields of power system analysis, operations and stability and electromagnetic transients.

Son LAM DU was born in 1954 in Vietnam. He received his degree in Electrical Engineering and M.Sc degree from the Ho Chi Minh City University of Technology (Vietnam) in 1978, 1992, respectively. From 1978 to 1986 he worked as an assistant professor at the same University. He is now deputy director of Ho Chi Minh City Electricity Company.

Doan PHAM VAN was born in Vietnam. He was graduated from ESME Paris. He joined Delle Alstom in 1958 as a research engineer and worked on the development and testing of EHV circuit breakers. Since 1978 Mr. Pham was engaged in developing advanced interruption technologies as SF6 CB with thermal expansion, superconducting fault current limiter... In retirement now, he was a member of CIGRE, of SEE and was awarded the silver medal of the French FIEE.

Nhan NGUYEN KHAC was born in Vietnam. He received his degree in Electrical Engineering and the "Diplôme de Docteur" (Ph.D.) from the Institut National Polytechnique de Grenoble (I.N.P.G.), France. From 1972 to 1992 he was "chargé de mission" in General Direction, French Electricity Board (Electricité de France, EDF). He was teacher in INPG and the Institut d'Economie et de Polytique de l'Energie de Grenoble. He is presently director of N.K.N Society.

Long TRAN DINH was born in Vietnam. He received his degree in Electrical Engineering from the Hanoi Polytechnical Institute (Vietnam) and PhD and D. Sc from Moscow Energy Institute (Russia). Since 1959 he has been professor at the Hanoi Polytechnical Institute (Vietnam). He is presently vice president of Electricity of Vietnam.

IEEE Power Engineering Society
2000 WINTER MEETING
23-27 January 2000

Singapore



Welcome

Getting Started

Technical Sessions
By Committee

Authors

Search



IEEE
Networking the World™

IMPROVEMENT OF VOLTAGE STABILITY ON THE VIETNAM POWER SYSTEM

T. Tran-Quoc* Ch. Praing* R. Feuillet* J.C. Sabonnadière* U. La-Van⁺ C. Nguyen-Duc**
Senior Member IEEE Student Member Senior Member Fellow Member Non Member Non Member

* Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
BP. 46, 38402 Saint Martin d'Hères
France

⁺ Hanoi University of Technology
1 Dai Co Viet, Hanoi
Vietnam

** Electricity of Vietnam
18 Tran Nguyen Han, Hanoi
Vietnam

Tel: (33) 4 76 82 64 40 Fax: (33) 4 76 82 63 00 Email: tran.q.tuan@leg.ensieg.inpg.fr

Abstract – This paper presents the calculation of several static indices for voltage collapse on the Vietnamese power system for two configurations. The long-term time simulation, by taking into account dynamic aspects, with the help of the Eurostag program is also presented. From these indices, countermeasures for voltage collapse on the Vietnam power system are proposed. Methods of voltage control and rescheduling of active/reactive power generations are proposed in order to reduce the risk of voltage instability and increase the reactive reserve of generators.

Keywords: Voltage Collapse, Indices, Eigenvalues, Dynamic and Steady State Analysis, Preventive/Corrective actions.

I. INTRODUCTION

Voltage instability or collapse is a dynamic process. Voltage stability and voltage collapse are associated with relatively slow variations in load, network and control characteristics. This is why dynamic analysis and steady state analysis are used for the study of power voltage stability. Dynamic analysis uses nonlinear time domain simulation technique. Long-term stability programs are capable of modelling slow controllers such as on-load tap changers, automatic generation control, under frequency and under voltage load shedding, generator field current limiters and protective relay switching, etc. These elements are known to play a major role as precipitating agents in the vast majority of voltage collapse. This approach provides the most accurate replication of the actual dynamics of voltage instability [1-2]. However, disadvantages of dynamic analysis are the simulation time consuming and the difficulty for result analysis. For involving the coordination of controls and protections, dynamic analysis is not suited for bulk of system studies in which the examination of a wide range of system conditions [2].

Based on power flow calculation, steady state techniques has several advantages such as fast calculation, possibility of determination of the margin of voltage stability and the mechanism of voltage instability. Steady state analysis provides useful information in order to determine the necessary countermeasures. By using steady state analysis, the critical locations are identified and the location and the amount of control can be also determined.

The Vietnam power system is separated into three regions: the Northern, the Southern and the Central regions. A single 500 kV transmission line was constructed for sending energy generated in the Northern (with a total of 1920 MW from the Hoa-Binh hydro power station) to the Central and Southern power systems. In 2000, a second 500 kV transmission line (536.3 km) will be constructed from Pleicu to Phu Lam. The peak load demands will be about 5700 MW. In 2005, the third and fourth 500 kV transmission lines from Phu Lam to Phu My via Nha Be and from Phu Lam to O Mon via Nha Be, will be constructed. In this period, the peak load demands will be about 9500 MW. The risk of voltage instability is evident due to the sizable length of the first transmission line (1483 km), the resulting considerable amount of power transmitted through this line, the fast increase of load demands and the configuration of the Vietnam power system (110/220/500 kV system).

In order to determine preventive/corrective plans against voltage collapse on the Vietnam system, several indices for voltage collapse are presented such as L-indicator, sensibility analysis, continuation method, MW/Mvar losses, singular value decomposition and modal analysis techniques of the power flow Jacobian matrix. The long-term time simulation, by taking into account dynamic aspects, with the help of the Eurostag program is also presented. Finally, from these indices countermeasures for voltage collapse on the Vietnam power system are proposed.

II. INDICES FOR VOLTAGE COLLAPSE

In this part, several indices for voltage collapse are calculated.

• L-indicator

These indices based on voltage drop are calculated as [3]:

$$L_j = \left| L_j \right| = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} C_{ji} \underline{V}_i}{\underline{V}_j} \right|_{j \in \alpha_L} \quad (1)$$

where:

α_L, α_G : set of load and generator buses, respectively

$\underline{V}_j, \underline{V}_i$: complex voltage at load bus j and generator bus i.

C_{ji} : participation matrix.

This index varies between 0 (at no load) and 1 (stability limit).

• Linear analysis

The linear analysis is based on power flow equations:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2)$$

where

ΔP , ΔQ incremental change in bus real and reactive power
 $\Delta\delta$, ΔV incremental change in bus voltage angle and magnitude

+ VQ sensitivity

The sensitivity matrix between the reactive power and the voltage magnitude can be written:

$$[J_R] = [J_{QV} - J_{Q\delta} J_{P\delta}^{-1} J_{PV}] \quad (3)$$

The matrix J_R^{-1} is the reduced VQ Jacobian. The VQ sensitivity at a bus represents the slope of the QV curve at the given operating point. A positive VQ sensitivity is indicative of stable operation and a negative VQ sensitivity is indicative of unstable operation. These indices were used to predict voltage control problems [4].

+ Singular values

The singular value decomposition for the reduced power flow Jacobian matrix is given by [5]:

$$J_R(\delta, V) = U \Sigma V^T \quad (4)$$

where U and V are nxn orthonormal matrices and Σ is a diagonal matrix.

The minimum singular value of the power flow Jacobian matrix is a mathematical measure of the distance between the studied operating point and the static voltage stability limit.

+ Eigenvalues

The eigenvalue decomposition for the reduced power flow Jacobian matrix is can be written as [6]:

$$J_R(\delta, V) = \xi \lambda \eta^T \quad (5)$$

where ξ right eigenvector matrix of J_R

η left eigenvector matrix of J_R

Λ diagonal eigenvalue matrix of J_R

Eigenvalues as singular value are also often used to determine proximity to voltage collapse point.

• Participations

Participation is an indication of the degree to which each element such as buses, branches and generators is associated with a mode.

+ Bus participation

The bus participation factor of bus k in mode i [6]:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (6)$$

The size of bus participation in a given mode indicates the effectiveness of remedial action, applied at that bus, in stabilizing the mode [2].

+ Branch participation

The participation of branch j in mode i [6]:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{loss}} \text{ for branch } j}{\text{maximum } \Delta Q_{\text{loss}} \text{ for all branches}} \quad (7)$$

Branch participation provide valuable information regarding remedial actions in terms of transmission line enhancement and redistributing the power flow to alleviate the load on the branch and basis for contingency selection [2].

+ Generator participation

The participation of generator m in mode i

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_m \text{ for machine } m}{\text{maximum } \Delta Q \text{ for all generators}} \quad (8)$$

Generator participation indicates, for each mode, which generators supply the most reactive output in response to an incremental change in system reactive load [2].

• Continuation method

This method tracks the curve between the initial conditions and the maximum load by changing the load in steps. This method is used to find bifurcations of nonlinear load flow equations. The continuation method can find bifurcations and also traces the bifurcation manifold. This method is divided in two steps: predictor and corrector [7, 8].

• MW/MVAR losses

The application of these losses used as indicators of voltage instability.

III. COUNTERMEASURES FOR VOLTAGE COLLAPSE

From these indices, countermeasures for voltage collapse on the Vietnam power system are proposed such as: optimization of the amount and localization of Var compensating devices, rescheduling of active and reactive power generations, lower power factor generators, reconfiguration of system, load shedding [12-15].

A method of voltage/Var control is proposed in order to reduce the risk of voltage instability. The L-indicator value varies between zero and one. The distance between the indicator value at each bus and one (1.0 pu) indicates the distance between the operating point and the steady state voltage stability limit. The system is more stable when all the values of indicator move toward zero; i.e. the distance between the indicator value and zero is small. The optimization problem can be stated as at a given operating point, find the reactive control (generator voltages, shunt capacitors, synchronous condensers and taps of transformers) in order to minimize these indicator values. Thereby, an objective is proposed:

$$\text{Min } F = \sum_{j=1}^{n_L} \{L_j\}^2 = \sum_{j=1}^{n_L} \{L_j^R\}^2 + \{L_j^I\}^2 \quad (9)$$

where L , L^R , L^I are indicator, real and imaginary parts of indicator, respectively.

Constraints are voltage limits at load buses, MVAR limits on generators, voltage limits at generator bus, MVAR limits at compensation devices, limits of transformer taps. An optimal power flow program (OPF) is developed in order to determine the optimal strategies for the operation in both normal and contingency cases. Simulation results show the efficiency of the proposed method for both the security and the economy.

It is well know that the important factor to move the system toward a voltage collapse is the reactive power limits of generators. The heavy loading results in the enforcement of reactive power limits of generators which leads to decrease in reactive power reserve and to a significant voltage drop [9]. The same as [10], in order to avoid risk of reactive power limits of generators, the objective function following can be

used for rescheduling of active and reactive power generations:

$$\text{Min}F = \sum_{i=1}^{NG} W_{Pi} (P_{Gi} - P_{Gi}^0)^2 + \sum_{i=1}^{NG} W_{Qi} (Q_{Gi} - Q_{Gi}^0)^2 \quad (10)$$

where W_{Pi} and W_{Qi} the i -th unit active and reactive power cost weighting factors, P_{Gi} and Q_{Gi} the i -th unit active and reactive power and P_{Gi}^0 and Q_{Gi}^0 the i -th unit active and reactive power for the base case.

The control cost weighting factors for generators near the reactive power limits, are much higher than others. In the emergency case, load shedding is a very efficient method to avoid voltage collapse [11].

IV. STATIC SIMULATION

In this part, two configurations are used to calculate indices for voltage collapse. The first configuration (VN2000) is the 500/220 kV Vietnamese power system in 2000. This system consists of 82 buses (64 load buses and 18 generation buses), 128 branches and 26 transformers. The second configuration (VN2005) is the 500/220 kV Vietnamese power system in 2005. This system consists of 109 buses (84 load buses and 25 generation buses), 167 branches and 38 transformers.

IV.1 Case 1: VN2000

The active and reactive load at all load buses was increased in steps and the power factor was kept constant. The needed increase in active power generation was supplied from all generator buses.

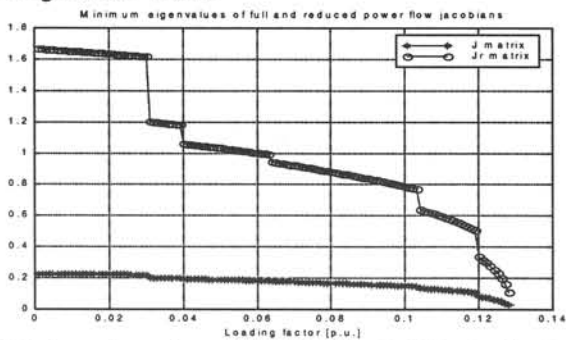


Fig. 1. Minimum eigenvalues and singular values for full and reduced power flow Jacobians.

Table 1. Five smallest modes of eigenvalues

Case	Eigenvalues				
Initial case	$\lambda_{31}=1.6690$	$\lambda_{32}=2.8364$	$\lambda_{36}=4.7879$	$\lambda_{37}=5.6015$	$\lambda_{39}=5.9450$
Critical case	$\lambda_{40}=0.1104$	$\lambda_{41}=0.8636$	$\lambda_{42}=1.8728$	$\lambda_{45}=2.9816$	$\lambda_{47}=4.6557$

At the loading factor $\lambda=0.031$, generator 18 (Yaly) has reached the reactive power output limit. At $\lambda=0.040$, generators 16 and 17 (Tra Noc 1 and Tra Noc 2) have lost voltage control due to Q_{max} problems. At $\lambda=0.064$, generator 7 (Thu Duc 1) has lost voltage control due to Q_{max} problems. At $\lambda=0.104$, generator 15 (Tri An) has reached the reactive power output limit. At $\lambda=0.120$, generators 1 and 11 (Hoa Binh and Phu My 2) have lost voltage control due to Q_{max} problems. A voltage collapse occur at the loading

factor $\lambda=0.128$. The critical case corresponds at this loading factor.

Fig. 1 shows minimum eigenvalues and singular values for full and reduced power flow Jacobians. The jumps in the numerical value of eigenvalues and singular values are due to that PV-nodes are changed into PQ-nodes when reactive power generation limitations are hit, and increases the size of the Jacobian matrix. The increase in dimension of the matrix will reduce the numerical value of studied index. Five smallest eigenvalues are shown in Table 1 for two cases: base case and critical case.

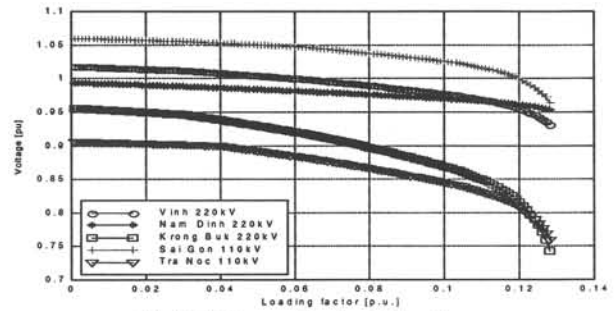


Fig. 2. Voltages of 5 selected load buses.

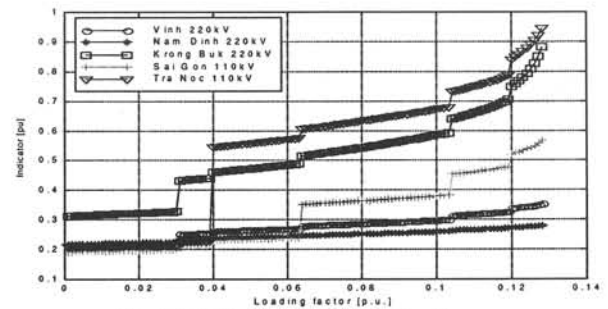


Fig. 3. L-Indicators of 5 selected load buses.

Figs. 2 and 3 show voltages and L-indicators for 5 load buses at Vinh, Nam Dinh, Krong Buk, Sai Gon and Tra Noc that are located in 3 regions in the Vietnam power system (North, South and Center). The results show that as the same as minimum eigenvalues and singular values, L-indicators are good indices to provide the risk of voltage instability.

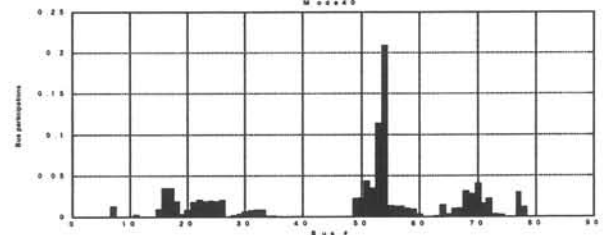


Fig. 4. Bus participation factor.

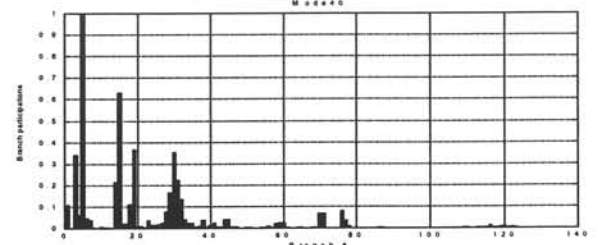


Fig. 5. Branch participation.

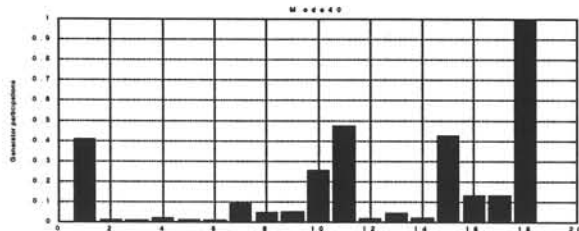


Fig. 6. Generator participation

Figs 4-6 show bus, branch and generator participations, calculated at the loading factor $\lambda=0.128$. Tables 2-4 show participations of five buses, five branches and five generators that are the most sensitive with the smallest mode.

Table 2. Bus participation

Initial case $\lambda_{31}=1.6690$		Critical case $\lambda_{41}=0.8636$	
Bus	Participation	Bus	Participation
54 - Nha Trang 220	0.6494	54 - Nha Trang 220	0.2089
53 - Krong Buk 220	0.2846	53 - Krong Buk 220	0.1136
51 - Qui Nhon 220	0.0324	51 - Qui Nhon 220	0.0431
52 - Pleicu 220	0.0176	70 - Tra Noc 110	0.0402
33 - Dong Hoi 220	0.0021	16 - Tra Noc G 1	0.0345

Table 3. Branch participation

Initial case $\lambda_{31}=1.6690$		Critical case $\lambda_{41}=0.8636$	
Branch	Participation	Branch	Participation
5(Phu Lam 500-Phu Lam 220)	1.0000	5(Phu Lam500-Phu Lam220)	1.0000
3 (Da Nang 500-Da Nang 220)	0.7846	15 (Sai Gon220-Sai Gon 110)	0.6305
30 (Pleicu 500-Phu Lam 500)	0.7627	19 (Phu My 220-Phu My G2)	0.3661
31 (Pleicu 500 - Di Linh 500)	0.4860	30 (Pleicu 500-Phu Lam 500)	0.3512
28 (Ha Tinh 500-Da Nang 500)	0.4633	3 (Da Nang500-Da Nang220)	0.3405

Table 4. Generator participation

Initial case $\lambda_{31}=1.6690$		Critical case $\lambda_{41}=0.8636$	
Generator	Participation	Generator	Participation
18 - Yaly	1.0000	18 - Yaly	1.0000
1 - Hoa Binh	0.4955	11 - Phu My 2	0.4713
11 - Phu My 2	0.1870	15 - Tri An	0.4240
15 - Tri An	0.1404	1 - Hoa Binh	0.4075
10 - Phu My 1	0.1138	10 - Phu My 1	0.2557

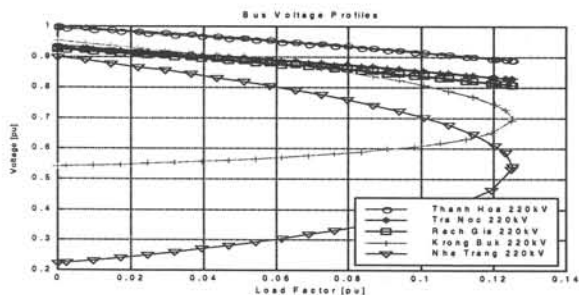


Fig. 7. Bus voltage profile obtained by the continuation method

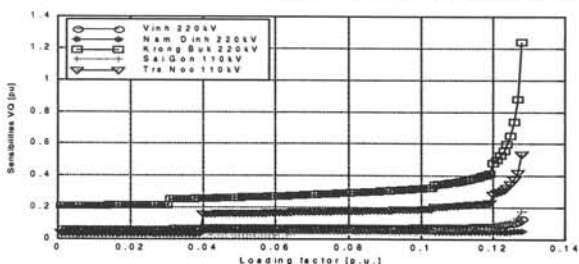


Fig. 8. Sensitivities VQ.

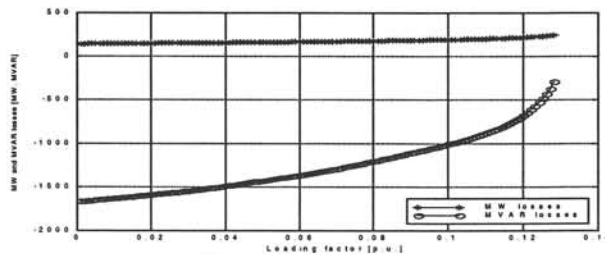


Fig. 9. MW/MVAR losses.

Fig. 7 shows the bus voltage profile obtained by the continuation method. Fig. 8 shows the sensitivities between voltage change and reactive power change. Fig. 9 shows active and reactive power losses.

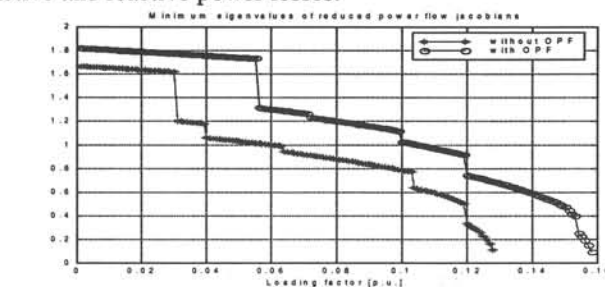


Fig. 10. Minimum eigenvalues and singular values for reduced power flow Jacobians with and without OPF.

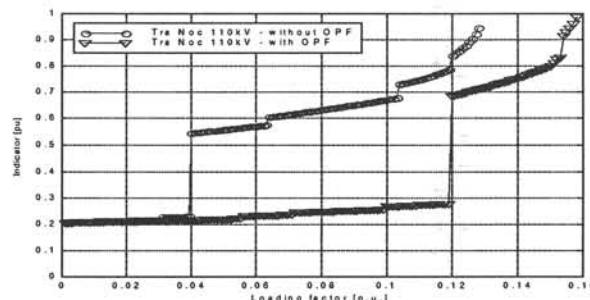


Fig. 11. Indicator at Tra Noc 110 kV with and without OPF

In order to improve the voltage stability, using the proposed method (OPF) the load margin is increased from 0.128 to 0.158. Fig. 10 shows minimum eigenvalues and singular values for reduced power flow Jacobians with and without OPF. Fig. 11 shows L-indicator at Tra Noc 110 kV with and without OPF.

IV.2 Case 2: VN2005

The active and reactive load at all load buses in South Region was increased in steps and the power factor was kept constant. The needed increase in active power generation was supplied from all generator buses in this Region and the slack bus.

At $\lambda=0.024$, generators 1 and 20 (Hoa Binh and Tra Noc1) have lost voltage control due to Qmax problems. Generators 25 (Yaly) and 19 (Tri An) have reached the reactive power limit at $\lambda=0.046$ and $\lambda=0.076$, respectively. At $\lambda=0.128$, generators 10 and 22 (Thu Duc and Thuong Komtum) have lost voltage control due to Qmax problems. Generators 15 (Da Nhim) and 14 (Phu My 2) have reached the reactive power limit at $\lambda=0.160$ and $\lambda=0.164$,

respectively. At $\lambda=0.170$, generators 11 and 12 (Ba Ria 1 and Ba Ria 2) have lost voltage control due to Qmax problems. Generators 21 (Dong Nai), 24 (Playkrong) and 16 (Dai Ninh) have reached the reactive power limit at $\lambda=0.184$, $\lambda=0.196$ and $\lambda=0.198$, respectively. At $\lambda=0.204$, generator 23 (Sesam) has lost voltage control due to Qmax problems. The voltage collapse occurs at $\lambda=0.204$.

Table 5. Five smallest eigenvalues

Case	Eigenvalues				
Initial case	$\lambda_{61}=3.1257$	$\lambda_{62}=3.3007$	$\lambda_{63}=4.2467$	$\lambda_{64}=4.6053$	$\lambda_{65}=5.2949$
Critical case	$\lambda_{68}=0.1697$	$\lambda_{72}=1.7781$	$\lambda_{73}=2.6594$	$\lambda_{74}=3.1255$	$\lambda_{75}=3.6306$

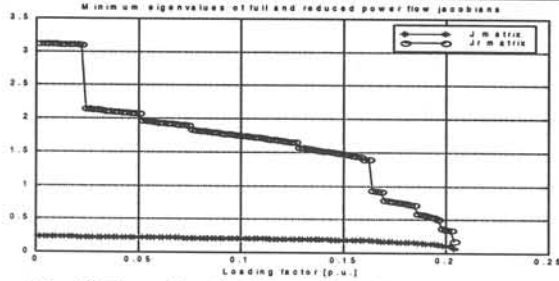


Fig. 12. Eigenvalues for full and reduced Jacobian Matrix.

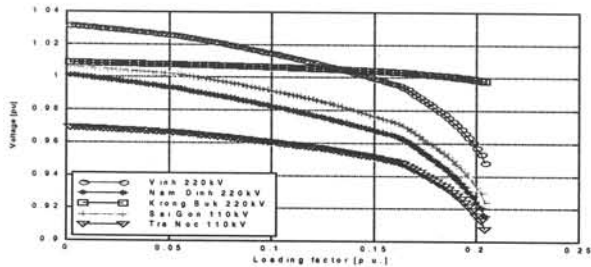


Fig. 13. Voltages at five load buses.

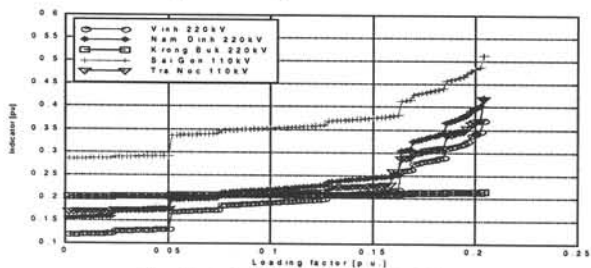


Fig. 14. L-indicators for five load buses.

Fig. 12 shows the eigenvalues and singular values of full and reduced Jacobian matrix. The five smallest eigenvalues for initial and critical cases are indicated in Table 5. Voltages and L-indicators at five load buses are shown in Figs. 13 and 14. Tables 6-8 show participations of five buses, five branches and five generators that are the most sensitive with the smallest mode. Four of five critical buses are located in the southern region, the same for generators. All five critical branches are located in this region.

Table 6. Bus participation

Initial case $\lambda_{61}=3.1257$		Critical case $\lambda_{68}=0.1697$	
Bus	Participation	Bus	Participation
45 - Dong Hoi 220	0.3247	86 - Bac Lieu 220	0.0485
44 - Ba Don 220	0.2289	85 - Rach Gia 220	0.0466
86 - Bac Lieu 110	0.1314	88 - Tra Noc 110	0.0459
85 - Rach Gia 220	0.0487	20 - Pleicu 220	0.0438
43 - Ha Tinh 220	0.0257	103 - Tra Noc 220	0.0417

Table 7. Branch participation

Initial case $\lambda_{61}=3.1257$		Critical case $\lambda_{68}=0.1697$	
Branch	Participation	Branch	Participation
12(Hoa Binh G-Hoa Binh 220)	1.0000	27 (Phu My G2-Phu My 220)	1.0000
5 (Phu Lam 220-Phu Lam 500)	0.5301	5(Phu Lam 220-Phu Lam 500)	0.7325
27 (Phu My G2-Phu My 220)	0.4914	7 (Nha Be 220-Nha Be 500)	0.5218
8 (Thot Not 220-O Mon 500)	0.4767	8 (Thot Not 220-O Mon 500)	0.4442
7 (Nha Be 220-Nha Be 500)	0.3982	126(Phu My G1-Phu My 220)	0.3703

Table 8. Generator participation

Initial case $\lambda_{61}=3.1257$		Critical case $\lambda_{68}=0.1697$	
Generator	Participation	Generator	Participation
1 - Hoa Binh	1.0000	14 - Phu My 2	1.0000
14 - Phu My 2	0.5903	25 - Yaly	0.4072
25 - Yaly	0.4255	13 - Phu My 1	0.3940
13 - Phu My 1	0.2454	19 - Tri An	0.2500
9 - Ban Mai	0.2287	16 - Dai Ninh	0.1972

V. DYNAMIC SIMULATION

In this case, the configuration VN2005 of the Vietnam power system is used. The active and reactive load at all load buses in Southern Region was increased at a rate of 0.01% per second and the power factor was kept constant. The needed increase in active power generation was supplied from the slack bus (HoaBinh). The voltage collapse occurs at $t=2460s$.

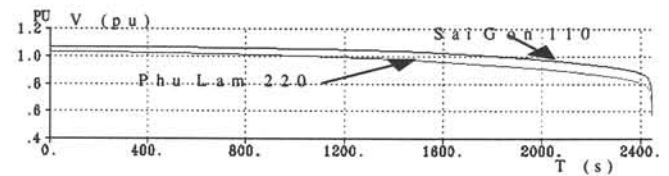


Fig. 15. Voltage at Saigon 110 kV and Phu Lam 220 kV.

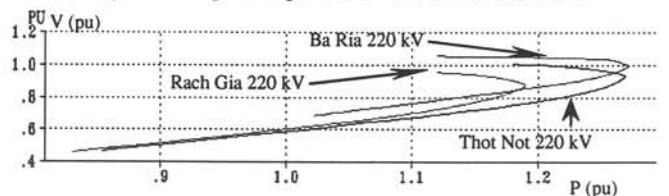


Fig. 16. PV curves for Ba Ria 220, Rach Gia 220 and Thot Not 220.

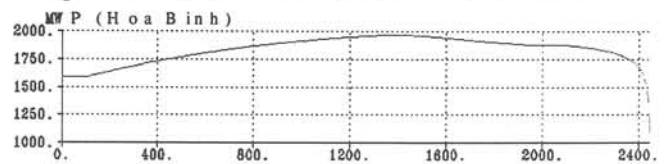


Fig. 17. Active power output of Hoa Binh Generators.

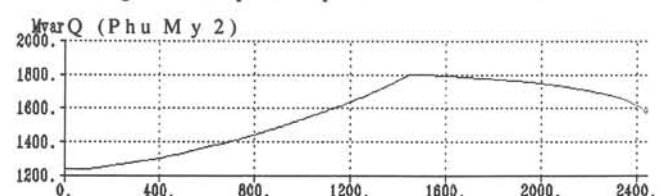


Fig. 18. Reactive power output of Phu My generators.

Fig. 15 shows voltages at Sai Gon 110 and Phu Lam 220. Fig. 16 shows PV curves for Thot Not 220, Rach Gia 220 and Ba Ria 220. This Figure shows that, the same initial load but the initial voltage at Ba Ria is higher than at Rach Gia, this is why the load factor at Ba Ria is greater than at Rach Gia.

Figs. 17 and 18 show active and reactive powers of Hoa Binh and Phu My 2 generators. As the same situation with the part IV.2, but the margin obtained by dynamic simulations is higher than static simulation.

Load shedding

At $t=100$ s, the active and reactive load at all load buses in Southern Region was increased at a rate of 0.01% per second. At $t=400$ s line from Pleicu 500 to Phu Lam 500 is tripped off, the load stop increasing. In order to maintain the stability, by using the method proposed in [11] and [12], 20% of load at Bac Lieu 220 and 20% of load at Tra Noc 110 are shed. After these actions, all voltages are in limits as shown in Fig. 19. Figs. 20 shows active power output of Hoa Binh generators.

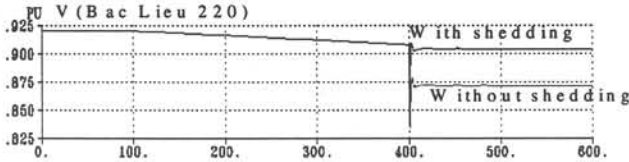


Fig. 19. Voltage at Bac Lieu 220 kV.

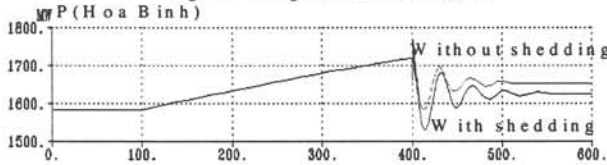


Fig. 20 Active power output of Hoa Binh Generators.

VI. CONCLUSION

This paper shows that calculation of indices for voltage collapse is necessary in order to determine preventive/corrective plans against voltage collapse. The static and dynamic analysis are used for two configurations in the Vietnam power system. Methods of voltage control and rescheduling of active/reactive power generation are proposed in order to reduce the risk of voltage instability and increase the reactive reserve of generators.

VII. REFERENCES

- [1] Working Group 38.02, Task Force 11, "Indices Predicting Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena," *CIGRE*, December 1994.
- [2] IEEE Power System Engineering Committee, "Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis," *93TH0620-5PWR*.
- [3] P. Kessel, H. Glavitch, "Estimating the Voltage Stability of a Power System," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 1, no. 3, July 1986, pp. 346-354.
- [4] M.M. Begovic, A.G. Phadke, "Control of Voltage Stability Using Sensitivity Analysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, no. 1, February 1992.
- [5] P.A. Lof, T. Smed, G. Andersson, D.J. Hill, "Fast Calculation of a Voltage Stability Index," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, no. 1, Feb. 1993, pp. 54-64.
- [6] B. Gao, G.K. Morison, P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, no. 4, Nov. 1993.
- [7] V. Ajarapu, C. Christy, "The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis," *IEEE PICA Conference Proceedings*, May 1991, pp. 304-311.
- [8] C. Cañizares, F.L. Alvarado, "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, no. 1, Feb. 1993, pp. 1-8.
- [9] T. Van Cusem, "A Method to Compute Reactive Margins with Respect to Voltage Collapse," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no. 2, February 1991, pp.145-156.
- [10] X. Wang, G.C. Ejebe, J. Tong, J.G. Waight, "Preventive/Corrective Control for Voltage Stability Using Direct Interior Point Method," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 13, no. 3, August 1998, pp. 878-883.
- [11] Carson W. Taylor, "Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 7, no. 2, April 1992, pp. 480-488.
- [12] T. Quoc Tuan, J. Fandino, N. Hadsaid, J.C Sabonnadière, H. Vu, "Emergency Load Shedding to Avoid Risks of Voltage Instability Using Indicators," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, no. 1, February 1994, pp. 341-351.
- [13] T. Tran-Quoc, J.C Sabonnadière, J. Fandino, "A Method for Improving Voltage Stability Based on Critical Voltage," *IEEE Man Cybernetic and system*, Lille, FRANCE, October 1993.
- [14] T. Tran Quoc, L Pierrat, "A Strategy for Prevention of Voltage Instability by Generation Dispatch", *IEEE Stockholm PowerTech*, Stockholm, SWEDEN, June 1995, pp. 179-183.
- [15] T. Tran Quoc, J.C Sabonnadière, N. Hadsaid, R. Feuillet, "Voltage/Var Control on the Vietnam Power System", *13th Power Systems Computation Conference*, Trondheim, NORWAY, June-July 1999.

VIII. BIOGRAPHIES

Tuan TRAN-QUOC was born in 1960 in Vietnam. He received his Engineer degree in Electrical Engineering from the Ho Chi Minh City University of Technology (Vietnam) in 1982. From 1983 to 1988 he worked as an assistant professor at the same University. He obtained his "Diplôme d'Etudes Approfondies" and "Diplôme de Docteur" (Ph.D.) from the Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), France, in 1989 and 1993, respectively. From 1993 to 1995 he worked as a postdoctoral fellow in the Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble(LEG - INPG). From 1995 to 1996 he was a research engineer at the French Electricity Board (Electricité de France, EDF). He is presently with the Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble. His research interests are in the fields of power system analysis, operations and electromagnetic transients.

Chulasa PRAING was born in 1974 in Cambodia. He received his degree in Electrical Engineering from the Cambodia Institute of Technology (Cambodia) in 1995. He obtained "Mastère degree" and the "Diplôme d'Etudes Approfondies" from the Institut National Polytechnique de Grenoble (I.N.P.G.), France in 1996 and 1997, respectively. He is currently pursuing a PhD in power system at the INPG.

René FEUILLET (1953) received his Diplome d'Ingenieur and his Dr. Eng. degree in Electrical Engineering from the Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), in 1976 and 1979, respectively. In 1991, he received the degree of "Habilitation à Diriger des Recherches" from the same institute. Since 1979, he has been appointed as Professor at the National Electrical Engineering School of Grenoble (ENSIEG), France. His research activities in the Grenoble Electrotechnical Laboratory (LEG) include modeling of power electronics converters and interference perturbation on power networks and components.

Jean Claude SABONNADIÈRE Eng 63, DSc 69 is presently professor at the Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), France. The research of professor Sabonnadière is focused on modelling and calculation of electromagnetic fields and devices. He has published more than 150 scientific papers and written 3 books on C.A.D of electromagnetic systems. Professor Sabonnadière is fellow of IEEE and IEE, Doctor honoris causa of the Ecole Polytechnique Federale de Lausanne (Switzerland) and member of the Electromagnetic Academy (MIT).

Ut LA VAN was born in 1946 in Vietnam. He received his degree in Electrical Engineering from the Hanoi University of Technology (Vietnam) in 1968, and his PhD degree from the Moscow Power Engineering Institute (Russia) in 1983. Since 1968 he has been professor at the Hanoi University of Technology (Vietnam). He is presently Deputy Dean of Energy Faculty of Hanoi University of Technology.

Cuong NGUYEN DUC was born in 1972 in Vietnam. He received his degree in Power System Engineering from the Hanoi University of Technology (Vietnam) in 1992. Since 1993 he has been Senior Engineer at the National Load Dispatch Center - Electricity of Vietnam. He is presently Deputy Head of Planning department, National Load Dispatch Center.

