PolyPublie
Polytechnique Montréal

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
UNIVERSITÉ D'INGÉNIERIE

Titre: Title:	Processus de modélisation et étude des orages géomagnétiques dans les réseaux électriques : impact sur le réseau de transport d'Hydro-Québec
Auteur: Author:	Amr Abdellaoui
Date:	2015
Type:	Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis
Référence: Citation:	Abdellaoui, A. (2015). Processus de modélisation et étude des orages géomagnétiques dans les réseaux électriques : impact sur le réseau de transport d'Hydro-Québec [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. https://publications.polymtl.ca/2004/

Document en libre accès dans PolyPublie
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: PolyPublie URL:	https://publications.polymtl.ca/2004/
Directeurs de recherche: Advisors:	Jean Mahseredjian, & Ilhan Kocar
Programme: Program:	génie électrique

Ce fichier a été téléchargé à partir de PolyPublie, le dépôt institutionnel de Polytechnique Montréal
This file has been downloaded from PolyPublie, the institutional repository of Polytechnique Montréal

https://publications.polymtl.ca

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

PROCESSUS DE MODÉLISATION ET ÉTUDE DES ORAGES GÉOMAGNÉTIQUES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES : IMPACT SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

AMR ABDELLAOUI

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION

DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES

(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

NOVEMBRE 2015

© Amr Abdellaoui, 2015.

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

PROCESSUS DE MODÉLISATION ET ÉTUDE DES ORAGES GÉOMAGNÉTIQUES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES : IMPACT SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

Présenté par : ABDELLAOUI Amr

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès science appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. HOUSHANG Karimi, Ph. D., président

M. MAHSEREDJIAN Jean, Ph. D., membre et directeur de recherche

M. KOCAR Ilhan, Ph. D., membre et codirecteur de recherche

M. GUILLON Sébastien, M. Sc., membre

DÉDICACE

À la mémoire de mon père, à ma mère, ma femme Sanaa et ma fille Amina

REMERCIEMENTS

J’exprime ma gratitude et reconnaissance envers Hydro-Québec qui m’a offert un cadre de travail passionnant permettant la concrétisation de ce projet de recherche. Je tiens à remercier également mon chef Patrick Doyle pour sa confiance et son intérêt à l’égard de ce travail. J’adresse mes salutations à mon ancien chef Daniel Lefebvre qui m’a transmis sa passion pour les réseaux électriques et qui m’a motivé pour faire de ce projet de recherche une application pratique.

Je témoigne ma gratitude à mon directeur de recherche, le professeur Jean Mahseredjian qui a parrainé ce travail. Il m’a encouragé à entreprendre et à mener à terme ce projet de maîtrise, sans son soutien, son appui moral et ses recommandations, ce travail n’aurait sans doute pas été réalisé.

J’adresse mes vives remercîments à mon collègue et superviseur au sein d’Hydro-Québec, Sébastien Guillon, qui m’a accompagné et guidé dans ce travail. Son expertise dans le domaine des orages géomagnétiques, ces conseils, sa disponibilité et son aide ont été cruciales pour la réalisation de ce mémoire.

Je tiens également à remercier mon collègue et ami Francis Talbot, qui a notablement contribué à la réalisation de ce projet de recherche. Francis m’a formé à l’utilisation de l’interface EMTP avec PSS/E et je me suis inspiré de son modèle de charge pour mes simulations dans le domaine du temps.

J’aimerai remercier mes collègues Serge Renaud et Pierre Lariviere d’avoir lu et révisé ce mémoire.

La réalisation de ce projet n’aurait pas été possible sans l’appui quotidien de mon épouse Sanaa. Je tiens à souligner son soutien, en particulier, pendant les moments difficile de la maladie de ma mère. Je tiens à lui exprimer ma gratitude pour son amour sans fin.

RÉSUMÉ

Ce projet de recherche présente un processus de modélisation complet des effets des courants géomagnétiques induits (GIC) sur le réseau d'Hydro-Québec (HQ) à des fins de planification et d'exploitation. L'avantage de cette méthode est de permettre aux ingénieurs en planification de simuler les effets des orages géomagnétiques sur le réseau d'Hydro-Québec sous différentes conditions et avec différentes contingences et ce, avec des temps de calcul très raisonnables.

Cette démarche de modélisation des courants GIC dans les réseaux électriques a été appliquée sur un modèle du réseau d'Hydro-Québec. Un modèle DC équivalent du réseau Hydro-Québec a été réalisé. Une méthode de calcul numérique des tensions DC, à partir d'un champ géoélectrique non uniforme a été développée puis implémentée dans le modèle DC. Les harmoniques et les pertes en puissance réactive des transformateurs saturés ont été déterminés en fonction du courant GIC par un algorithme utilisant une courbe de magnétisation choisie pour représenter les transformateurs d'Hydro-Québec. L'évolution dans le temps de la saturation de chaque transformateur en fonction de son courant GIC efficace a été déterminée par des formules analytiques. Les pertes en puissance réactive des transformateurs saturés sont modélisées dans le réseau PSS/E [1] d'Hydro-Québec comme étant une charge réactive à courant constant localisée à la barre du transformateur correspondant. Finalement, des simulations dans le domaine du temps sont effectuées avec PSS/E en considérant les temps d'établissement de la saturation des transformateurs. Ceci est réalisé en intégrant les résultats du modèle DC et les résultats des calculs analytiques des temps d'établissement de la saturation des transformateurs dans un modèle de charge EMTP qui sera lié au réseau PSS/E via une interface.

Grâce à cette méthodologie, différents aspects des effets des courants GIC sur le réseau modèle d'Hydro-Québec ont été étudiés notamment, l'influence des champs géoélectriques uniforme et non uniforme, les pertes en puissance réactive du réseau 735kV comparées à celles du sous réseau de Montréal, les effets sur la tenue en tension ainsi que l'importance des réserves dynamiques de puissance réactive.

Ce mémoire présente une nouvelle approche de modélisation des courants GIC dans les réseaux électrique dans une perspective de planification et d'exploitation. Cette démarche pourrait être davantage améliorée, particulièrement l'aspect relatif au temps d'établissement des

transformateurs saturés GIC. Ainsi, une recherche approfondie reste à poursuivre dans ce domaine.

ABSTRACT

This research project presents a complete modelling process of the effects of GIC on Hydro-Quebec power system network for system planning studies. The advantage of the presented method is that it enables planning engineers to simulate the effects of geomagnetic disturbances on the Hydro-Quebec System under different conditions and contingencies within reasonable calculation time frame.

This modelling method of GIC in electric power systems has been applied to the Hydro-Quebec System. An equivalent HQ DC model has been achieved. A numerical calculation method of DC sources from a non-uniform geoelectric field has been developed and implemented on HQ DC model. Harmonics and increased reactive power losses of saturated transformers have been defined as a function of GIC through a binary search algorithm using a chosen HQ magnetization curve.

The evolution in time of each transformer saturation according to its effective GIC has been evaluated using analytical formulas. The reactive power losses of saturated transformers have been modeled in PSS/E[1] HQ network as constant reactive current loads assigned to the corresponding transformer buses. Finally, time domain simulations have been performed with PSS/E taking into account transformer saturation times. This has been achieved by integrating HQ DC model results and analytical calculations results of transformer saturation times into an EMTP load model. An interface has been used to link EMTP load model to HQ PSS/E network.

Different aspects of GIC effects on the Hydro-Quebec system have been studied, including the influence of uniform and non-uniform geoelectric fields, the comparison of reactive power losses of the 735kV HQ system with those of Montreal network, the risks to voltage levels and the importance of reactive power dynamic reserve.

This dissertation presents a new GIC modelling approach for power systems for planning and operations purposes. This methodology could be further enhanced, particularly, the aspect regarding the transformer saturation times. Hence more research remains to be pursued in this area.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE III

REMERCIEMENTS IV

RÉSUMÉ V

ABSTRACT VII

TABLE DES MATIÈRES VIII

LISTE DES TABLEAUX X

LISTE DES FIGURES XI

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS XV

CHAPITRE 1 INTRODUCTION 1

1.1 Revue de littérature et mise en contexte 1

1.2 Objectif de recherche et méthodologie 4

1.2.1 Objectif 4

1.2.2 Méthodologie 5

1.3 Contenu du mémoire 5

CHAPITRE 2 MODÉLISATION DES COURANTS GIC DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES 7

2.1 Modélisation des transformateurs 7

2.2 Modélisation des lignes de transport 10

2.2.1 Champ géoélectrique uniforme 11

2.2.2 Champ géoélectrique non uniforme du NERC 13

2.3 Analyse nodale modifiée et augmentée 16

2.3.1 Exemple de calcul du courant GIC 18

2.4 Évaluation de la puissance réactive et harmonique générées par les transformateurs suite au GIC 23

2.4.1 Calcul du courant GIC efficace dans les transformateurs 24

2.4.2 Détermination des pertes en puissance réactives et de la génération d'harmoniques d'un transformateur saturé par le courant GIC 26

2.5 Évaluation du temps de saturation des transformateurs dû au courant GIC 37

2.5.1 Saturation d'un transformateur monophasé à vide 37

2.5.2 Saturation d'un transformateur monophasé en charge 42

2.5.3 Validation des formules approximatives du temps d'établissement de la saturation des transformateurs 46

CHAPITRE 3 IMPACTS DES ORAGES GÉOMAGNÉTIQUES SUR LE RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC 52

3.1 Le modèle DC GIC du réseau d'Hydro-Québec 53

3.1.1 Simulations du modèle DC avec un champ géoélectrique uniforme 53

3.1.2 Simulations du modèle DC réduit avec un champ géoélectrique non uniforme 62

3.2 Simulations dans le domaine du temps des effets du courant GIC sur le réseau d'Hydro-Québec 63

3.2.1 Simulations avec saturation instantanée des transformateurs par les courants GIC 64

3.2.2 Simulations avec approximation des temps de saturations des transformateurs par les courants GIC 65

CHAPITRE 4 CONCLUSION 77

BIBLIOGRAPHIE 79

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 : Erreur d'estimation des résistances RH et RX 10

Tableau 2-2 : Erreur d'estimation des résistances Rs et Rc 10

Tableau 2-3 : Poids et nœuds utilisés dans la quadrature de Gauss-Legendre [21] 16

Tableau 2-4 : Conductances des branches du modèle DC 19

Tableau 2-5 : Valeurs des sources de tension du modèle DC 19

Tableau 3-1 : Liste des 20 premiers transformateurs triés selon leurs pertes en puissance réactives. 59

Tableau 3-2 : Puissances réactives finales générées par les compensateurs des postes EJCOW1 et EJCOW2 du réseau d'Hydro-Québec sud suite à un champ géoélectrique non uniforme ... 65

Tableau 3-3 : Temps (sec) de saturation des courants des transformateurs 735 kV hors Montréal 68

Tableau 3-4 : Liste des 5 premiers compensateurs triés selon leurs générations en puissance réactives 76

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1 : Processus de modélisation des courants GIC dans le réseau d'Hydro-Québec 4

Figure 2-1 : Circuit DC équivalent d'un transformateur Y-Y.....8

Figure 2-2 : Circuit DC équivalent d'un transformateur Y-Δ.....8

Figure 2-3 : Circuit DC équivalent d'un autotransformateur.....8

Figure 2-4 : Circuit DC équivalent d'une ligne de transport AB.....11

Figure 2-5 : Les axes cartésiens pour le calcul de la source de tension DC de la ligne AB 12

Figure 2-6 : Fonction vectorielle paramétrique de la ligne AB.....14

Figure 2-7 : Modèle DC GIC de l'exemple de l'annexe 2 de [7].....18

Figure 2-8 : Courant d'excitation résultant de la saturation par courant GIC.....23

Figure 2-9 : Circuit équivalent d'un transformateur conventionnel pour le calcul du GIC efficace 25

Figure 2-10 : Circuit équivalent d'un autotransformateur pour le calcul du GIC efficace 26

Figure 2-11 : Courbe de saturation utilisée pour représenter les transformateurs d'Hydro-Québec 28

Figure 2-12 : Algorithme de calcul des harmoniques dues au GIC 30

Figure 2-13 : Contenu harmonique du courant d'excitation en fonction du GIC efficace calculé par l'algorithme de la figure 2-12 31

Figure 2-14 : THD en fonction du GIC efficace 32

Figure 2-15 : Harmoniques du courant d'excitation vs GIC efficace pour une tension appliquée ayant un contenu en 2ème harmonique sous la forme : $vput = \cos\omega t + k\cos(2\omega t)$ 34

Figure 2-16 : Harmoniques du courant d'excitation vs GIC efficace pour une tension appliquée ayant un contenu en 3ème harmonique sous la forme : $vput = \cos\omega t + k\cos(3\omega t)$ 35

Figure 2-17 : Harmoniques du courant d'excitation vs GIC efficace pour une tension appliquée ayant un contenu en 4ème harmonique sous la forme : $vput = \cos\omega t + k\cos(4\omega t)$ 36

Figure 2-18 : Circuit équivalent pour évaluer le temps d'établissement du courant GIC d'un transformateur à vide Tx. 37

Figure 2-19 : approximation de la courbe de magnétisation de la figure 2-13 par une courbe idéalisée. 39

Figure 2-20 : Relation entre $idcIeff$ et le coefficient A défini par l'équation (2.98) 41

Figure 2-21 : Circuit équivalent pour évaluer le temps d'établissement du courant GIC d'un transformateur en charge Tx. 42

Figure 2-22 : Circuit EMTP-RV servant à la simulation de la saturation du transformateur T62 à vide. 46

Figure 2-23 : Évolution du courant GIC efficace obtenu par simulation EMTP (courbe bleu) et l'approximation analytique (courbe verte). 47

Figure 2-24 : Circuit EMTP servant à la simulation de la saturation du transformateur T62 en charge. 48

Figure 2-25 : Courants GIC circulant dans le transformateur T62 en charge. 48

Figure 2-26 : Comparaison des courants GIC efficaces du transformateur T62 en charge et à vide. 50

Figure 3-1 : Perte en puissance réactive des transformateurs en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme dans le scénario fort pour le réseau sud d'Hydro-Québec 54

Figure 3-2 : Perte en puissance réactive des transformateurs en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme dans le scénario fort pour le réseau de Montréal 315, 230 et 120 kV. 55

Figure 3-3 : Perte en puissance réactive des transformateurs en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme dans le scénario fort pour le réseau d'Hydro-Québec 735 kV 56

Figure 3-4 : Perte en puissance réactive en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme fort pour le réseau de Montréal 315 kV et moins, le réseau 735 kV et le réseau d'Hydro-Québec total. 57

Figure 3-5 : Pertes en puissance réactives par région du réseau Hydro-Québec dans le scénario fort 58

Figure 3-6 : Transformateurs maximisant les pertes en puissance réactives en fonction de la direction du champ géoélectrique associé au scénario fort. 60

Figure 3-7 : Pertes en puissance réactives par poste 735 kV du réseau Hydro-Québec sud 61

Figure 3-8 : Lignes dont le courant GIC est maximal pour chaque direction du champ géoélectrique uniforme du scénario fort. 61

Figure 3-9 : Perte en puissance réactive des transformateurs du réseau Hydro-Québec sud en fonction de la direction d'un champ géoélectrique non uniforme (sous réseau Montréal négligé) 62

Figure 3-10 : Perte en puissance réactive des transformateurs du sous réseau Montréal en fonction de la direction d'un champ géoélectrique non uniforme (simulation sans le réseau d'Hydro-Québec 735 kV) 63

Figure 3-11 : Les courbes de tension de 20 postes de la région de Montréal suite à un champ géoélectrique non uniforme. 65

Figure 3-12 : Illustration de la liaison entre modèle de charge EMTP et la charge réactive représentant les pertes en puissance réactive dans le réseau PSS/E 67

Figure 3-13 : Temps de saturation des courants GIC des transformateurs 735 kV hors Montréal 69

Figure 3-14 : Évolution de la saturation des courants GIC produit dans les transformateurs ayant les plus courts et les plus lents temps de saturation. 70

Figure 3-15 : Approximation de l'évolution de la saturation du courant GIC du transformateur t2 au poste DTW 71

Figure 3-16 : Évolution de l'appel de puissance réactive de certains transformateurs du réseau 735 kV suite à un champ géoélectrique non uniforme 72

Figure 3-17 : Évolution de l'appel de puissance réactive d'autres transformateurs du réseau 735 kV suite à un champ géoélectrique non uniforme 73

Figure 3-18 : Les courbes de tension des postes 735 kV du réseau d'Hydro-Québec sud suite à un champ géoélectrique non uniforme (saturation progressive) 74

Figure 3-19 : Puissance réactive générée par le compensateur synchrone du poste FWX2 du réseau 735kV d'Hydro-Québec sud pour un champ géoélectrique non uniforme (saturation progressive) 75

Figure 3-20 : Puissance réactive générée par le compensateur synchrone du poste FWX2 du réseau 735kV d'Hydro-Québec sud pour un champ géoélectrique non uniforme (saturation instantanée) 75

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AC	Courant Alternatif
AN	Analyse Nodale
ANM	Analyse Nodale Modifiée
MANA	Analyse Nodale Modifiée et Augmentée communément appelé “Modified Augmented Nodal analysis“
DC	Courant Continu
EMTP	Electromagnetic Transient Program
EMTP-RV	Electromagnetic Transient Program Restructured Version[2]
FFT	Transformation de Fourier Discrète
GIC	Courant Géomagnétique Induit communément appelé “Geomagnetically InducedCurrent“
HQ	Hydro-Québec
IGRF	International Geomagnetic Reference Field
I_e	Courant d’excitation
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
PSS/E	SIEMENS Power System Simulation for Engineers ®[1]
THD	Taux de Distorsion Harmoniques
λ_{ac}	Flux alternatif
CS	Compensateur Synchrone
SVC	Compensateur Statique

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 Revue de littérature et mise en contexte

Le soleil, lors de son activité, émet des éjections de particules ionisées. Ces particules interagissent avec la magnétosphère et l'ionosphère de la terre et produisent des courants ionosphériques, nommés les électrojets [3]. Ces électrojets perturbent le champ magnétique terrestre et induisent un champ géoélectrique à la surface de la Terre. Ce champ géoélectrique produit dans les réseaux électriques des courants géomagnétiques induits à faible fréquence communément appelés les courants GIC.

Ces courants GIC quasi-DC saturent les transformateurs qui deviennent une source d'harmoniques paires et impaires et occasionnent des pertes excessives en puissance réactive [4]. Ceci pourrait endommager les transformateurs, faire opérer indument les protections ou encore occasionner des difficultés dans le contrôle de la tension dans le réseau électrique [5, 6] voir même entrainer des effondrements de tension comme ce fut le cas pour Hydro-Québec en 1989. Puisque les perturbations provoquées par les orages géomagnétiques peuvent avoir des effets néfastes sur les réseaux électriques, il est donc important de modéliser et d'étudier les effets des orages géomagnétiques sur la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques.

Le processus de modélisation des courants GIC commence par l'estimation du champ géoélectrique induit à la surface de la Terre. Ce dernier est déterminé à partir des données de champ géomagnétique et des modèles de conductivité de la Terre [7, 8]. La norme de fiabilité TPL-007-1 du NERC propose une équation de calcul du champ géoélectrique non uniforme en fonction de la latitude géomagnétique [9].

Dans des études antérieures, l'effet du champ géoélectrique induit par les orages géomagnétique est modélisé dans le réseau électrique par une différence de potentiel à la surface du sol (Earth Surface Potential). Celle-ci agit comme une source de tension DC appliquée entre les mises à la terre de deux ou plusieurs postes [10, 11]. Par ailleurs, cette modélisation n'est applicable, dans un circuit électrique, que pour un champ géoélectrique conservatif (uniforme) [12]. La méthode de modélisation communément utilisée aujourd'hui représente les courants GIC

par une source de tension DC en série avec la résistance de la ligne de transport. L'avantage de cette modélisation est qu'elle permet de représenter dans un réseau électrique le champ géoélectrique non conservatif (non uniforme) tel que celui induit par l'électrojet [12].

L'étape subséquente est la détermination de la circulation des courants GIC dans le réseau électrique. Ceci est réalisé par le développement du modèle DC équivalent du réseau électrique. Dans ce modèle, les transformateurs, les lignes de transports et les autres équipements sont représentés par leurs résistances DC [7, 11]. Ce modèle DC équivalent est classiquement représenté par la matrice d'admittance nodale (AN) [7, 13]. L'inconvénient de cette méthode est que son application requière la conversion des sources de tension en des sources de courant équivalentes. La méthode d'analyse nodale modifiée et augmentée (MANA) élimine cette limitation et modélise également directement les interrupteurs [14].

Une fois la distribution des courants GIC dans le réseau électrique est connue via le modèle DC équivalent, les pertes en puissance réactive de chaque transformateur sont estimées. Des équations génériques simplifiées permettent de calculer la consommation en puissance réactive (VAR) d'un transformateur en fonction du courant GIC circulant dans ces enroulements [11, 15]. Les pertes en puissance réactive du transformateur peuvent être également estimées à partir de la fondamentale du courant d'excitation en régime permanent et en assumant une tension nominale aux bornes de l'inductance non linéaire du transformateur. La fondamentale et les harmoniques peuvent être directement déterminés via un algorithme à partir de la courbe de magnétisation et du courant GIC efficace du transformateur [15, 16].

Actuellement l'évaluation de la vulnérabilité des grands réseaux électriques aux orages géomagnétiques est limitée au régime permanent. Les pertes en puissance réactives sont modélisées dans le réseau AC comme étant une charge inductive à puissance constante localisée à la barre du transformateur correspondant [11]. Des simulations d'écoulement de puissance sont ensuite effectuées pour différents scénarios de champ géoélectrique afin d'évaluer le niveau de tension à chaque barre du réseau.

Ces méthodes de modélisation conventionnelles en régime permanent des effets des courants GIC ne permettent pas d'observer le comportement dynamique du réseau électrique et ne tiennent pas compte du temps d'établissement de la saturation des transformateurs. Il est, par conséquent, important d'effectuer des simulations dans le domaine du temps afin de comprendre

et prévoir la réaction du réseau et de ces équipements face aux perturbations des orages géomagnétiques.

Effectuer des simulations avec EMTP (Electromagnetic Transient Program) d'un réseau complexe en vue d'évaluer les effets des orages géomagnétiques sur celui-ci, peut nécessiter des temps de calcul considérables lorsque de nombreux scénarios sont analysés. Dans le contexte de la planification de réseau où un grand nombre de scénario avec un large spectre de variable est regardé, les temps de simulation deviennent peu pratiques pour les ingénieurs concernés. Il est donc important d'utiliser des méthodes de simulations alternatives qui permettront d'avoir des résultats dans le domaine du temps dans un temps de calcul raisonnable et avec une précision acceptable.

C'est dans cette optique que le comportement du réseau d'Hydro-Québec (HQ) face aux orages géomagnétique a été étudié. En effet, la compensation série dans les corridors de Baie-James et Manic-Québec permet de réduire et atténuer considérablement la circulation du courant GIC émanant du nord du réseau vers la boucle de Montréal, mais dans la partie sud du réseau incluant la boucle de Montréal, cette technologie n'est pas appliquée. Il devient nécessaire de déterminer les courants GIC circulant dans cette portion du réseau et leurs impacts sur le réseau d'Hydro-Québec dans son ensemble.

L'objectif de ce projet est de développer et implanter une démarche complète de la modélisation des effets des courants GIC sur un modèle de réseau d'Hydro-Québec. À cet effet, le modèle DC du réseau d'Hydro-Québec, au sud des lignes compensées série, a été développé et les courants GIC pour différentes valeurs et directions du champ géoélectrique uniforme et non uniforme ont été déterminés. Les pertes en puissance réactive et les harmoniques générées en fonction des courants GIC sont déterminées avec un algorithme utilisant une courbe de magnétisation choisie pour représenter les transformateurs d'Hydro-Québec.

Les temps de saturation et les courbes d'évolution dans le temps des consommations réactif (VAR) des transformateurs saturés par les courants GIC sont approximés en utilisant des formules analytiques [17]. Un modèle de charge EMTP associé au réseau PSS/E d'Hydro-Québec reproduira les courbes d'évolution de la consommation en puissance réactive des transformateurs saturés. Dans un premier scénario, des simulations dans le domaine du temps sont effectuées avec PSS/E en assumant que la saturation des transformateurs en présence des courants GIC est

instantanée. Dans un second scénario, des simulations dans le domaine du temps du réseau d'Hydro-Québec sont effectuées en liant le modèle de charge EMTP au réseau d'étude PSS/E. Dans ce scénario, le réseau d'Hydro-Québec est simulé en assumant des hypothèses simplificatrices et conservatrices. Bien que les résultats de la simulation de ce scénario spécifique soient basés sur des paramètres sévères et un modèle unique des transformateurs d'Hydro-Québec, l'objectif à ce stade est d'utiliser les formules analytiques d'approximation des temps de saturation des transformateurs dans les simulations avec PSS/E. Cette méthode de simulation permettra aux ingénieurs en planification de simuler les effets des orages géomagnétiques sur le réseau d'Hydro-Québec sous différentes conditions et avec différentes contingences et ce avec des temps de calcul raisonnable.

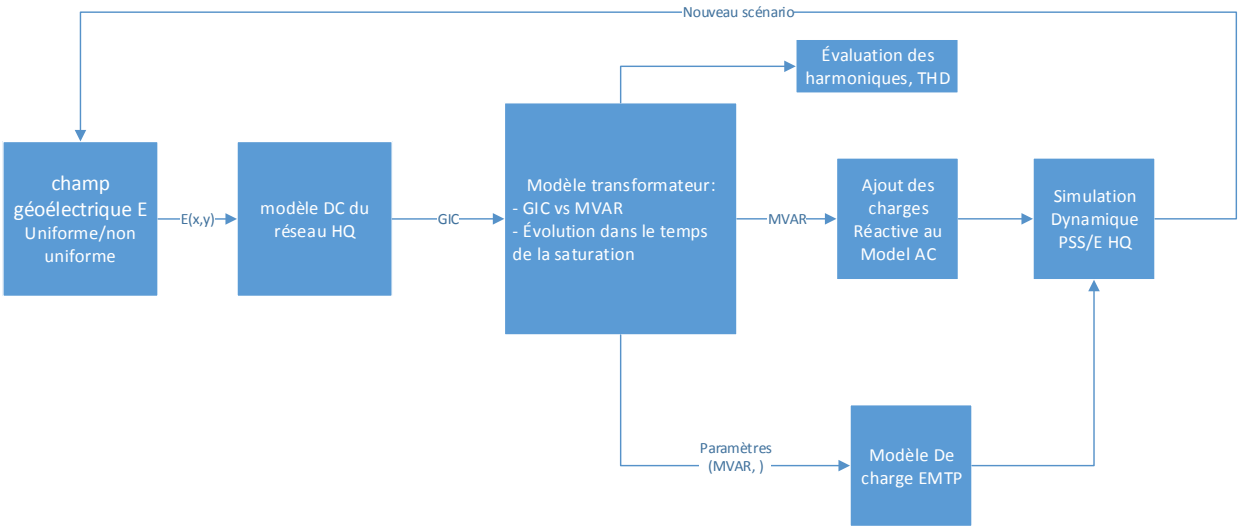

Figure 1-1 : Processus de modélisation des courants GIC dans le réseau d'Hydro-Québec

1.2 Objectif de recherche et méthodologie

1.2.1 Objectif

L'objectif de ce projet de recherche est de permettre d'évaluer la réponse d'un modèle de réseau de transport d'Hydro-Québec face aux perturbations des orages géomagnétiques via une démarche de modélisation complète permettant d'effectuer des simulations dynamiques avec des temps de calcul raisonnable. Cette méthode de modélisation a l'avantage de permettre la

détermination rapide des harmoniques et des pertes en puissance réactive des transformateurs, en fonction des champs géoélectriques uniformes et non uniformes. Notamment, elle se distingue des autres méthodes de modélisation conventionnelles par la possibilité d'effectuer des simulations dans le domaine du temps avec PSS/E en considérant les temps d'établissement de la saturation des transformateurs. Ceci est réalisé en intégrant les résultats du modèle DC et les résultats des calculs analytiques des temps d'établissement de la saturation des transformateurs dans un modèle de charge EMTP qui sera lié au réseau PSS/E via une interface. Cette méthode de modélisation dans le domaine du temps des effets des orages géomagnétiques sur le réseau d'Hydro-Québec constitue un solide début et laisse place à des améliorations et raffinements selon l'évolution des besoins et des problématiques futurs.

1.2.2 Méthodologie

La méthodologie entreprise dans ce projet de recherche est constituée de plusieurs étapes. La première étape est le développement du modèle DC du réseau d'Hydro-Québec au sud de la compensation série. À partir des résultats de ce modèle DC, un algorithme est utilisé pour la détermination des harmoniques et des pertes en puissance réactive des transformateurs saturés par les courants GIC. Ensuite, des formules analytiques [18] détermineront l'évolution dans le temps de la saturation de chaque transformateur en présence du courant GIC. Ces courbes d'évolution de la saturation dans le temps seront reproduites par un modèle de charge EMTP qui sera lié à un réseau modèle d'étude d'Hydro-Québec, de séquence directe, dans PSS/E. Finalement des simulations dans le domaine du temps seront effectuées avec PSS/E. Le temps de calcul requis pour une simulation PSS/E est de l'ordre de deux heures.

1.3 Contenu du mémoire

Le chapitre 1 présente les orientations du projet de recherche et définit les objectifs et la méthodologie entreprise. Une revue de littérature de la modélisation des courants GIC sur le réseau électrique a été également présentée.

Le chapitre 2 présente le processus complet et les bases théoriques de la modélisation des courants GIC dans le réseau électrique. Les détails pratiques relatifs à l'élaboration du modèle DC équivalent du réseau électrique sont expliqués. Également, des formules analytiques pour

évaluer approximativement le temps de saturation des transformateurs lors de perturbation par les orages géomagnétiques ont été présentées et validées [18].

Le chapitre 3 présente les résultats des simulations du modèle de réseau d'Hydro-Québec sous l'effet des champs géoélectriques uniforme (conservatif) et non uniforme (non conservatif). En effet, le processus de modélisation des courants GIC décrit dans le chapitre 2 a été appliqué sur un réseau représentatif d'Hydro-Québec.

Le chapitre 4 présente des conclusions et des recommandations pour des avenues de recherches futures.

Pour des raisons de confidentialité, certaines informations précises ont été retirées ou ont été rendues anonymes afin de préserver les éléments sensibles du rapport tout en maintenant une lecture compréhensible des travaux effectués.

CHAPITRE 2 MODÉLISATION DES COURANTS GIC DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Le calcul des courants géomagnétiques induits (GIC) circulant dans le réseau électrique s'effectue via le développement d'un modèle DC équivalent du réseau électrique. Ces courants GIC ont une faible fréquence (inférieure à 1 Hz) et par conséquent l'ensemble du réseau électrique est modélisé avec des résistances.[3]

Tous les équipements du réseau électrique seront modélisés par des résistances équivalentes. Ces équipements sont les transformateurs, les lignes de transmissions, les inductances et les condensateurs shunts. Les alternateurs sont exclus du modèle DC car le courant GIC est bloqué par le delta des transformateurs élévateurs auxquels ces alternateurs sont raccordés.

Dans l'élaboration du modèle DC, les hypothèses suivantes sont considérées :

- Les inductances et les condensateurs shunt ne sont pas inclus dans le modèle DC. En effet, en régime permanent, l'impédance des condensateurs shunt tend vers l'infini quand la fréquence tend vers zéro. La résistance des inductances shunt est habituellement largement supérieure à la résistance des enroulements des transformateurs et leur effet est considéré peu significatif [3]. De plus, le réseau d'étude d'Hydro-Québec comporte un nombre limité d'inductances shunts par poste et lorsqu'elles sont présentes, elles sont en parallèle avec d'autres équipements (transformateurs) du poste. Le nombre limité d'inductances shunts et leurs valeurs de résistance relativement élevées, réduisent considérablement leur influence sur les valeurs des résistances équivalentes.
- La résistance équivalente de mise à la terre du poste électrique est un paramètre important à considérer dans le modèle DC. Cette résistance équivalente doit tenir compte de la grille de mise à la terre du poste, des contrepoids des lignes de transmissions et tout autre circuit de mise à la terre reliés à ce poste [7].

2.1 Modélisation des transformateurs

Les transformateurs de puissance sont modélisés par les résistances DC de leurs enroulements. Les valeurs des résistances DC sont obtenues à partir des rapports d'essais de chacun des transformateurs.

Les circuits DC équivalents des transformateurs Y-Y, Y-Δ et autotransformateur sont fournis dans les figures 2-1, 2-2 et 2-3 :

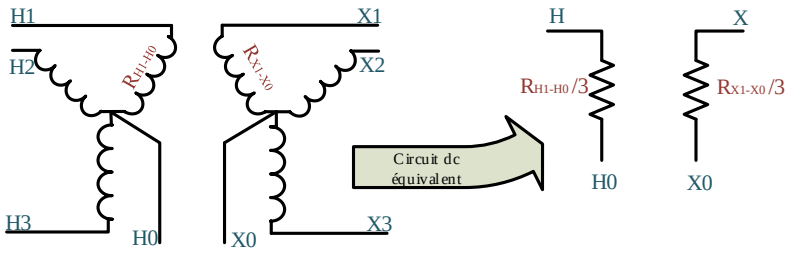

Figure 2-1 : Circuit DC équivalent d'un transformateur Y-Y

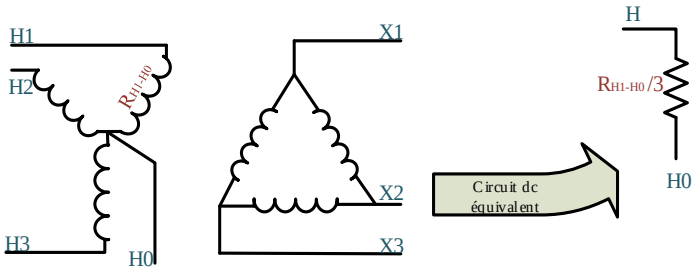

Figure 2-2 : Circuit DC équivalent d'un transformateur Y-Δ

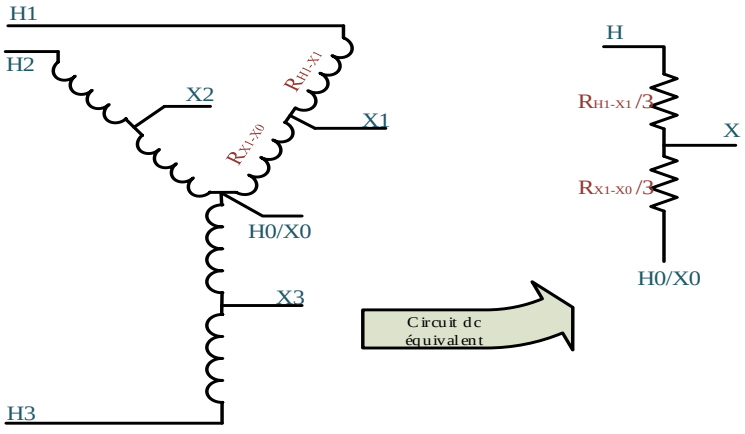

Figure 2-3 : Circuit DC équivalent d'un autotransformateur

Dans la figure 2-2, l'enroulement delta n'est pas inclus dans le modèle car il ne fournit pas de chemin pour le courant GIC en régime permanent.

À défaut de disponibilité des données des rapports d'essais, il a été suggéré par [7] d'estimer les résistances DC des enroulements d'un transformateur à partir de la résistance de la séquence directe. En effet la résistance de la séquence directe R_{HX} d'un transformateur en étoile Y-Y inclus la résistance R_H de l'enroulement haute tension ainsi que la résistance R_X de l'enroulement basse tension [7] :

$$R_{HX} = R_H + n^2 R_X \; ; \quad n = \frac{V_H}{V_X} \tag{2.1}$$

Où $\boldsymbol{n}$ étant le rapport de transformation et $\boldsymbol{V_H}$ et $\boldsymbol{V_X}$ sont respectivement la haute tension et la basse tension.

Il est assumé que la résistance de l'enroulement haute tension est approximativement égale à la résistance de l'enroulement basse tension [10], ceci est exprimé par la relation suivante :

$$R_H = n^2 R_X \tag{2.2}$$

À partir des équations (2.1) et (2.2) les résistances des enroulements haute et basse tension sont estimées par :

$$R_H = \frac{1}{2} R_{HX} \tag{2.3}$$

$$R_X = \frac{1}{2} \frac{R_{HX}}{n^2} \tag{2.4}$$

Les résistances série et commune R_s et R_c d'un autotransformateur sont estimées par :

$$R_S = \frac{1}{2} R_{HX} \tag{2.5}$$

$$R_c = \frac{1}{2} \frac{R_{HX}}{(n-1)^2} \tag{2.6}$$

Dans les tableaux 2-1 et 2-2, une comparaison est effectuée entre les valeurs des résistances DC obtenues à partir des rapports d'essais et celles estimées à partir de la séquence directe pour 6 transformateurs d'Hydro-Québec.

Tableau 2-1 : Erreur d'estimation des résistances R_H et R_X

Poste	nom	Type	Connexions	Rapports d'essais (Ohms)		Estimation (Ohms)		Erreur RH	Erreur RX
				RH	RX	RH	RX		
UCT 735kV	T1	3 φ	N / N / D	1.57	0.25	1.74	0.29	11.0%	16.4 %
NGX 735kV	T4	1 φ	N / N / D	1.18	0.09	8.19	0.80	591.3%	775.9 %
NXF 735kV	T61	1 φ	N / D / D	3.09		9.27		200.0%	

Tableau 2-2 : Erreur d'estimation des résistances R_s et R_c

Poste	nom	Type	Connexions	Rapports d'essais (Ohms)		Estimation (Ohms)		Erreur Rs	Erreur Rc
				Rs	Rc	Rs	Rc		
JGT 735kV	T2	1 φ	N / N / D	0.18	0.07	0.65	0.37	260.28%	444.46 %
EJC 735kV	T2	1 φ	N / N / D	0.85	0.29	2.42	1.36	185.74%	362.50 %
FWX 735kV	T2	1 φ	N / N / D	0.20	0.07	0.66	0.37	228.76%	406.18 %

L'erreur d'estimation des résistances DC des transformateurs à partir de la séquence positive peut être considérable puisqu'elle peut atteindre les 700 %. La résistance mesurée des rapports d'essais est généralement plus faible que la valeur de la séquence positive. L'utilisation de la résistance de la séquence directe induit des courants plus faibles que la réalité. À cet effet, il ne semble pas recommandé d'estimer ces résistances DC à partir des valeurs des résistances de la séquence directe car ils pourront induire des résultats erronés et moins sévères. Une meilleure approche, en l'absence des rapports d'essais, serait d'utiliser des valeurs typiques de résistances en fonction du type de transformateur, du niveau de tension, de la puissance MVA et du fabricant.

2.2 Modélisation des lignes de transport

La variation du champ magnétique terrestre $\vec{B}$ induit à la surface de la Terre un champ géoélectrique $\vec{E}$ (Maxwell-Faraday) :

$$\oint \vec{E}.\overrightarrow{dr} = -\frac{d}{dt}\iint \vec{B}.\overrightarrow{ds} \qquad (2.7)$$

Le champ géoélectrique $\vec{E}$ de l'équation (2.7) est la source du courant GIC dans les lignes de transport.

Dans le modèle DC du réseau électrique, la ligne de transport est modélisée par une source de tension DC en série avec sa résistance R_{dc} [12].

Toute ligne de transport est modélisée par une ligne de transport AB dont le potentiel produit par le champ géoélectrique, est supérieur à l'extrémité A :

$$V_{AB} = -\int_B^A \vec{E} \,.\, \overrightarrow{dr} \tag{2.8}$$

La résistance équivalente R_{dc} de la ligne AB est la résistance DC monophasée divisée par 3.

L'équivalent DC de la ligne AB lors d'un orage géomagnétique est présenté dans la figure 2-4 :

Figure 2-4 : Circuit DC équivalent d'une ligne de transport AB

La source de tension V_{AB} déterminée par l'équation (2.8) pourrait être calculée avec un champ géoélectrique uniforme ou un champ géoélectrique non uniforme. Ces deux méthodes de calcul seront développées dans ce qui suit.

2.2.1 Champ géoélectrique uniforme

Soit un champ géoélectrique uniforme :

$$\vec{E} = E_x\,\hat{\imath} + E_y\hat{\jmath} \tag{2.9}$$

Soit une ligne de transport AB dont le vecteur $\overrightarrow{AB}$ joignant ses extrémités est :

$$\overrightarrow{AB} = (x_B - x_A)\hat{\imath} + (y_B - y_A)\hat{\jmath} = \; x_{AB}\,\hat{\imath} + y_{AB}\,\hat{\jmath} \tag{2.10}$$

La valeur de la source de tension DC de la ligne AB est déterminée via le développement de l'équation (2.8) :

$$V_{AB} = -\int_B^A \vec{E} \,.\, \overrightarrow{dr} = \int_A^B \vec{E} \,.\, \overrightarrow{dr} \tag{2.11}$$

$$V_{AB} = \int_A^B (E_x\,\hat{\imath} + E_y\hat{\jmath}) \,.\, (dx\,\hat{\imath} + dy\hat{\jmath}) \tag{2.12}$$

$$V_{AB} = \int_{x_A}^{x_B} E_x\,dx + \int_{y_A}^{y_B} E_y\,dy \tag{2.13}$$

$$V_{AB} = E_x(x_B - x_A) + E_y(y_B - y_A) \quad (2.14)$$

$$V_{AB} = E_x\, x_{AB} + E_y\, y_{AB} = \vec{E}.\overrightarrow{AB} \quad (2.15)$$

La figure 2-5 montre les axes cartésiens $\hat{\imath}$ et $\hat{\jmath}$ utilisés dans les équations (2.9 – 2.15) et dont l'origine est l'extrémité A de la ligne AB. Pour être conforme à la convention du NERC, l'axe $\hat{\imath}$ correspond à l'axe nord-sud et l'axe $\hat{\jmath}$ correspond à l'axe est-ouest [7].

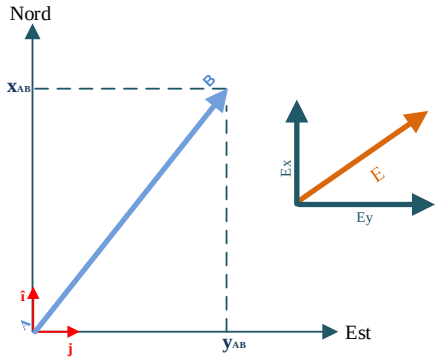

Figure 2-5 : Les axes cartésiens pour le calcul de la source de tension DC de la ligne AB

Pour que les distances (coordonnées cartésiennes) des lignes de transport soient précises, il est important de tenir compte de la forme ellipsoïdale de la terre [19].

Les équations ci-dessous [20] , basées sur le modèle WGS84, seront utilisées pour transformer les coordonnées géographiques (latitude et longitude) des extrémités A et B de la ligne AB en coordonnées cartésiennes :

$$x_{AB} = (111.133 - 0.56\cos 2\phi).\Delta lat \quad (2.16)$$

$$y_{AB} = (111.5065 - 0.1872\cos 2\phi).\cos\phi\,.\Delta long \quad (2.17)$$

$$\phi = \frac{LatA+LatB}{2} \quad (2.18)$$

$$\Delta lat = Lat_B - Lat_A \quad (2.19)$$

$$\Delta long = Long_B - Long_A \quad (2.20)$$

Lat_A et $Long_A$ sont respectivement la latitude et la longitude du point A et Lat_B et $Long_B$ sont respectivement la latitude et la longitude du point B.

2.2.2 Champ géoélectrique non uniforme du NERC

L'amplitude du champ géoélectrique non uniforme défini par le NERC est une expression empirique déterminée à partir des analyses statistiques en utilisant la théorie des ondes planes, les mesures du champ géomagnétique des observatoires magnétiques de l'Europe du Nord et le modèle de conductivité du sol du Québec [9]. Cette expression est donnée par [9] :

$$E_{peak} = 8 \times \beta \times \alpha \tag{2.21}$$

Le coefficient α est un facteur qui tient compte de la latitude géomagnétique locale et dont l'expression est :

$$\alpha = 0.001.e^{0.115Latm} \tag{2.22}$$

Où $Latm$ est la latitude géomagnétique en degré et $0.1 \leq \alpha \leq 1$

Le coefficient β est un facteur qui dépend de la conductivité du sol. Le Québec étant situé sur le Bouclier canadien, il aurait un facteur β donné par :

$$\beta = 1 \tag{2.23}$$

En utilisant les équations (2.23) et (2.22), l'expression (2.21) devient :

$$E_{peak} = 0.008.e^{0.115Latm} \tag{2.24}$$

Pour calculer la tension DC de la ligne AB avec le champ non uniforme de l'équation (2.24), la trajectoire de la ligne AB sera paramétrée vectoriellement via l'expression suivante (fig. 2-6) :

$$\overrightarrow{r(t)} = \varepsilon.\overrightarrow{AB} = \varepsilon.x_{AB}\,\hat{\imath} + \varepsilon.y_{AB}\,\hat{\jmath} \quad ; 0 \leq \varepsilon \leq 1 \tag{2.25}$$

$$\frac{d(\overrightarrow{r(t)})}{d\varepsilon} = x_{AB}\,\hat{\imath} + y_{AB}\,\hat{\jmath} \tag{2.26}$$

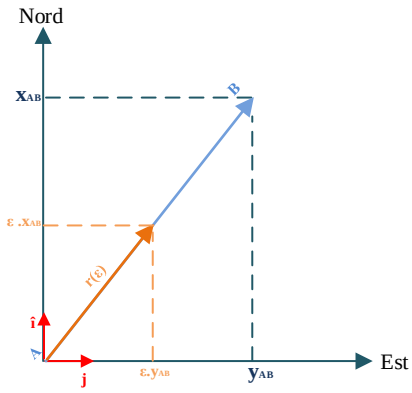

Figure 2-6 : Fonction vectorielle paramétrique de la ligne AB

Pour un point X quelconque appartenant à la ligne AB, sa latitude géographique du point X sera paramétrée en utilisant les équations (2.16) et (2.25) tels que :

$$\varepsilon . x_{AB} = (111.133 - 0.56 \cos 2\phi) . (Lat_X - Lat_A) \quad (2.27)$$

$$\varepsilon \, . x_{AB} \approx 111.133 (Lat_X - Lat_A) \quad (2.28a)$$

$$Lat_X(\varepsilon) = Lat_A + \varepsilon . \frac{x_{AB}}{111.133} \quad (2.28b)$$

En utilisant (2.28b) dans (2.18), la moyenne des latitudes sera exprimée par :

$$\phi(\varepsilon) = \frac{2.LatA + \varepsilon . \frac{x_{AB}}{111.133}}{2} \quad (2.29)$$

La longitude du point X sera exprimée via les équations (2.17) et (2.29) tels que :

$$\varepsilon . y_{AB} = (111.5065 - 0.1872 \cos 2\phi(\varepsilon)) . \cos \phi(\varepsilon) \, . (Long_X - Long_A) \quad (2.30)$$

$$Long_X(\varepsilon) = \frac{\varepsilon . y_{AB}}{(111.5065 - 0.1872 \cos 2\phi(\varepsilon)) . \cos \phi(\varepsilon)} + Long_A \quad (2.31)$$

Puisque le champ géoélectrique non uniforme de l'équation (2.24) dépend de la latitude géomagnétique, une transformation des coordonnées géographiques en coordonnées géomagnétiques sera effectuée. Il est important de préciser que le champ magnétique terrestre change constamment ; c'est ainsi que des modèles mathématiques sont utilisés lors de changement en coordonnées géomagnétiques. Le programme GMCORD [21], disponible au site web de la NOAA et basé sur les modèles IGRF (International Geomagnetic Reference Field), sera utilisé pour convertir les coordonnées géographiques en latitude géomagnétique. En effet, la

latitude géomagnétique d'un point $X \in [AB]$ est exprimée en fonction de sa latitude et sa longitude géographique par :

$$Latm_X = GMCORD(Lat_X(\varepsilon), Long_X(\varepsilon)) = g(\varepsilon) \quad (2.32)$$

L'équation (2.11) exprimant la différence de potentiel dans une ligne AB sous un champ non uniforme sera développée par les équations (2.24)-(2.32) pour donner ce qui suit :

$$V_{AB} = \int_A^B \vec{E} \,.\, \overrightarrow{dr} = \int_0^1 \overrightarrow{E\left(\overrightarrow{r(\varepsilon)}\right)}.\, \overrightarrow{r'(\varepsilon)} \,.\, d\varepsilon \quad (2.33)$$

$$V_{AB} = \int_0^1 \; 0.008\, e^{0.115\, g(\varepsilon)}\, (\cos\theta\, \hat{\imath} + \sin\theta\, \hat{\jmath}).\, (x_{AB}\, \hat{\imath} + y_{AB}\, \hat{\jmath}) d\varepsilon \quad (2.34)$$

$$V_{AB} = (x_{AB}\cos\theta + y_{AB}\, \sin\theta) \int_0^1 0.008\, e^{0.115\, g(\varepsilon)}\, d\varepsilon \quad (2.35)$$

L'intégrale de l'équation (2.35) sera résolue numériquement avec la méthode de quadrature de Gauss-Legendre.

Afin d'appliquer la méthode de quadrature de Gauss-Legendre [22], un changement de variable sera effectué pour changer le domaine d'intégration $[0, 1]$ en $[-1,1]$. Ceci sera accompli via une transformation linéaire de la variable ε en une nouvelle variable x_d [22]:

$$\varepsilon = a_1 + a_2 x_d \quad (2.36)$$

$$\begin{cases} a1 + a2(-1) = 0, \;\; \varepsilon = 0, \;\; x_d = -1 \\ a1 + a2(\;1\;) = 1, \;\; \varepsilon = 1, \;\; x_d = \;\; 1 \end{cases} \quad (2.37)$$

$$\begin{cases} a_1 = 0.5 \\ a_2 = 0.5 \end{cases} \quad (2.38a)$$

La substitution de (2.38) dans (2.36) donne :

$$\varepsilon = 0.5 + 0.5 x_d \quad (2.38b)$$

$$d\varepsilon = 0.5\, dx_d \quad (2.39)$$

En utilisant (2.38b) et (2.39), l'équation (2.35) sera formulée par :

$$V_{AB} = (x_{AB}\cos\theta + y_{AB}\, \sin\theta)\; 0.004 \int_{-1}^1 e^{0.115.g(0.5+0.5x_d)}\, dx_d \quad (2.40)$$

L'intégrale de l'équation (2.40) sera approximée avec la quadrature de Gauss-Legendre en utilisant 6 points x_i (ou nœuds) avec leurs coefficients de quadrature (ou poids) w_i :

$$I = V_{AB} \approx (x_{AB}\cos\theta + y_{AB}\sin\theta)\, 0.004 \sum_{i=0}^{n=6} w_i\, e^{0.115\, g(0.5+0.5x_i)} \quad (2.41)$$

Le tableau 2-3 fournit les six poids et nœuds qui seront utilisés dans l'approximation de l'équation (2.40) :

Tableau 2-3 : Poids et nœuds utilisés dans la quadrature de Gauss-Legendre [21]

Poids w_i	Nœuds x_i
0.171324492379170	-0.932469514203152
0.360761573048139	-0.661209386466265
0.467913934572691	-0.238619186083197
0.467913934572691	0.238619186083197
0.360761573048131	0.661209386466265
0.171324492379170	0.932469514203152

Les sources de tension DC dans chaque ligne seront ainsi déterminées en utilisant l'équation (2.41).

2.3 Analyse nodale modifiée et augmentée

L'analyse nodale (AN) utilisant la matrice d'admittance est la méthode classique utilisée pour la formulation des équations du modèle DC GIC du réseau électrique.

Dans cette formulation, les sources de tensions DC sont converties en des sources de courants équivalentes [13].

Dans la méthode de la matrice d'admittance nodale, les équations du modèle GIC prennent la forme suivante :

$$Y\,V = I \quad (2.42)$$

La matrice Y est la matrice d'admittance, V est le vecteur des tensions inconnues et I est le vecteur des sources de courant.

Une des limitations majeures de cette méthode est qu'elle ne permet pas d'inclure les sources de tension non mise à la terre [14]. Ceci constitue un inconvénient dans la modélisation GIC puisque toutes les sources du courant GIC sont des tensions DC dans les lignes et non mises à la terre.

Cette problématique de la matrice d'admittance nodale a été résolue par l'utilisation de l'analyse nodale modifiée (ANM) [14, 23] qui intègre une nouvelle ligne pour l'équation de la source de tension et une nouvelle colonne pour le courant de cette source de tension.

Admettre un modèle d'admittance nodale pour chaque élément du réseau constitue une limitation de la méthode ANM. En effet, les interrupteurs idéaux n'ont pas de formulation en matrice d'admittance. La méthode d'analyse nodale modifiée et augmentée (MANA) élimine les diverses limitations des méthodes AN et ANM [14] puisqu'elle permet d'inclure explicitement les équations des interrupteurs et de déterminer directement le courant GIC circulant dans les lignes de transport.

La formulation MANA simplifiée pour la modélisation GIC prend la forme générale suivante [24-27] :

$$\begin{bmatrix} Y_n & V_c & S_c \\ V_c^t & 0 & 0 \\ S_c^t & 0 & S_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ I_v \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_n \\ V_s \\ 0 \end{bmatrix} \tag{2.43}$$

L'équation (2.43) est une formulation générique de l'équation suivante :

$$A_m\, x = b \tag{2.44}$$

Les sous-matrices de l'équation (2.43) sont définies comme suit :

Y_n : Matrice d'admittance standard sans les interrupteurs

V_c : Matrice d'incidence nœud-arc des sources de tension

S_c : Matrice d'incidence nœud-arc des interrupteurs fermés (circuits à impédance nulle)

S_d : Matrice carrée binaire diagonale pour mettre à zéro les courants des interrupteurs ouverts (circuits à impédance infinie)

V_n : Vecteur des tensions de nœuds inconnues

I_v : Vecteur des courants inconnus des sources de tension (Circulation GIC des lignes)

I_s : Vecteur des courants inconnus des interrupteurs

I_n : Vecteur des injections des courants connus des nœuds (matrice nulle dans le modèle DC)

V_s : Vecteur des sources de tension DC connues dans les lignes

L'équation d'une source de tension DC reliée à deux nœuds k et m est donnée par [14]:

$$v_k - v_m = v_s \tag{2.45}$$

L'équation (2.45) est définie dans la matrice V_c en mettant 1 et -1 respectivement dans les colonnes k et m de la matrice V_c^t. La condition du courant I_{v_s}de la source de tension v_s est considérée dans la sous-matrice V_c (transposée de la sous-matrice V_c^t).

Les équations des interrupteurs idéaux sont incluses dans la sous-matrice S_c ainsi que sa transposée S_c^t. En effet, un interrupteur fermé reliant les nœuds k et m est présenté par :

$$v_k - v_m = 0 \tag{2.46}$$

Lorsque ce même interrupteur est ouvert alors :

$$I_{km} = 0 \tag{2.47}$$

L'équation (2.47) est prise en compte dans le système (2.44) en mettant 1 dans l'élément diagonal correspondant de la matrice S_d.

Les différentes sous-matrices sont directement construites afin de résoudre le système présenté dans l'équation (2.43).

2.3.1 Exemple de calcul du courant GIC

Pour illustrer la construction du système matricielle (2.43) avec les matrices d'incidence, l'exemple présenté dans l'annexe 2 de la référence [7] sera résolu avec l'inclusion de deux interrupteurs.

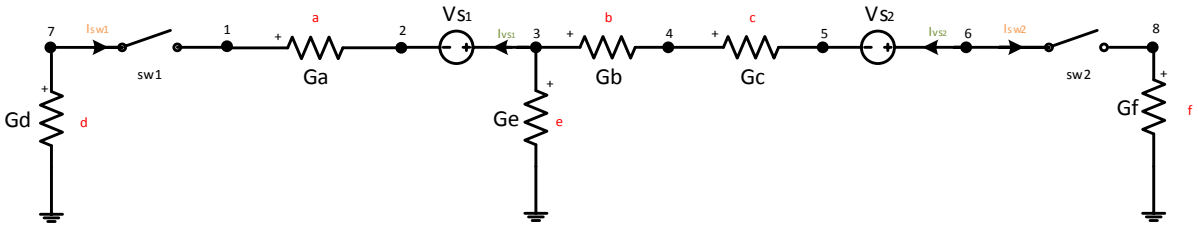

Figure 2-7 : Modèle DC GIC de l'exemple de l'annexe 2 de [7]

Les données du modèle DC (fig. 2-7) sont fournies dans les tableaux 2-4 et 2-5 :

Tableau 2-4 : Conductances des branches du modèle DC

Branche	Conductance	Valeur (Siemens)
a	Ga	0.8511
b	Gb	15
c	Gc	0.6431
d	Gd	2.7273
e	Ge	3.75
f	Gf	2.7273

Tableau 2-5 : Valeurs des sources de tension du modèle DC

Source de tension	Valeur (Volts)
Vs1	-929.6
Vs2	-1552.3

La matrice d'admittance Y_n est donnée par :

$$Yn = \begin{pmatrix} Ga & -Ga & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -Ga & Ga & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Gb+Ge & -Gb & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -gb & Gb+Gc & -Gc & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -Gc & Gc & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Gd & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Gf \end{pmatrix} \quad (2.48)$$

En remplaçant les conductances par les valeurs du tableau 2-3, la matrice Y_n devient :

$$Yn = \begin{pmatrix} .8511 & -.8511 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -.8511 & .8511 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 18.75 & -15 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -15 & 18.75 & -.6431 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -.6431 & .6431 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2.7273 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2.7273 \end{pmatrix} \quad (2.49)$$

La matrice d'incidence V_c est donnée par :

$$V_c = \begin{array}{c} \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{array} \begin{array}{c} \begin{matrix} I_{vs1} & I_{vs2} \end{matrix} \\ \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ -1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \end{array} \quad (2.50)$$

Il est assumé dans la figure 2-10 que les deux interrupteurs sw1 et sw2 du circuit DC (fig. 2-7) sont fermés. La matrice d'incidence S_c est alors donnée par :

$$S_c = \begin{array}{c} \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{array} \begin{array}{c} \begin{matrix} I_{sw1} & I_{sw2} \end{matrix} \\ \begin{pmatrix} -1 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & -1 \end{pmatrix} \end{array} \quad (2.51)$$

La matrice diagonale S_d est nulle car les deux interrupteurs sw1 et sw2 sont fermés :

$$S_d = \begin{array}{c} \\ I_{sw1} \\ I_{sw2} \end{array} \begin{array}{c} \begin{matrix} I_{sw1} & I_{sw2} \end{matrix} \\ \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \end{array} \quad (2.52)$$

Les sous vecteurs inconnus de x dans (2.44) sont donnés par :

$$V_n = [V_1 \quad V_2 \quad V_3 \quad V_4 \quad V_5 \quad V_6 \quad V_7 \quad V_8]^t \quad (2.53)$$

$$I_v = [I_{vs1} \quad I_{vs2}]^t \quad (2.54)$$

$$I_s = [I_{sw1} \quad I_{sw2}]^t \tag{2.55}$$

Les éléments connus du vecteur b dans (2.44) sont donnés par :

$$I_n = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]^t \tag{2.56}$$

$$V_s = [V_{s1} \quad V_{s2}]^t = [-929.6 \quad -1552.3]^t \tag{2.57}$$

Avec les équations (2.49) à (2.57), le système (2.43) sera présenté comme suit :

$$\begin{bmatrix} .8511 & -.8511 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ -.8511 & .8511 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 18.75 & -15 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -15 & 18.75 & -.6431 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -.6431 & .6431 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2.7273 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2.7273 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ I_{vs1} \\ I_{vs2} \\ I_{sw1} \\ I_{sw2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -929.6 \\ -1552.3 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{2.58}$$

La solution du système (2.58) sera donnée par :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ I_{vs1} \\ I_{vs2} \\ I_{sw1} \\ I_{sw2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 229.72 \\ 965.86 \\ 36.256 \\ 87.088 \\ 1272.7 \\ -279.56 \\ 229.72 \\ -279.57 \\ 626.52 \\ 762.48 \\ -626.52 \\ -762.48 \end{bmatrix} \tag{2.59}$$

2.3.1.1 Cas interrupteur sw1 ouvert

Advenant que l'interrupteur sw1 soit ouvert, alors la colonne de matrice S_c correspondante à l'interrupteur sw1 sera mise à zéro et le coefficient diagonal de la matrice S_d relatif à ce même interrupteur sera mis à 1.

Les deux matrices S_c et S_d modifiées sont :

$$S_c = \begin{array}{c} \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{cc} I_{sw1} & I_{sw2} \end{array} \\ \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & -1 \end{pmatrix} \end{array} \tag{2.60}$$

$$S_d = \begin{array}{c} \\ I_{sw1} \\ I_{sw2} \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{cc} I_{sw1} & I_{sw2} \end{array} \\ \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \end{array} \tag{2.61}$$

Avec les équations (2.60) et (2.61), le système (2.43) sera donné par :

$$\begin{bmatrix} .8511 & -.8511 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -.8511 & .8511 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 18.75 & -15 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -15 & 18.75 & -.6431 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -.6431 & .6431 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2.7273 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2.7273 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ I_{vs1} \\ I_{vs2} \\ I_{sw1} \\ I_{sw2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -929.6 \\ -1552.3 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{2.62}$$

La solution du système (2.62) est donnée par :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ I_{vs1} \\ I_{vs2} \\ I_{sw1} \\ I_{sw2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1113.2 \\ 1113.2 \\ 183.57 \\ 229.46 \\ 1299.9 \\ -252.41 \\ 0 \\ -252.41 \\ 0 \\ 688.39 \\ 0 \\ -688.39 \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

Les résultats présentés dans 2.63 montrent en effet que les courants I_{sw1}et I_{vs1} circulant dans l'interrupteur Sw1 sont nuls.

2.4 Évaluation de la puissance réactive et harmonique générées par les transformateurs suite au GIC

Un courant GIC peut causer une saturation très sévère des transformateurs lorsqu'il circule dans ses enroulements (fig. 2-11).

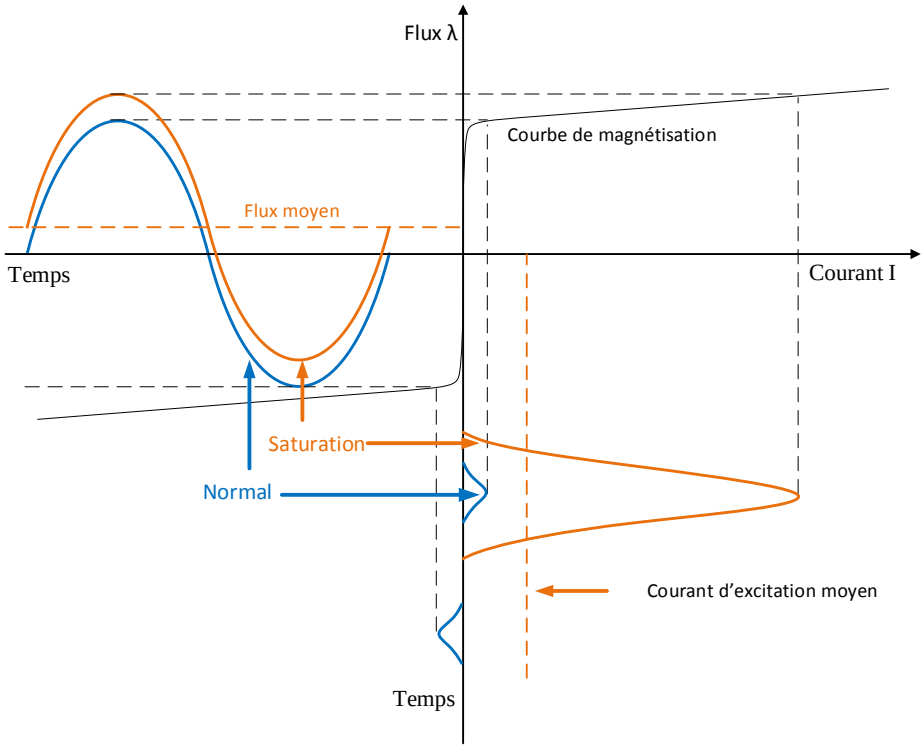

Figure 2-8 : Courant d'excitation résultant de la saturation par courant GIC

En effet, ce courant GIC crée un flux quasi-DC qui se superpose au flux AC généré par la tension du réseau (fig. 2-8). Lorsque le flux DC et le flux AC sont dans la même direction, le transformateur opère dans la région non linéaire de la courbe de saturation induisant un courant d'excitation très élevé pendant les demi-cycles[28]. Ce courant d'excitation très déformé, composé de la fondamentale et des harmoniques paires et impaires, a pour effet une augmentation excessive de la puissance réactive[29] et des pertes supplémentaires. Une saturation simultanée de plusieurs transformateurs peut engendrer, dans un réseau, des difficultés de contrôle de la tension, voir un risque d'effondrement de la tension et les niveaux d'harmoniques générées peuvent provoquer des déclenchements d'équipements suite à un dysfonctionnement de la protection [30].

2.4.1 Calcul du courant GIC efficace dans les transformateurs

Afin de tenir compte de l'inégalité des courants GIC circulants dans les enroulements primaires et secondaire, il est important de calculer un courant GIC efficace produisant la saturation du transformateur [6, 11].

2.4.1.1 Transformateur conventionnel à deux enroulements

Pour un transformateur conventionnel à deux enroulements (fig. 2-9), le courant GIC efficace est calculé en tenant compte de la circulation inégale du courant GIC dans les enroulements primaires (haute tension) et secondaires (basse tension). Le courant GIC efficace est alors calculé en considérant que la force magnétomotrice produite par les courants GIC des enroulements primaire et secondaire est égale à celle produite par un courant GIC efficace circulant uniquement dans l'enroulement primaire [6]. Ceci est exprimé par :

$$I_H N_H + I_X N_X = I_{eff} N_H \tag{2.64}$$

Le courant GIC efficace est alors donné par :

$$I_{eff} = \left| \frac{N\, I_H + I_X}{N} \right| \tag{2.65}$$

$$N = \frac{N_H}{N_X} = \frac{V_H}{V_X} \tag{2.66}$$

Où les éléments des équations (2.65) et (2.66) sont définis comme suit :

I_{eff} : Courant GIC effectif calculé par rapport au primaire

I_H : Courant GIC à l'enroulement primaire (haute tension)

I_X : Courant GIC à l'enroulement secondaire (basse tension)

N_H : Nombre de spires à l'enroulement primaire

N_X : Nombre de spires à l'enroulement secondaire

N : Rapport de transformation

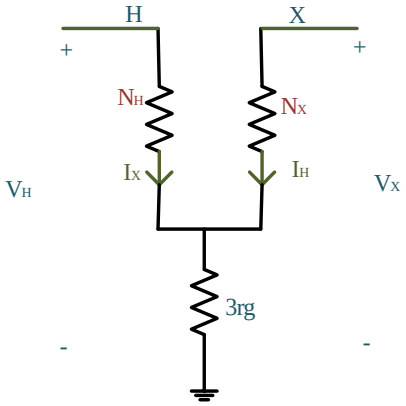

Figure 2-9 : Circuit équivalent d'un transformateur conventionnel pour le calcul du GIC efficace

2.4.1.2 Autotransformateur

Pour un autotransformateur, la force magnétomotrice produite par les courants GIC des enroulements série et commun est égale à celle produite par un courant GIC efficace circulant à la fois dans les enroulements série et commun [6]. Cela est exprimé par l'équation suivante [6] :

$$I_S N_S + I_C N_C = I_{eff}(N_S + N_C) \tag{2.67}$$

Le courant GIC efficace pour un autotransformateur est donné par [11] :

$$I_{eff} = \left|\frac{(N-1)\, I_s + I_c}{N}\right| \tag{2.68}$$

$$N = \frac{N_s + N_c}{N_c} = \frac{V_H}{V_X} \tag{2.69}$$

Ou N_s et N_c sont respectivement les nombres de spires de l'enroulement série et l'enroulement commun (fig. 2-10).

I_s et I_c sont respectivement les courants GIC circulant dans l'enroulement série et l'enroulement commun tel que présenté dans la figure 2-10.

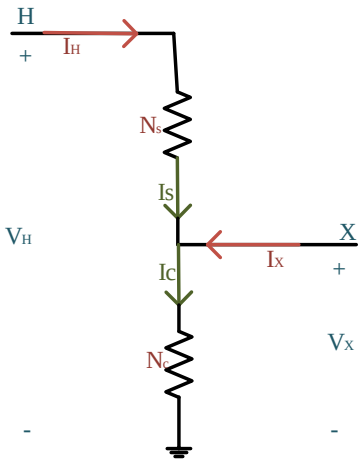

Figure 2-10 : Circuit équivalent d'un autotransformateur pour le calcul du GIC efficace

Il est à noter que :

$$I_H = I_s \tag{2.70}$$

$$I_X = I_c - I_s \tag{2.71}$$

La substitution de (2.70) et (2.71) dans (2.67) donne la même équation relative au transformateur conventionnel [6] :

$$I_{eff} = \left|\frac{N\, I_H + I_X}{N}\right| \tag{2.72}$$

2.4.2 Détermination des pertes en puissance réactives et de la génération d'harmoniques d'un transformateur saturé par le courant GIC

La saturation d'un transformateur dû au courant GIC induit une composante fondamentale substantielle du courant d'excitation en phase avec le flux AC et en retard de 90° par rapport à la tension[30] lorsque les résistances des enroulements sont négligées. Ceci engendre une consommation de puissance réactive calculée par :

$$Q_{3\phi} = 3\, V_{\phi t}\, I_1 \tag{2.73}$$

Ou les éléments de l'équation (2.73) sont définis par :

$Q_{3\phi}$: Puissance réactive triphasée

$V_{\phi t}$: RMS de la tension sinusoïdale phase-terre appliquée à 60Hz

I_1 : Composante fondamentale du courant d'excitation

Le calcul de la puissance réactive proposé dans [31] inclut les harmoniques. Par ailleurs, il n'a pas été recommandé dans [30] d'utiliser cette définition car, seule la fondamentale du courant d'excitation a un impact significatif sur le profil de tension.

Dans la présente modélisation GIC du réseau d'Hydro-Québec, la puissance réactive est calculée uniquement en fonction de la fondamentale du courant d'excitation tel que formulé par l'équation (2.73).

Les transformateurs monophasés sont les plus vulnérables aux courants GIC et génèrent les pertes en puissance réactive les plus élevées lorsqu'ils sont saturés par les courants GIC [3, 32].

Dans le cas d'un transformateur triphasé à trois colonnes, le flux homopolaire est forcé de passer par un chemin de retour magnétique à l'extérieur du noyau. Étant donné que la réluctance de ce chemin est très élevée, le flux DC créé par un courant GIC donné est relativement faible comparativement à celui d'un transformateur monophasé[30].

Étant donné que tous les transformateurs 735kV d'Hydro-Québec qui font l'objet de la présente modélisation GIC, sont des transformateurs monophasés, Il a été assumé que tous les transformateurs sont de type monophasé.

Il a été démontré dans [33] que la puissance réactive consommée par un transformateur monophasé saturé par un courant GIC est une fonction non linéaire qui dépend du courant GIC et de la tension AC appliquée.

Dans le présent travail, ou tous les transformateurs sont considérés de type monophasés, la fondamentale et les harmoniques du courant d'excitation seront calculées numériquement en fonction du courant GIC à partir de la courbe d'hystérésis en utilisant un algorithme [16]. Cette méthode sera adoptée dans la modélisation GIC du réseau d'Hydro-Québec. La puissance réactive consommée sera alors évaluée par l'équation (2.73).

2.4.2.1 Algorithme de calcul des harmoniques du courant d'excitation

Une approche simplifiée utilisant un algorithme est utilisée pour déterminer la fondamentale et les harmoniques du courant d'excitation en régime permanent à partir de la courbe de saturation[16].

Cette méthode définit dans [16] est basée sur les deux conditions aux limites suivantes[30] :

1. En régime permanant, la composante DC du courant d'excitation i_{dc} est égale au courant GIC efficace appliqué I_{eff}.
2. Le flux AC λ_{ac} est défini par la tension AC et ses composantes harmoniques.

Les hypothèses suivantes sont considérées :

- Une courbe d'hystérésis choisie en pu (fig. 2-11) est assumée pour tous les transformateurs d'Hydro-Québec, celle-ci est déterminée par 6 segments linéaires.
- Le courant GIC effecace est prédéterminé et il est calculé par rapport à la haute tension conformément à la section 2.4.1.
- Le flux est totalement contenu à l'intérieur du noyau et il n'y a pas de fuite.
- La tension est une sinusoïdale à 60Hz appliquée au primaire (haute tension) et elle est connue. Le cas échéant une tension avec des contenus harmoniques a été aussi appliquée.

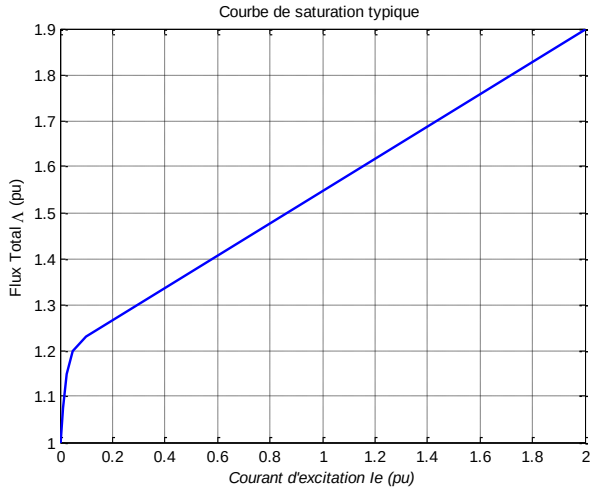

Figure 2-11 : Courbe de saturation utilisée pour représenter les transformateurs d'Hydro-Québec

La courbe de saturation de la figure 2-11 reliant le flux total ou courant d'excitation I_e est exprimée par :

$$I_e = h(\lambda) \tag{2.74}$$

La tension de phase connue est donnée par :

$$v(t) = \sqrt{2}\, V cos(\omega t) \tag{2.75}$$

Le flux AC est déterminé par la loi de Faraday :

$$v(t) = \frac{d\lambda_{ac}}{dt} \tag{2.76}$$

$$\lambda_{ac}(t) = \int_0^t v(\epsilon)d\epsilon \quad \text{avec} \quad \lambda(0) = 0 \tag{2.77}$$

$$\lambda_{ac}(t) = \frac{\sqrt{2}\,V}{w}\sin(\omega t) \tag{2.78}$$

Si la tension de phase connue contient des harmoniques, alors, celle-ci et le flux AC correspondant seront exprimés par :

$$v(t) = \sum_{k=1}^{N} \sqrt{2}\, V cos(k\omega t) \tag{2.79}$$

$$\lambda_{ac}(t) = \sum_{k=1}^{N} \frac{(\sqrt{2}\,V)}{kw} sin(k\omega t)$$

Ou N est le nombre d'harmoniques d'intérêt.

Le flux total est formulé par :

$$\lambda(t) = \lambda_{ac}(t) + \lambda_{dc} \tag{2.80}$$

λ_{dc} est le flux DC inconnu généré par le courant GIC efficace. Admettant que le flux λ_{dc} soit connu, il serait possible de déterminer le courant d'excitation point par point dans le domaine du temps en utilisant l'équation 2.74.

Le λ_{dc} inconnu est déterminé via la solution de l'équation suivante [16] :

$$I_e(t) = i_{ac}(t) + i_{dc} = h(\lambda_{ac}(t) + \lambda_{dc}) \tag{2.81}$$

i_{dc} et $\lambda_{ac}(t)$ étant connus, λ_{dc} et $i_{ac}(t)$ seront déterminés numériquement [16]. La transformation de Fourrier Discrète (FFT) est utilisée pour calculer la composante DC i_{dc} ainsi que les courants harmoniques i_h à partir du courant d'excitation I_e. Le calcul du courant i_{dc} par la FFT est donné par :

$$i_{dc} = \frac{1}{n}\sum_{p=1}^{n} I_e(t_p) \tag{2.82}$$

Ou n est le nombre de points d'échantillonnage et $I_e(t_p)$ est la valeur du courant d'excitation au p-ième point.

L'algorithme utilisé pour la solution de (2.81) est décrit dans la figure 2-12.

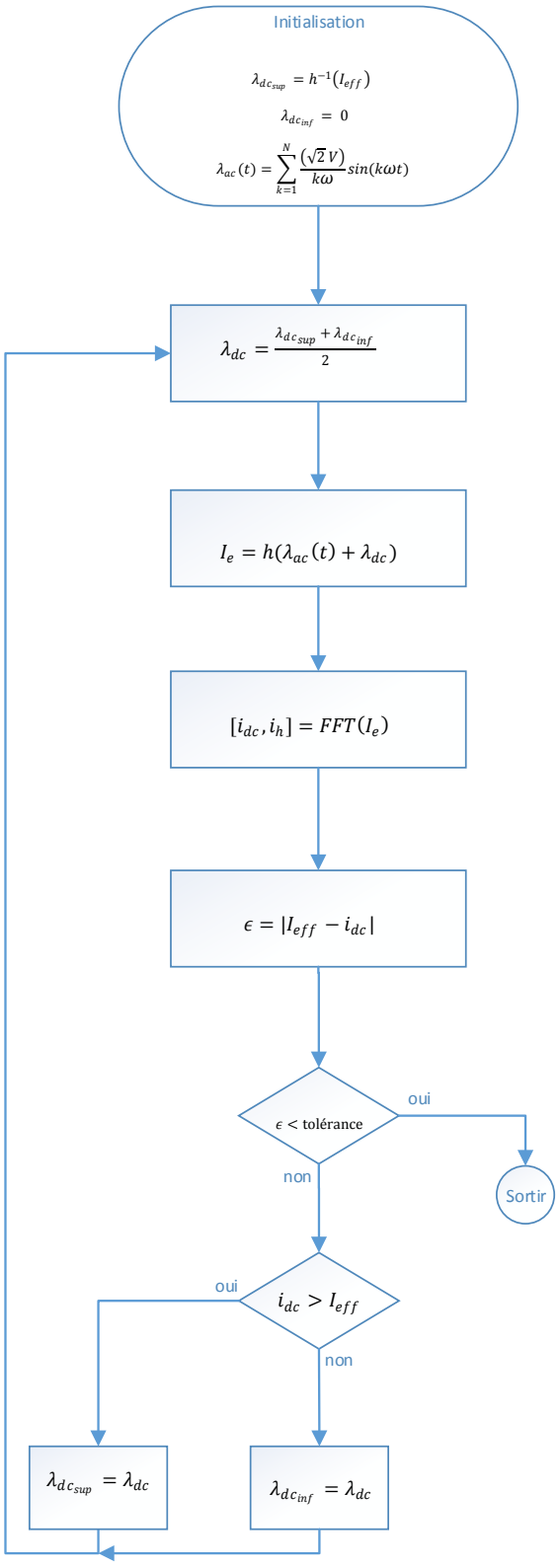

Figure 2-12 : Algorithme de calcul des harmoniques dues au GIC

2.4.2.1.1 Génération d'harmoniques suite à une tension réseau sans distorsion

Une tension sinusoïdale sans distorsion a été appliquée au primaire du transformateur monophasé. La fondamentale et les harmoniques du courant d'excitation ont été déterminés en fonction du courant GIC efficace via l'algorithme décrit dans la figure 2-12.

Les résultats des harmoniques générés par un courant GIC efficace de 0 à 1 pu sont présentés dans la figure 2-13. La courbe d'hystérésis de la figure 2-11 a été utilisée et une tension sinusoïdale sans contenu harmonique a été appliquée.

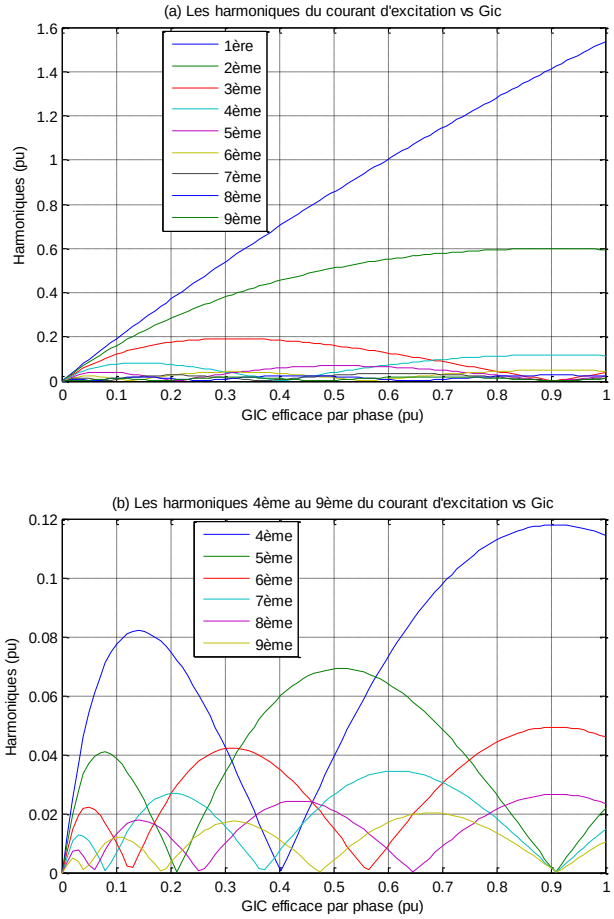

Figure 2-13 : Contenu harmonique du courant d'excitation en fonction du GIC efficace calculé par l'algorithme de la figure 2-12

Au fur et à mesure que le courant GIC augmente, la fondamentale augmente avec un taux d'accroissement plus élevé que celui des harmoniques. En effet, la 2ème harmonique s'accroît

avec une dérivée $\frac{dI_2}{dI_{gic}}$ positive décroissante pour atteindre un maximum de 0.6pu puis se stabilise. Par ailleurs, les autres harmoniques augmentent pour atteindre un maximum, ensuite décroissent pour atteindre zéro pour croître encore vers un nouveau maximum et ainsi de suite.

Le taux de distorsion harminque totale (THD) en fonction du courant GIC efficace est présenté dans la figure 2-14.

Le THD de la figure 2-14 est calculé pour chaque niveau du courant GIC efficace par l'équation suivante :

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{9} I_h^2}}{I_1} \tag{2.83}$$

Puisque la fondamentale croît plus rapidement que les harmoniques, le THD atteint un maximum à une faible valeur du courant GIC puis décroît au fur et à mesure que le courant GIC augmente.

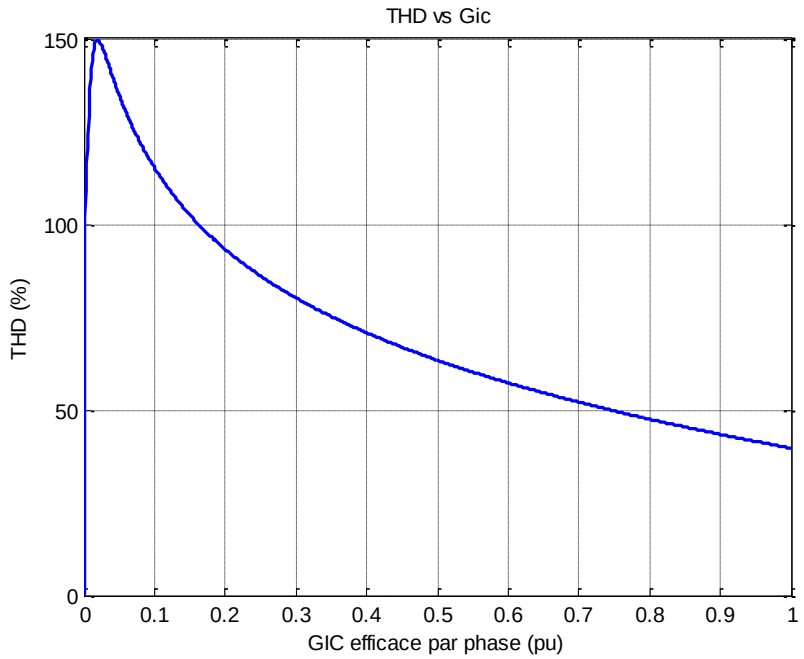

Figure 2-14 : THD en fonction du GIC efficace

2.4.2.1.2 Génération d'harmoniques par une tension réseau avec distorsion

Une tension déformée avec un contenu en 2ème, 3ème et 4ème harmonique a été appliquée au transformateur monophasé. Cette tension est donnée par :

$$v(t) = \sqrt{2}\,Vcos(\omega t) + k\sqrt{2}\,Vcos(h\,\omega\,t);\ h \in \{2,3,4\} \quad (2.84)$$

La tension appliquée en pu est :

$$v_{pu}(t) = cos(wt) + k\,cos(h\,w\,t);\ h \in \{2,3,4\} \quad (2.85)$$

Ou k est le facteur de proportion du contenu harmonique par rapport à la fondamentale.

Le flux AC total est formulé par :

$$\lambda_{ac}(t) = \frac{\sqrt{2}\,V}{\omega}\sin(\omega t) + \frac{k\,\sqrt{2}\,V}{h\,w}\sin(h\,\omega\,t)\,;\ h \in \{2,3,4\} \quad (2.86)$$

Soit le flux total de base défini par :

$$\overline{\lambda_{ac}} = \frac{\sqrt{2}\,V}{\omega} \quad (2.87)$$

Le flux total en pu est donné par :

$$\lambda_{ac_{pu}}(t) = \frac{\lambda_{ac}(t)}{\overline{\lambda_{ac}}} = \sin(\omega t) + \frac{k}{h}\sin(h\,\omega\,t)\,;\ h \in \{2,3,4\} \quad (2.88)$$

Le contenu harmonique du courant d'excitation en fonction du courant GIC pour des valeurs de k de 0 à 0.5 a été généré en appliquant l'algorithme de la figure 2-12(au flux total en pu de l'équation (2.88).

Les résultats relatifs à une tension déformée par la 2ème, 3ème et 4ème harmonique appliquée à un transformateur monophasé, sont présentés respectivement dans les figures 2.15, 2.16 et 2.17.

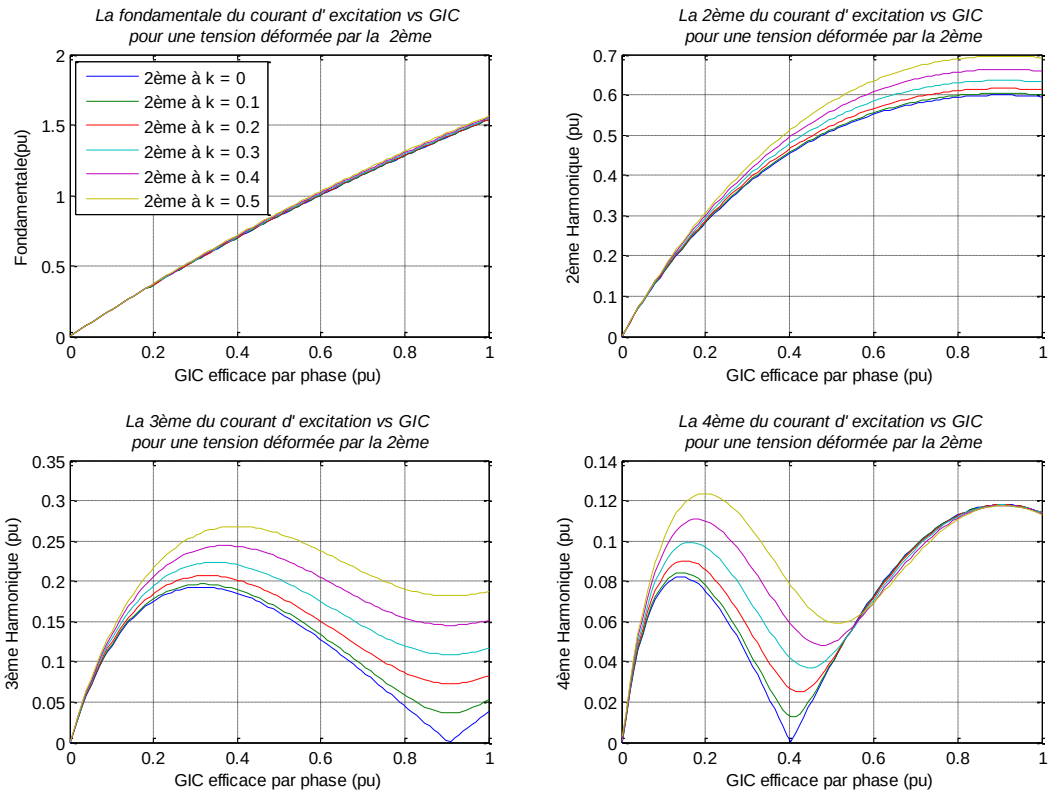

Figure 2-15 : Harmoniques du courant d'excitation vs GIC efficace pour une tension appliquée ayant un contenu en 2ème harmonique sous la forme : $v_{pu}(t) = \cos(\omega t) + k\cos(2\omega t)$

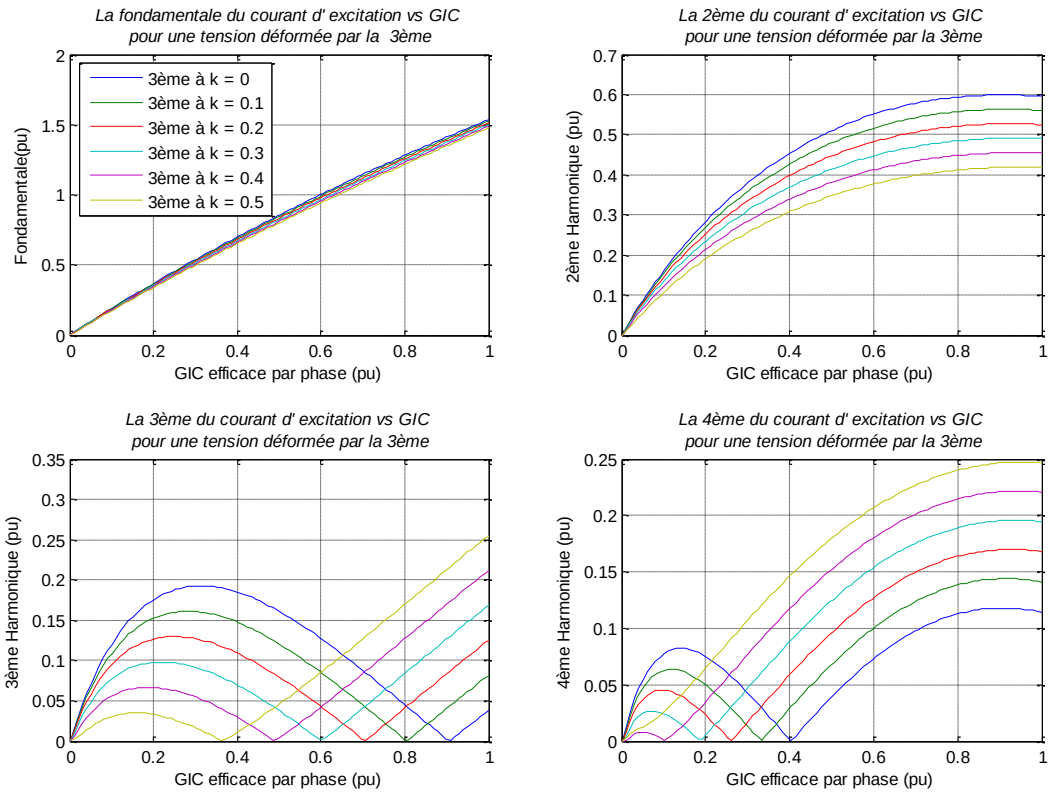

Figure 2-16 : Harmoniques du courant d'excitation vs GIC efficace pour une tension appliquée ayant un contenu en 3ème harmonique sous la forme : $v_{pu}(t) = \cos(\omega t) + k\cos(3\omega t)$

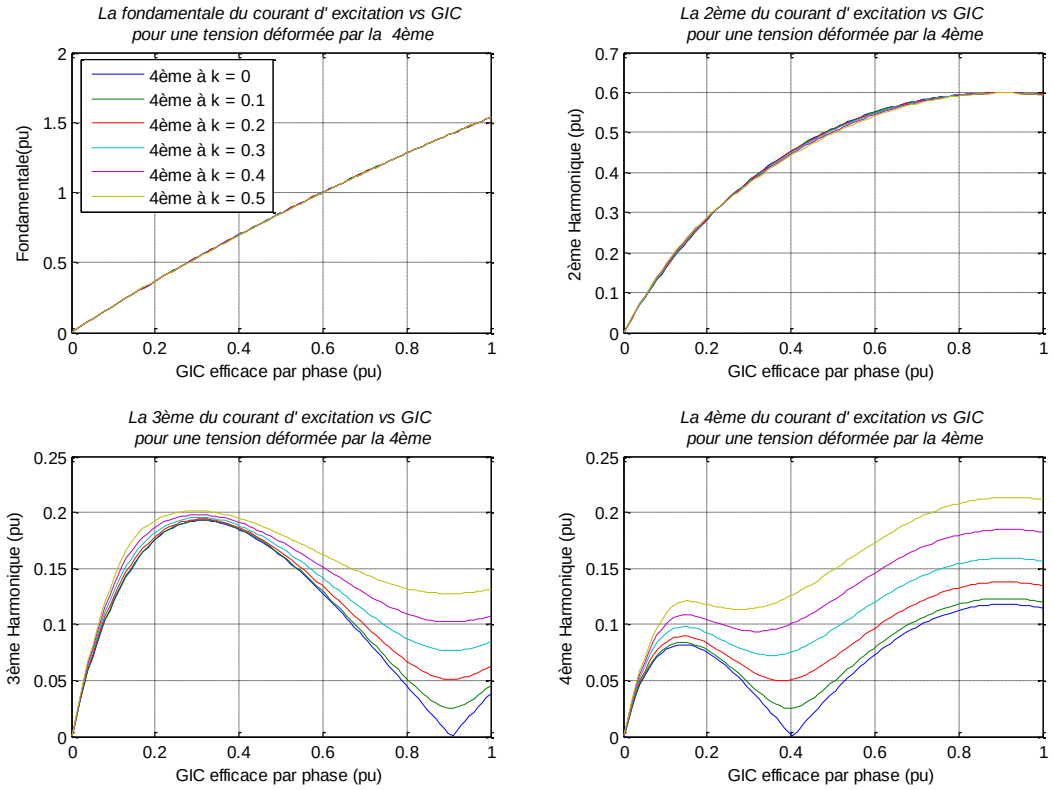

Figure 2-17 : Harmoniques du courant d'excitation vs GIC efficace pour une tension appliquée ayant un contenu en 4ème harmonique sous la forme : $v_{pu}(t) = \cos(\omega t) + k\cos(4\omega t)$

Les figures 2-15, 2-16 et 2-17 montrent que le contenu harmonique de la tension appliquée n'a pas d'impact significatif sur la fondamentale du courant d'excitation et, par conséquent, n'influe pas sur la consommation du VVAR du transformateur saturé. Un contenu en 2ème harmonique de la tension appliquée augmente le contenu harmonique du courant d'excitation en 2ème, 3ème et 4ème (fig.2-15). La figure 2-16 montre que le contenu en 3ème harmonique de la tension appliquée réduit d'une manière significative la deuxième harmonique du courant d'excitation. Les contenus en 3ème et 4ème harmonique du courant d'excitation sont aussi réduits pour des valeurs du courant GIC inférieures à des seuils qui dépendent du facteur k.

La figure 2-19 indique qu'un contenu en 4ème harmonique de la tension appliquée n'a un impact significatif que sur la 4ème harmonique du courant d'excitation. En effet, au fur et à mesure que le facteur k est augmenté, la 4ème harmonique du courant d'excitation augmente et ce, à partir de 0.06pu du courant GIC.

2.5 Évaluation du temps de saturation des transformateurs dû au courant GIC

La saturation des transformateurs par les courants GIC n'est pas un phénomène instantané, mais requiert un temps d'établissement pour que le courant GIC efficace atteigne sa valeur finale.

Dans l'objectif de comprendre ce phénomène, la saturation d'un transformateur à vide et la saturation d'un transformateur en charge sont respectivement étudiées.

La simulation avec EMTP de l'effet de la saturation des transformateurs par courant continu dans un réseau complexe n'est pas pratique car elle requiert un temps de calcul considérable. Une méthode alternative serait d'utiliser les formules analytiques développées dans [18] pour évaluer le temps de saturation de chaque transformateur dans le réseau en fonction de son courant GIC efficace. Grâce à cette méthode, la courbe de consommation des VARs en fonction du temps pour chaque transformateur sera déterminée. Celle-ci sera utilisée dans les simulations dans le domaine du temps avec PSS/E [1].

Les formules analytiques approximatives du temps d'établissements de la saturation du transformateur par courant continu seront présentées et validées avec des simulations EMTP-RV[2].

2.5.1 Saturation d'un transformateur monophasé à vide

Le temps d'établissement du courant GIC efficace dans un transformateur monophasé à vide est calculé en considérant le circuit équivalent de la figure 2-18.

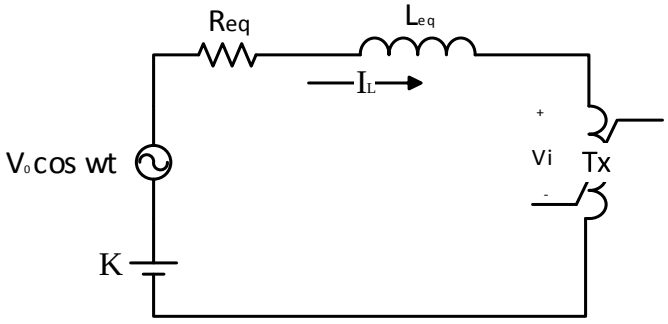

Figure 2-18 : Circuit équivalent pour évaluer le temps d'établissement du courant GIC d'un transformateur à vide T_x.

Les éléments du circuit 2-18 sont définis comme suit :

K : Tension continue équivalente produisant le courant GIC efficace circulant dans l'inductance non linéaire.

V_0 : La crête de la tension alternative nominale (1 pu).

R_{eq} : La résistance Thévenin vue par l'inductance non linéaire du transformateur T_x incluant la résistance de l'enroulement primaire.

L_{eq} : L'inductance Thévenin vue par le transformateur T_x

Les hypothèses suivantes sont considérées :

1. Les enroulements secondaires ou tertiaires du transformateur T_x sont ouverts.
2. L'inductance de fuite et la résistance représentant les pertes dans le noyau sont négligées.
3. La courbe de magnétisation est représentée par six segments linéaires. La courbe de magnétisation de la figure 2-11 est considérée.
4. La tension DC équivalente K est la source du courant GIC ; elle correspond à la chute de tension produite par le courant GIC efficace final dans la résistance équivalente [30].

L'équation représentant la circulation du courant I_L dans le circuit de la figure 2-18 est donnée par :

$$K + V_0 cos\omega t = R_{eq}\, I_L + L_{eq}\, \frac{dI_L}{dt} + V_i \tag{2.89}$$

La tension V_i de l'inductance non linéaire est définie par la loi de Faraday :

$$V_i = \frac{d\lambda}{dt} \tag{2.90}$$

λ étant le flux total contenu dans le transformateur T_x

À partir des équations (2.89) et (2.90), l'équation différentielle du courant I_L est déterminée:

$$K + V_0 cos\omega t = R_{eq}\, I_L + L_{eq}\, \frac{dI_L}{dt} + \frac{d\lambda}{dt} \tag{2.91}$$

$$K + V_0 cos\omega t = R_{eq}\, I_L + L_{eq}\, \frac{dI_L}{dt} + \frac{d\lambda}{dI_L}\, \frac{dI_L}{dt} \tag{2.92}$$

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{K+V_0 cos\omega t - R_{eq}\, I_L}{L_{eq}+\frac{d\lambda}{dI_L}} = \frac{K+V_0 cos\omega t - R_{eq}\, I_L}{L_{eq}+L_m} \qquad (2.93)$$

La pente de la tangente à la courbe de magnétisation $L_m = \frac{d\lambda}{dI_L}$ est variable et peut prendre une valeur parmi les six différentes pentes possibles des six segments formant la courbe de magnétisation utilisée pour représenter les transformateurs d'Hydro-Québec.

Le courant de magnétisation I_L en fonction du temps est déterminé via la solution numérique de l'équation différentielle (2.93).

2.5.1.1 Formule analytique approximative du temps d'établissement du courant continu dans un transformateur monophasé à vide

Une formule analytique approximative déterminant le temps d'établissement du courant DC dans les enroulements d'un transformateur monophasé à vide de la figure 2-18 est présentée dans [17]. Cette approximation a pour hypothèse que la courbe de magnétisation est idéalisée sous forme de 2 segments de droites. Le 1er segment, représentant la partie non saturée, a une pente infinie $L_1 = \infty$, alors que le 2ème segment, relatif à la partie saturée, a une pente finie L_2 (fig. 2-19).

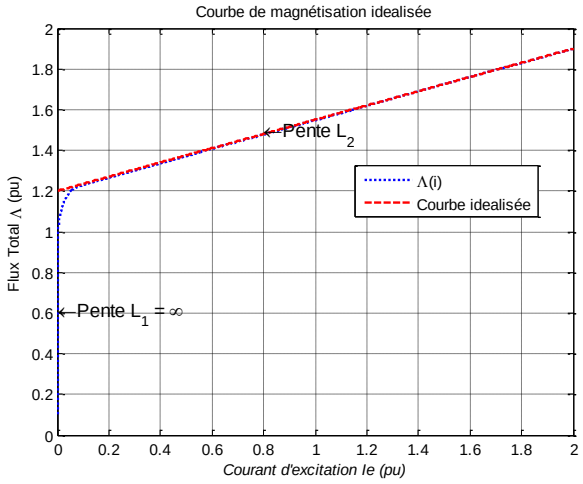

Figure 2-19 : approximation de la courbe de magnétisation de la figure 2-13 par une courbe idéalisée.

Le temps requis pour que le flux crête passe de sa valeur nominale au flux λ_0 au genou de la courbe de magnétisation est donné par [17] :

$$\Delta t_1 = \frac{\omega\, \lambda_0 - V_0}{\omega K} \text{ avec } \omega = 2\,\pi\, f \qquad (2.94)$$

Pendant l'intervalle Δt_1, le courant de magnétisation est nul et la source de tension DC n'a pour effet qu'a contribuer à polariser le flux dans l'inductance non linéaire du transformateur [18].

Lorsque le flux crête atteint le genou de la courbe de magnétisation, il oscille par rapport à λ_0 induisant un courant de magnétisation I_L ayant une composante DC. La chute de tension produite par la composante DC du courant I_L dans la résistance R_{eq} réduit l'effet de polarisation du flux produite par la source de tension K.

Le flux continue à augmenter jusqu'à ce que la chute de tension DC dans la résistance R_{eq} soit égale à tension K et que la tension DC au bord de l'inductance non linéaire soit nulle [30]. À ce moment, le courant GIC efficace circulant dans le transformateur atteint une valeur finale donnée par [17, 30] :

$$I_{eff} = \frac{K}{R_{eq}} \tag{2.95}$$

En régime permanent, la composante DC du courant de magnétisation, correspond exactement au courant GIC efficace défini dans l'équation (2.95).

Il est important de préciser que ce n'est pas directement le courant GIC qui sature le transformateur, mais bien la tension continue appliquée aux bornes de l'inductance de magnétisation de ce transformateur qui fait augmenter le flux pour le saturé [34]. Cette tension continue correspond à la tension continue K appliquée moins la chute de tension engendrée par la circulation du courant GIC à travers la résistance équivalente R_{eq} [34].

Le développement en séries de Taylor et l'utilisation de la méthode de réversion de série ont permis de déterminer une relation entre la fraction du courant DC en régime permanent et le temps requis pour atteindre cette fraction [18]. Cette relation a été complétée par les résultats des calculs numériques pour donner lieu à l'équation suivante [17] :

$$\frac{i_{dc}}{I_{eff}} \approx \frac{A\,(1+0.1\,t\,f\,\pi\frac{K}{V_0})}{1+\frac{3}{5}A+\frac{2}{27}A^2-\frac{1}{160}A^3} \tag{2.96}$$

Ou le coefficient A est donné par :

$$A = \frac{8}{3}(t\,f)^{\frac{3}{2}}\,\pi^{\frac{1}{2}}\,\left(\frac{K}{V_0}\right)^{\frac{1}{2}}\frac{R_{eq}}{\omega L_{eq}+\omega\,L_2} \tag{2.97}$$

Lorsque le terme $0.1\ t\ f\ \pi \frac{K}{V_0}$ est petit, l'équation (2.96) devient :

$$\frac{i_{dc}}{I_{eff}} \approx \frac{A}{1+\frac{3}{5}A+\frac{2}{27}A^2-\frac{1}{160}A^3} \tag{2.98a}$$

La figure 2-22 décrit la relation entre le coefficient A et la fraction $\frac{i_{dc}}{I_{eff}}$ telle que déterminée par l'équation (2.98) [18].

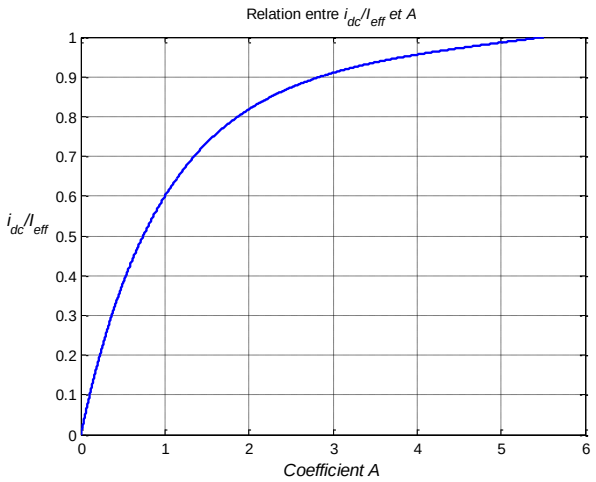

Figure 2-20 : Relation entre $\frac{i_{dc}}{I_{eff}}$ et le coefficient A défini par l'équation (2.98)

Pour une fraction $\frac{i_{dc}}{I_{eff}}$ donnée, le coefficient A correspondant est défini à partir du graphique de la figure 2-21. Le temps d'établissement en seconde relatif à cette fraction est donné par [17]:

$$t = \frac{1}{f}\left(\frac{3}{8\sqrt{\pi}}\right)^{\frac{2}{3}}\left(A\sqrt{\frac{V_0}{K}}\ \frac{\omega L_{eq}+\omega\ L_2}{R_{eq}}\right)^{\frac{2}{3}} \tag{2.98b}$$

La précision de l'équation (2.98b) pourrait être améliorée lorsque le terme $0.1\ t\ f\ \pi \frac{K}{V_0}$ de l'équation (2.96) n'est pas négligeable [17]. À cet effet, le temps d'établissement en seconde Δt_2 entre le moment ou le flux atteint le genou de la courbe de saturation et le moment ou une fraction $\frac{i_{dc}}{I_{eff}}$ est atteinte, est donnée par [17] :

$$\Delta t_2\left(\frac{i_{dc}}{I_{eff}}\right) = \frac{t}{\left(1+0.1\ t\ f\ \pi\frac{K}{V_0}\right)^{\frac{2}{3}}} \tag{2.99}$$

Le temps d'établissement total, à partir de l'enclenchement de la source K jusqu'à ce que le courant GIC efficace atteigne la fraction $\frac{i_{dc}}{I_{eff}}$, est donné par la somme des équations (2.94) et (2.99) :

$$\Delta t_1 + \Delta t_2 \left(\frac{i_{dc}}{I_{eff}}\right) = \frac{\omega\,\lambda_0 - V_0}{\omega K} + \frac{t}{\left(1+0.1\,t\,f\,\pi\frac{K}{V_0}\right)^{\frac{2}{3}}} \qquad (2.100)$$

Ou t est défini par l'équation (2.98).

Les formules (2.94) et (2.98) montrent que le temps d'établissement requis pour que le courant GIC atteigne sa valeur finale est plus court lorsque les paramètres K et R_{eq} sont larges et V_0, $\omega\,\lambda_0 - V_0$ et L_2 sont petits[35].

Il est à noter que l'approximation du temps d'établissement par l'équation (2.100) n'est valide que lorsque la saturation du transformateur est partielle [36]. Lorsque la saturation du transformateur est totale (le flux total est toujours au-dessus du genou de la courbe de magnétisation), l'équation (2.100) n'est plus applicable cependant elle peut être utilisée pour la période avant la saturation totale [36].

2.5.2 Saturation d'un transformateur monophasé en charge

Le temps d'établissement du courant GIC efficace dans un transformateur monophasé en charge est évalué via le circuit de la figure 2-21.

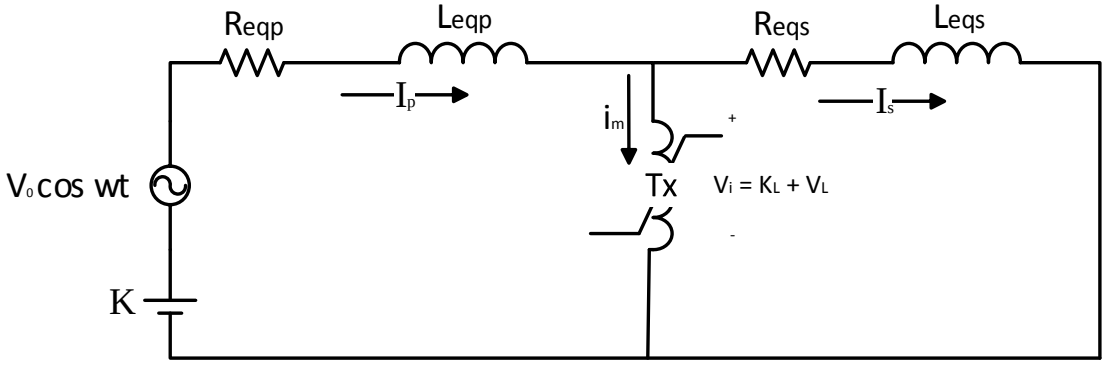

Figure 2-21 : Circuit équivalent pour évaluer le temps d'établissement du courant GIC d'un transformateur en charge T_x.

Les éléments du circuit 2-21 sont définis comme suit :

K : Tension continue équivalente produisant le courant GIC efficace circulant dans l'inductance non linéaire

V_0 : La crête de la tension alternative nominale (1 pu)

V_i : Tension aux bornes de l'inductance non linéaire

R_{eqp} : La résistance Thévenin vue par le primaire du transformateur T_x incluant la résistance de l'enroulement primaire

L_{eqp} : L'inductance Thévenin vue par le primaire du transformateur T_x

R_{eqs} : La résistance Thévenin vue par le secondaire du transformateur T_x incluant la résistance de l'enroulement secondaire.

L_{eqs} : L'inductance Thévenin vue par le secondaire du transformateur T_x

I_p : Courant au primaire du transformateur T_x

I_s : Courant au secondaire du transformateur T_x

i_m : Courant de magnétisation du transformateur T_x

En considérant les mêmes hypothèses 2, 3 et 4 relatives au transformateur à vide (section 2.5.1), le circuit de la figure 2-23 est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$K + V_0 cos\omega t = R_{eqp}\, I_p + L_{eqp}\, \frac{dI_p}{dt} + V_i \tag{2.101}$$

$$V_i = R_{eqs}\, I_s + L_{eqs} \frac{dI_s}{dt} \tag{2.102}$$

$$i_m = I_p - I_s \tag{2.103}$$

$$L_m = \frac{d\lambda}{di_m} \tag{2.104}$$

$$V_i = \frac{d\lambda}{dt} = \frac{d\lambda}{di_m}\frac{di_m}{dt} = L_m \left(\frac{dI_p}{dt} - \frac{dI_s}{dt}\right) \tag{2.105}$$

L_m étant la pente de la tangente à la courbe de magnétisation évaluée à une valeur donnée i_m du courant de magnétisation.

Les équations différentielles des courants I_p et I_s sont définis à partir des équations (2.101) à (2.105) comme suit :

$$\frac{dI_p}{dt} = \frac{1}{L_{eqp}+L_m-\frac{L_m^2}{L_{eqs}+L_m}} \left(K + V_0 \cos \omega t - R_{eqp} I_p - \frac{L_m}{L_{eqs}+L_m} R_{eqs} I_s\right) \quad (2.106)$$

$$\frac{dI_s}{dt} = \frac{1}{L_{eqs}+L_m} \left(L_m \frac{dI_p}{dt} - R_{eqs} I_s\right) \quad (2.107)$$

Avec les conditions initiales $I_p(0) = I_s(0) = \frac{K}{R_{eqp}+R_{eqs}}$, les courants I_p et I_s seront déterminés numériquement via les équations différentielles (2.106) et (2.107) et le courant i_m sera déterminé à partir de l'équation (2.103).

2.5.2.1 Formule analytique approximative du temps d'établissement du courant continu dans un transformateur monophasé à charge

Dans la section 2.5.1.1, les équations (2.98) et (2.100) ont été présentées pour le cas d'un transformateur à vide (fig. 2-18). Ces mêmes équations seront utilisées et adaptées pour le cas d'un transformateur en charge (fig. 2-21). La courbe de magnétisation de la figure 2-11 est approximée par deux segments de droite telle que présentée dans la figure 2-19.

Dans le circuit de la figure 2-21, il est assumé que les résistances R_{eqp} et R_{eqs} sont petits par rapport à ωL_{eqp} et ωL_{eqs} [35].

Peu de temps après l'enclenchement de la source de tension continue K, les composantes DC des courants i_m, I_p et I_s ainsi que les tensions K_L et V_L aux bornes de l'inductance non linéaire sont données respectivement par [35]:

$$i_{m_{dc}} = 0 \quad (2.108)$$

$$I_{p_{dc}} = I_{s_{dc}} = \frac{K}{R_{eqp}+R_{eqs}} \quad (2.109)$$

$$K_L = K_{eq} = K \frac{R_{eqs}}{R_{eqp}+R_{eqs}} \quad (2.110)$$

$$V_L = V_{eq} = V_0 \frac{L_{eqs}}{L_{eqp}+L_{eqs}} \quad (2.111)$$

Lorsque le courant de magnétisation DC atteint sa valeur finale, les conditions suivantes se produisent [35] :

$$i_{m_{dc}} = I_{p_{dc}} = I_{eff} = \frac{K}{R_{eqp}} \tag{2.112}$$

$$I_{s_{dc}} = 0 \tag{2.113}$$

$$K_L = 0 \tag{2.114}$$

Les équations (2.94) et (2.99) approximant le temps de saturation d'un transformateur à vide, seront modifiées pour être adaptées au cas d'un transformateur en charge. Elles seront formulées par :

$$\Delta t_1 = \frac{\omega\, \lambda_0 - V_{eq}}{\omega K_{eq}} \tag{2.115}$$

$$t_2 = \frac{1}{f} \left(\frac{3}{8\sqrt{\pi}}\right)^{\frac{2}{3}} \left(A \sqrt{\frac{V_{eq}}{K_{eq}}}\ \frac{\omega\, L_{2eq}}{R_{eq}}\right)^{\frac{2}{3}} \tag{2.116}$$

Où

$$L_{2eq} = L_2 + \frac{L_{eqp}\, L_{eqs}}{L_{eqp} + L_{eqs}} \tag{2.117}$$

$$R_{eq} = \frac{R_{eqp}\, R_{eqs}}{R_{eqp} + R_{eqs}} \tag{2.118}$$

En conséquence, les équations (2.99) et (2.100) deviennent :

$$\Delta t_2 \left(\frac{i_{dc}}{I_{eff}}\right) = \frac{t_2}{\left(1 + 0.1\, t_2\, f\, \pi \frac{K}{V_0}\right)^{\frac{2}{3}}} \tag{2.119}$$

$$\Delta t_1 + \Delta t_2 \left(\frac{i_{dc}}{I_{eff}}\right) = \frac{\omega\, \lambda_0 - V_{eq}}{\omega K_{eq}} + \frac{t_2}{\left(1 + 0.1\, t_2\, f\, \pi \frac{K}{V_0}\right)^{\frac{2}{3}}} \tag{2.120}$$

L'équation (2.120) n'est applicable que lorsque la saturation du transformateur est partielle [36].

Il est important de noter que les tensions, les résistances et les inductances utilisées dans l'équation (2.116) correspondent aux équivalents Thévenin vus par l'inductance non linéaire lorsque la composante DC du courant de magnétisation est nulle [35].

2.5.3 Validation des formules approximatives du temps d'établissement de la saturation des transformateurs

Afin de valider les formules approximatives du temps d'établissement de la saturation des transformateurs par courant continu, les circuits des figures 2-18 et 2-19 pour le transformateur T62 au poste NXF sont simulés avec EMTP. Dans la figure 2-22, le transformateur T62 est considéré à vide. La résistance Thévenin vue par le primaire du transformateur T62 est déterminée à partir du modèle DC GIC du réseau d'Hydro-Québec alors que l'inductance Thévenin est calculée en utilisant un rapport $\frac{X_{eq}}{R_{eq}}$ minimum. La source de tension équivalente K est calculée avec l'équation (2.95) en utilisant le courant GIC efficace du transformateur T62 calculé par le modèle DC GIC d'Hydro-Québec.

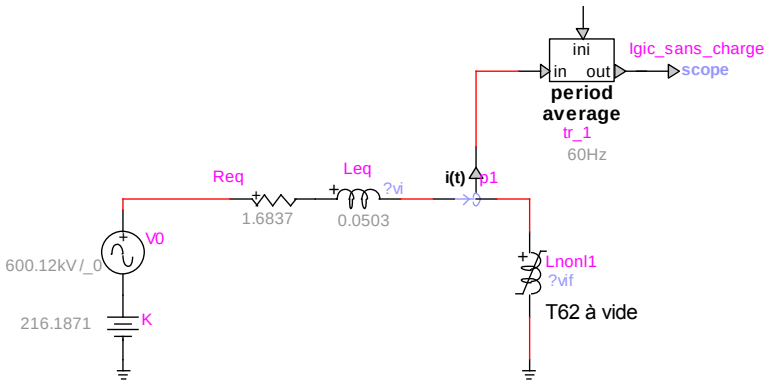

Figure 2-22 : Circuit EMTP-RV servant à la simulation de la saturation du transformateur T62 à vide.

Dans la figure 2-23, l'évolution du courant GIC efficace du transformateur T62 à vide obtenue par simulation EMTP-RV (fig.24) est comparée avec celle calculée par l'équation (2.100).

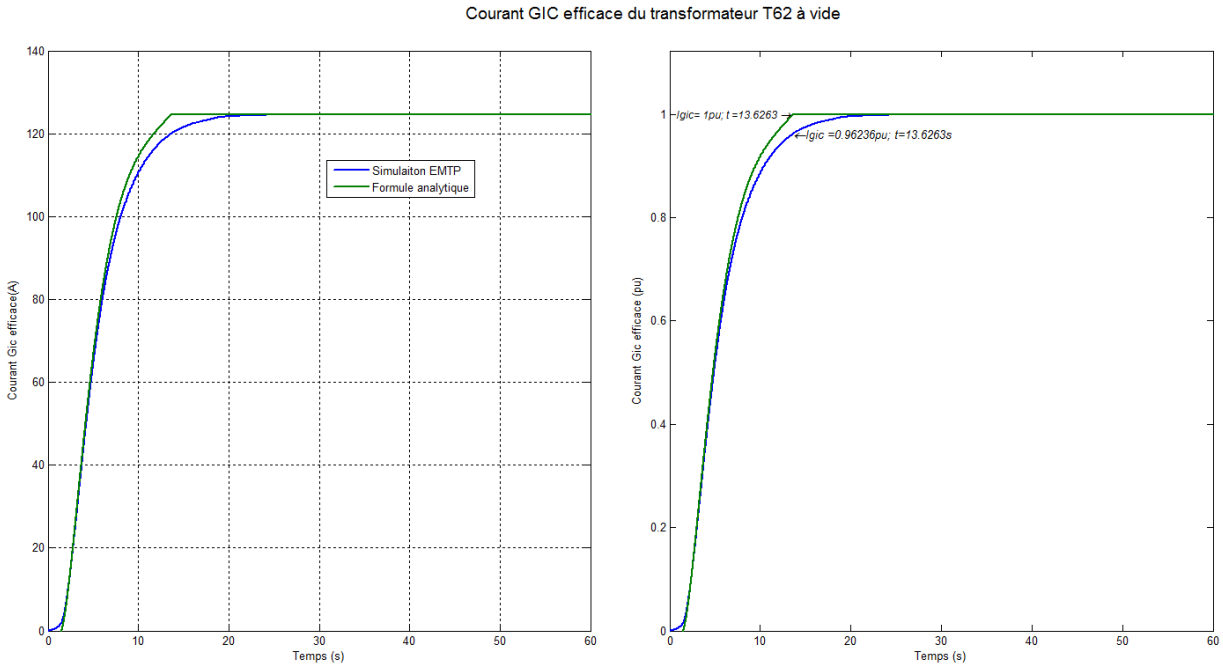

Figure 2-23 : Évolution du courant GIC efficace obtenu par simulation EMTP (courbe bleu) et l'approximation analytique (courbe verte).

La figure 2-23 démontre que l'équation (2.100) donne une bonne approximation de l'évolution de la de saturation. À 13.62s, le courant GIC efficace calculé par la formule (2.100) atteint 1pu alors que le courant GIC efficace obtenu par la simulation EMTP (fig. 2-24) atteint 0.96pu. Il est à préciser que l'équation (2.100) sous-entend que la courbe de magnétisation est idéalisée par deux segments de droite. Or, les circuits simulés par EMTP utilisent la courbe de magnétisation à six segments de la figure 2-11. Ceci, explique la différence entre l'évolution du courant GIC efficace obtenu par la simulation EMTP et celle du courant GIC efficace approximée par l'équation (2.100).

La saturation du transformateur T62 en charge est analysée en simulant le circuit de la figure 2-24 avec EMTP-RV.

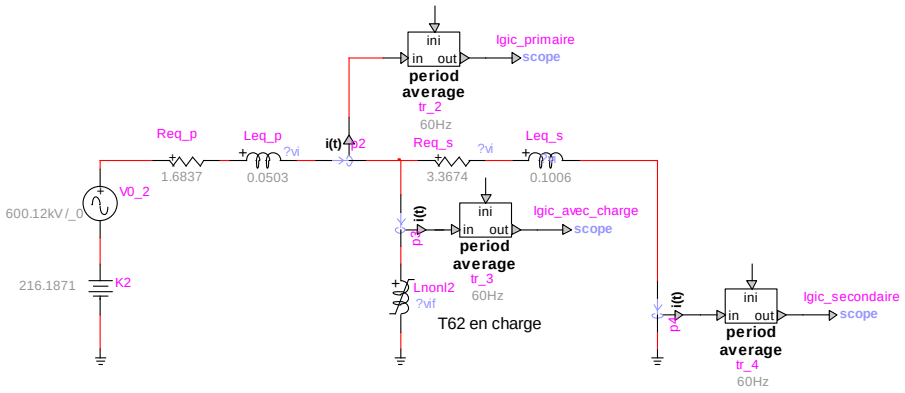

Figure 2-24 : Circuit EMTP servant à la simulation de la saturation du transformateur T62 en charge.

Les résultats de simulation du circuit de la figure 2-24 ainsi qu'une comparaison entre le courant GIC efficace obtenu par simulation EMTP et celui calculé par l'équation (2.120) sont présentés dans la figure 2-25.

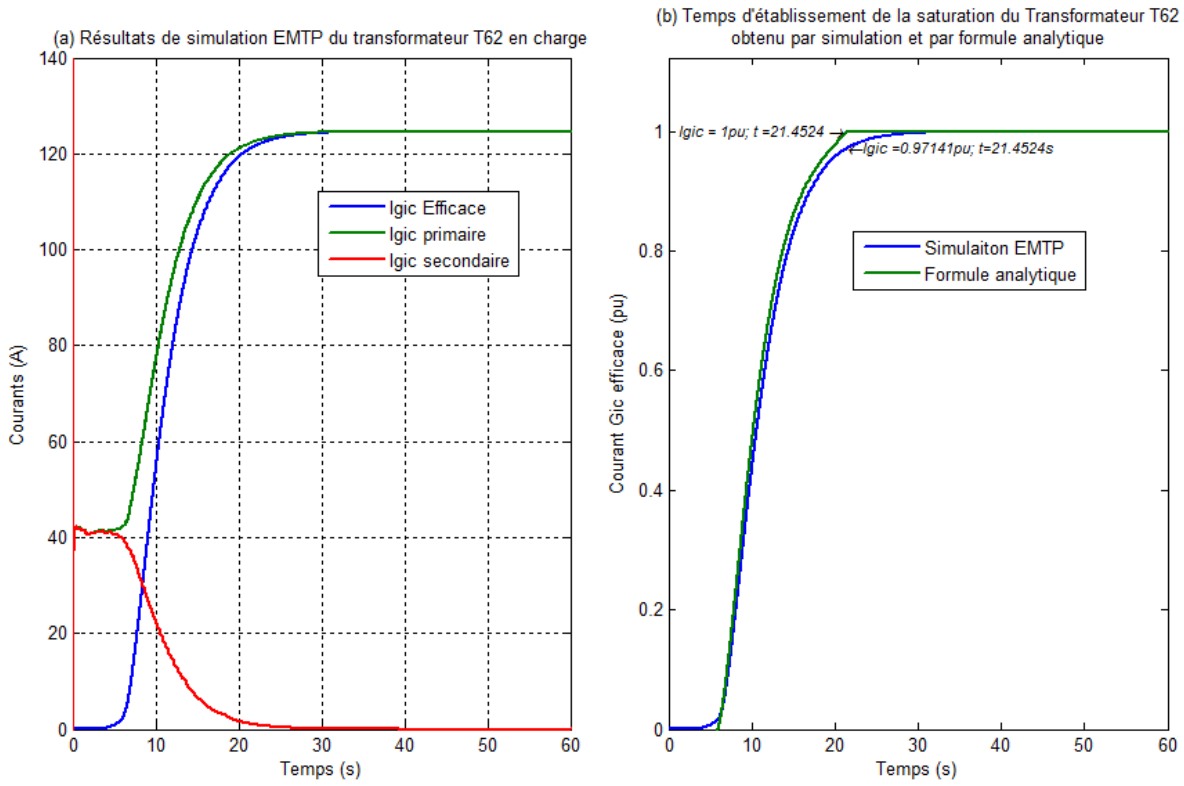

Figure 2-25 : Courants GIC circulant dans le transformateur T62 en charge.

Les graphiques de la figure 2-25a confirment la validité des équations (2.108), (2.109), (2.112) et (2.113). En effet, initialement avant la saturation, le courant GIC efficace est quasi nul et la source de tension continue K voit une résistance équivalente donnée par :

$$R_{ini} = R_{eqp} + R_{eqs} \tag{2.121}$$

Durant cette première étape qui dure 4.6 s, le même courant GIC circule au primaire et au secondaire tel que défini par l'équation (2.109).

À partir de 4.6 s, et au fur et à mesure de la saturation du transformateur, le courant GIC au secondaire diminue, tandis que le courant GIC efficace augmente (fig. 2-27a). Lorsque le transformateur est saturé au maximum, aucun courant GIC ne circule au secondaire et le courant GIC du primaire et identique au courant GIC efficace. En régime établi, la source de tension continue K ne voit que la résistance du circuit primaire R_{eqp}. La valeur finale du courant GIC efficace est alors donnée par l'équation (2.112).

La figure 2-25b montre que l'équation (2.120) estime bien l'évolution de la saturation des transformateurs par courant continu dans le temps. La formule analytique indique que le courant GIC efficace atteint une valeur finale de 1pu à 21.45 s. Pour ce même temps d'établissement, le courant GIC efficace obtenu par simulation EMTP atteint une valeur de 0.97 pu.

Les courants GIC efficaces du transformateur T62 à vide et en charge sont comparés à la figure 2-26.

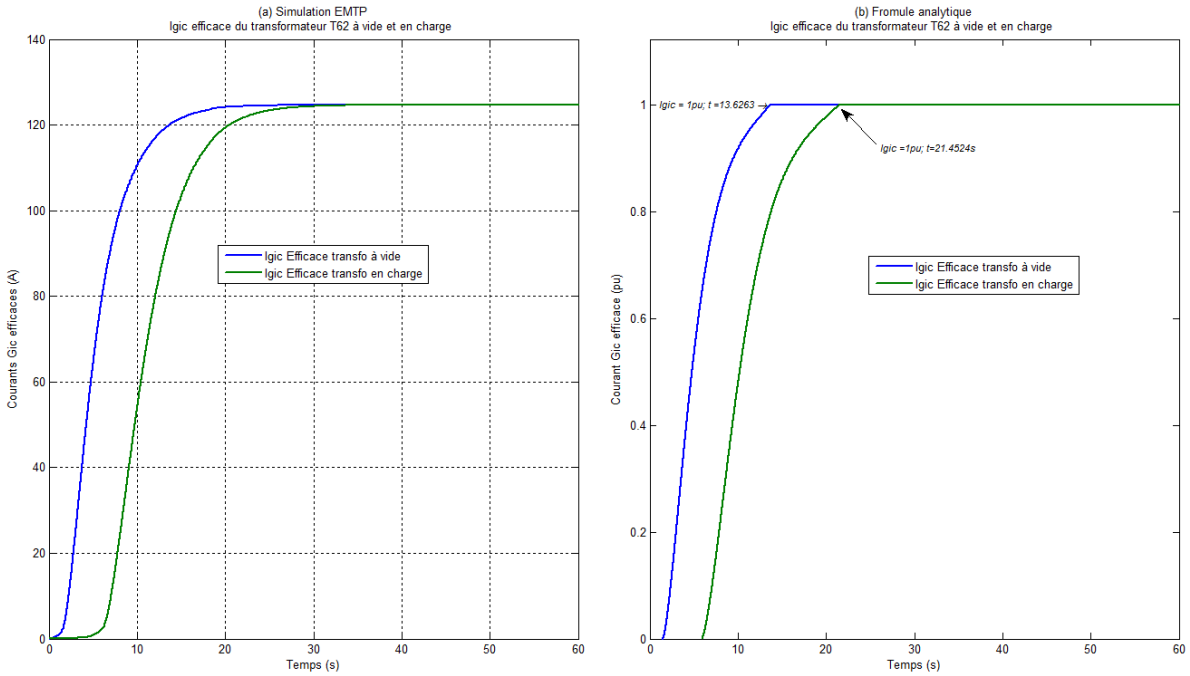

Figure 2-26 : Comparaison des courants GIC efficaces du transformateur T62 en charge et à vide.

Le temps de saturation du transformateur en charge est plus long que celui d'un transformateur à vide même si le niveau de saturation atteint est identique pour les deux cas (fig.2-28). Cela provient du fait que la tension continue, appliquée sur l'inductance de magnétisation, est plus petite dans le cas d'un transformateur en charge (équation 2.110). Ceci est d'ailleurs reflété dans les équations (2.99) et (2.116) qui montrent que le temps de saturation augmente avec la diminution de la tension continue et l'augmentation du rapport $\frac{X}{R}$ [34].

Le rapport $\frac{X}{R}$ du réseau équivalent vu par le transformateur T62 n'est en réalité pas constant. Normalement, le réseau équivalent comprend des transformateurs qui peuvent être saturés par des courants GIC à leur tour. Ceci a pour impact la modification des paramètres de ce réseau équivalent pendant la saturation du transformateur T62. Par ailleurs, les formules analytiques évaluant le temps de saturation du transformateur par courant GIC ne tiennent pas compte de ce phénomène et donneront un temps de saturation différent de la réalité[34].

Malgré cette limite, les formules analytiques (2.100) et (2.120) seront utilisées pour donner une première approximation des courbes d'évolution de la consommation des VARs dans le temps des transformateurs d'Hydro-Québec saturés par courant GIC. Ces courbes seront approximées par 3 segments via un modèle de charge EMTP qui sera intégré à PSS/E. Par la suite, des

simulations PSS/E de l'impact du courant GIC sur le réseau d'Hydro-Québec en tenant compte des temps d'établissement de la saturation des transformateurs seront effectuées. Les détails et les résultats de ces simulations seront présentés dans le chapitre 3.

Bien que l'estimation de ces temps d'établissement avec les équations (2.100) et (2.120) ne soit pas exacte, le concept de combiner EMTP-RV à PSS/E pour simuler l'évolution de la saturation des transformateurs par courant GIC sera validé. Ceci constitue une première approche simplifiée permettant de réduire le temps de simulation des transformateurs saturés par courant GIC et une base pour des améliorations futures.

CHAPITRE 3 IMPACTS DES ORAGES GÉOMAGNÉTIQUES SUR LE RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC

Les perturbations induites par les orages géomagnétiques peuvent avoir des effets néfastes sur les réseaux électriques. L'évènement majeur illustrant ces effets est l'orage géomagnétique du 13 mars 1989 qui a provoqué l'effondrement en quelques secondes du réseau électrique d'Hydro-Québec. Cet orage d'une intensité exceptionnelle a engendré le déclenchement rapide et successif de 7 compensateurs statiques dans les réseaux de Baie-James nord et sud avant qu'aucune intervention humaine ne soit possible [37]. Ces contingences multiples ont conduit à une instabilité de tension provoquant le déclenchement des lignes de Baie-James nord et par la suite l'effondrement de tout le réseau d'Hydro-Québec.

La panne de 1989 du réseau d'Hydro-Québec met en relief les conséquences du courant GIC sur le réseau électrique. En effet, la saturation des transformateurs des compensateurs statiques par le courant GIC a produit des harmoniques. Ces derniers ont fait opérer indument la protection déclenchant ainsi les compensateurs statiques.

À travers la panne de 1989, deux risques relatifs au courant GIC dans le réseau électrique sont à distinguer [3] :

1. Risque d'endommagement des actifs du réseau électrique, particulièrment les transformateurs.
2. Risque de perte d'équipements générant la puissance réactive (e.g. compensateurs statiques), ce qui pourrait engendrer une instabilité de tension et un effondrement total du réseau électrique.

Les effets du courant GIC sur les transformateurs est leur saturation en demi-cycle ayant pour conséquences la consommation excessive de la puissance réactive, l'effet de frange (flux magnétique à l'extérieur du noyau) et la génération d'harmonique.

La consommation excessive de VARs engendre une baisse de tension pouvant conduire à une instabilité de tension. L'effet de frange cause la surchauffe des transformateurs pouvant réduire leur durée de vie et ultimement induire leurs défaillances.

Les harmoniques peuvent causer le dysfonctionnement des relais de protection de surintensité et de surtension provoquant le déclenchement en cascade d'équipements nécessaires au maintien de la tension tels que les compensateurs statiques. La conséquence d'une telle contingence multiple est d'aggraver davantage la baisse de tension déjà réduite par la perte en puissance réactive des transformateurs.

L'ajout de la compensation série dans les corridors de Baie-James et Manic-Québec après la panne de 1989, a réduit considérablement les courants GIC émanant du nord du réseau vers la boucle de Montréal.

Cependant, les courants GIC peuvent continuer à circuler dans toute la partie sud du réseau où il n'y a pas de compensation séries. Ceci inclus la boucle de Montréal et toute la portion sud du réseau 735 kV à partir des postes NXF, LEC, MTV et NGX. Il serait alors nécessaire d'évaluer l'impact du courant GIC sur cette partie du réseau et d'en évaluer les conséquences.

3.1 Le modèle DC GIC du réseau d'Hydro-Québec

Le modèle DC de réseau d'Hydro-Québec au sud de la compensation série a été élaboré. Cette modélisation s'est limitée au réseau de la région de Montréal et tout le réseau 735 kV qui se trouvent au sud des postes NXF, LEC, MTV et NGX. Il a été assumé que la résistance équivalente de mise à la terre de tous les postes est de 0.75Ω. Ce réseau modélisé sera nommé le réseau Hydro-Québec sud dans les sections subséquentes. Le modèle DC inclut 145 barres, 120 transformateurs et 167 lignes. La topologie du modèle DC de la région de Montréal est basée sur un modèle due réseau AC d'Hydro-Québec. Les simulations du modèle DC sont effectuées avec un champ géoélectrique uniforme et avec un champ géoélectrique non uniforme. À l'issue de chaque simulation, les courants GIC des lignes, les VARs consommés et le THD de chaque transformateur sont déterminés. Les résultats sont obtenus avec un Modèle DC réalisé sous le module SimpowerSystem™ de Matlab-Simulink [38, 39]. Le temps de simulation pour chaque champ géoélectrique appliqué est de 36 secondes.

3.1.1 Simulations du modèle DC avec un champ géoélectrique uniforme

Le modèle DC est simulé avec un champ géoélectrique uniforme (V/km) correspondant à un scénario d'orage fort. La consommation totale en puissance réactive des transformateurs est

déterminée en faisant varier la direction du champ géoélectrique de 0 à 360 degrés (figure 3.1). Le nord du Québec correspond à 0 degrés.

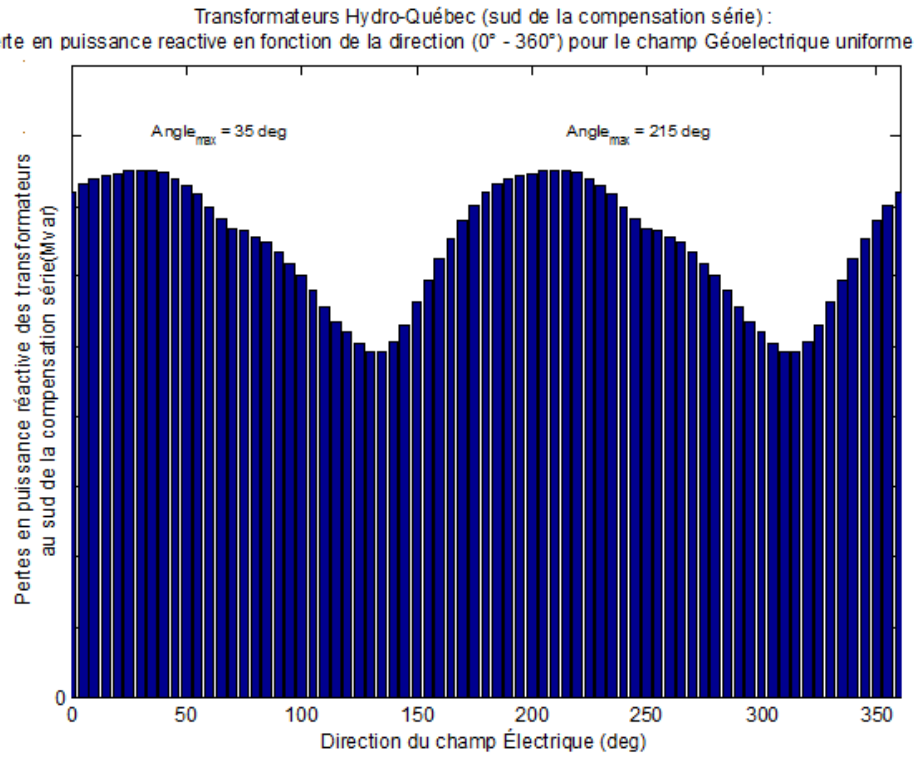

Figure 3-1 : Perte en puissance réactive des transformateurs en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme dans le scénario fort pour le réseau sud d'Hydro-Québec

Les angles 35° et 215° du champ géoélectrique uniforme génère une perte en puissance réactive maximale d'une quantité X de MVAR dans le réseau d'Hydro-Québec sud. Il est à noter par ailleurs que durant un orage géomagnétique, la direction d'un champ géoélectrique n'est pas constante mais varie dans le temps. Les résultats présentés dans la figure 3-1 montrent qu'une variation de la direction d'un champ géoélectrique constant dans le scénario fort pourrait induire une variation maximale de la consommation en puissance réactive de 33%.

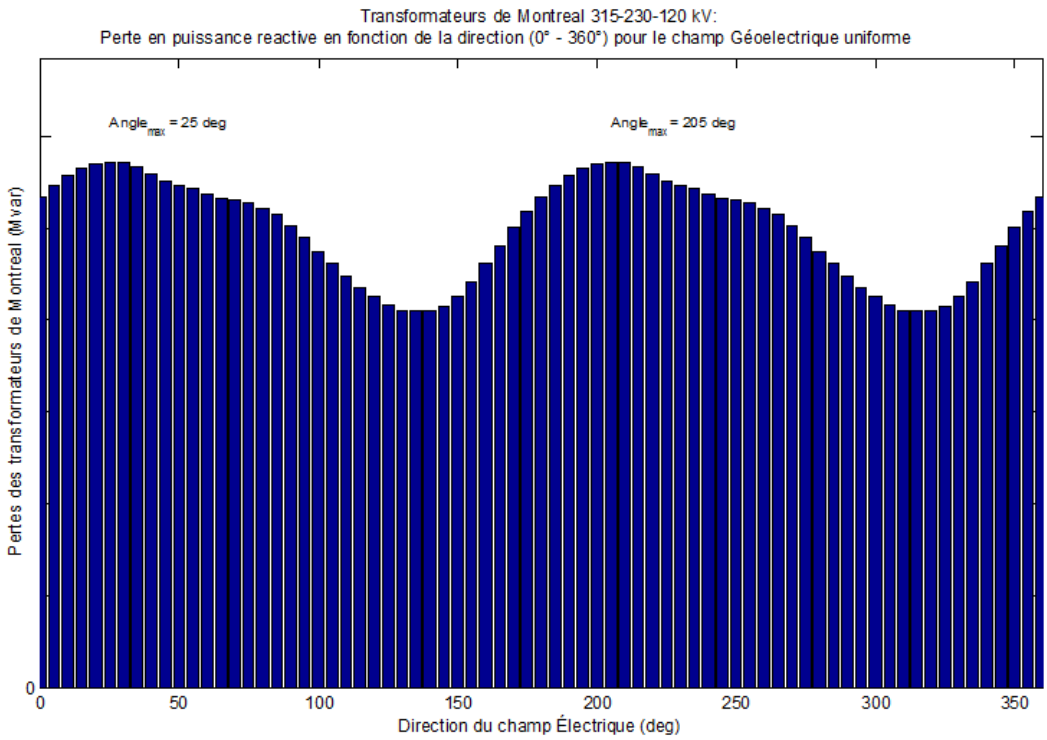

Figure 3-2 : Perte en puissance réactive des transformateurs en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme dans le scénario fort pour le réseau de Montréal 315, 230 et 120 kV.

Les figures 3-2 montrent que la consommation en puissance réactive du sous réseau de la région de Montréal varie en fonction de la direction du champ géoélectrique. Elle atteint son maximum à une valeur Y de MVAR aux angles 25° et 205° et son minimum à une valeur Z de MVAR aux angles 130° et 310°. Un changement dans l'orientation d'un champ géoélectrique uniforme du scénario fort pourrait induire dans les transformateurs du réseau de Montréal, une variation maximale de la consommation en puissance réactive de 28% MVAR.

La consommation en puissance réactive du réseau 735 kV dépend significativement de la direction du champ géoélectrique (fig. 3-3). En effet, la consommation en puissance réactive atteint un maximum à une valeur W de MVAR aux angles 35° et 215° et un minimum à une valeur β de MVAR aux angles 135° et 315° soit une variation totale de 36%.

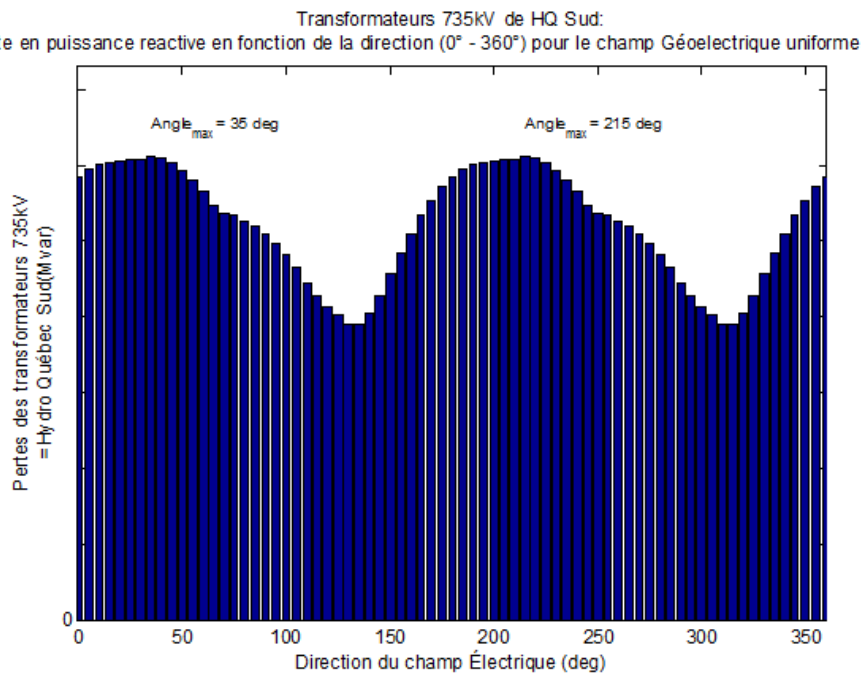

Figure 3-3 : Perte en puissance réactive des transformateurs en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme dans le scénario fort pour le réseau d'Hydro-Québec 735 kV

La figure 3-4 montre qu'il existe une forte corrélation entre les variations des pertes en puissance réactives du réseau d'Hydro-Québec et celles du réseau d'Hydro-Québec 735 kV. Ceci indique que le réseau 735 kV définit les angles maximisant les pertes en puissance réactives du réseau total. Pour toutes les directions du champ géoélectrique, c'est le réseau 735 kV qui engendrent la majorité des pertes en puissance réactives lors d'un orage géomagnétique.

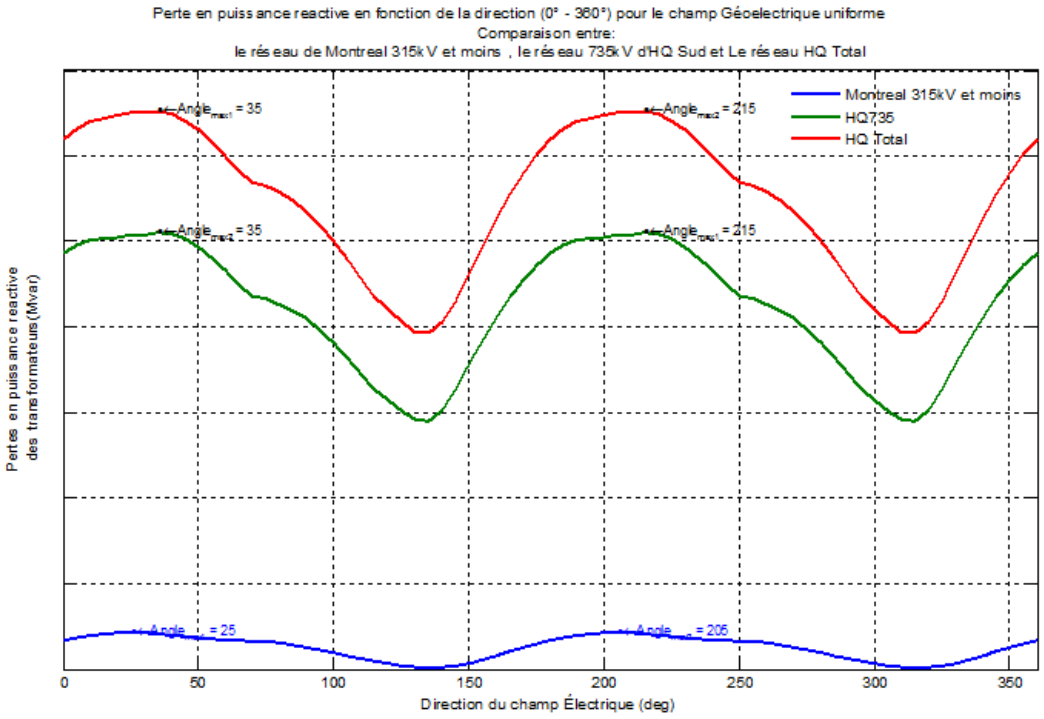

Figure 3-4 : Perte en puissance réactive en fonction de la direction du champ géoélectrique uniforme fort pour le réseau de Montréal 315 kV et moins, le réseau 735 kV et le réseau d'Hydro-Québec total.

Avec l'angle maximal de 35°, les pertes en puissance réactives du sous réseau de la région de Montréal représentent 19 % des pertes en puissance réactives totales du réseau (figure 3-5).

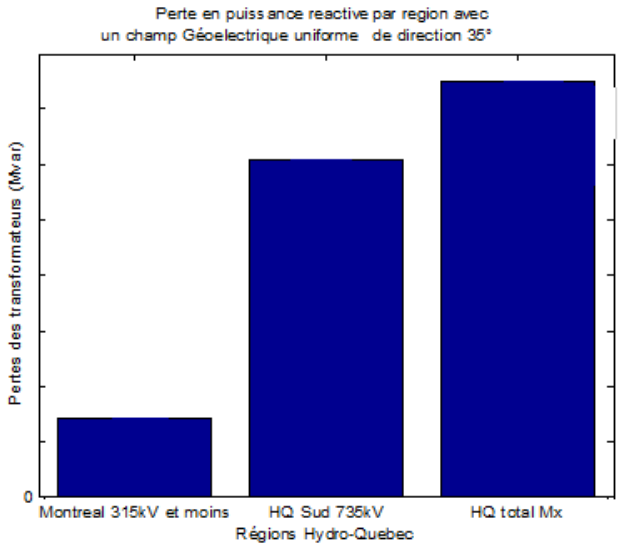

Figure 3-5 : Pertes en puissance réactives par région du réseau Hydro-Québec dans le scénario fort

Les pertes en puissance réactives par transformateur pour le champ géoélectrique fort avec un angle de 35° ont été évaluées. Le tableau 3-1 liste les 20 premiers transformateurs classés par leurs pertes en puissance réactives. Dans ce tableau, le THD en harmoniques paires des courants est aussi calculé.

Tableau 3-1 : Liste des 20 premiers transformateurs triés selon leurs pertes en puissance réactives.

Nom transformateur	*Pertes en puissance réactives (%)*	*THD paire*
txx-NXF-735	3.85%	
tyy-NXF-735	3.85%	
t3-EJC-735	3.30%	
t1-EJC-735	3.17%	
t2-NVF-735	3.12%	
t1-NVF-735	3.10%	
t3-UCI-735	3.07%	
t2-JGT-735	2.78%	
t3-JGT-735	2.75%	
t2-NGX-735	2.49%	
t4-JGT-735	2.43%	
t2-FWX-735	2.26%	
t2-UCI-735	2.19%	
t1-UCI-735	2.18%	
t1-NGX-735	2.16%	
t13-NGX-735	2.04%	
t12-NGX-735	1.88%	
t2-LEC-735	1.86%	
t3-NGX-735	1.75%	
t14-NGX-735	1.60%	

Les transformateurs txx et tyy de NXF sont les plus affectés par un champ géoélectrique uniforme de direction 35°. Ces deux transformateurs présentent les plus grandes pertes en puissance réactives soit 3.85% chacun.

Il est à noter par ailleurs, que pour chaque direction du champ géoélectrique uniforme, les transformateurs les plus affectés ne sont pas les mêmes. Cela est d'ailleurs démontré dans la figure 3-6 ci-dessous. En effet, les pertes en puissance réactives atteignent leurs maximums en fonction de la direction du champ géoélectrique dans x transformateurs.

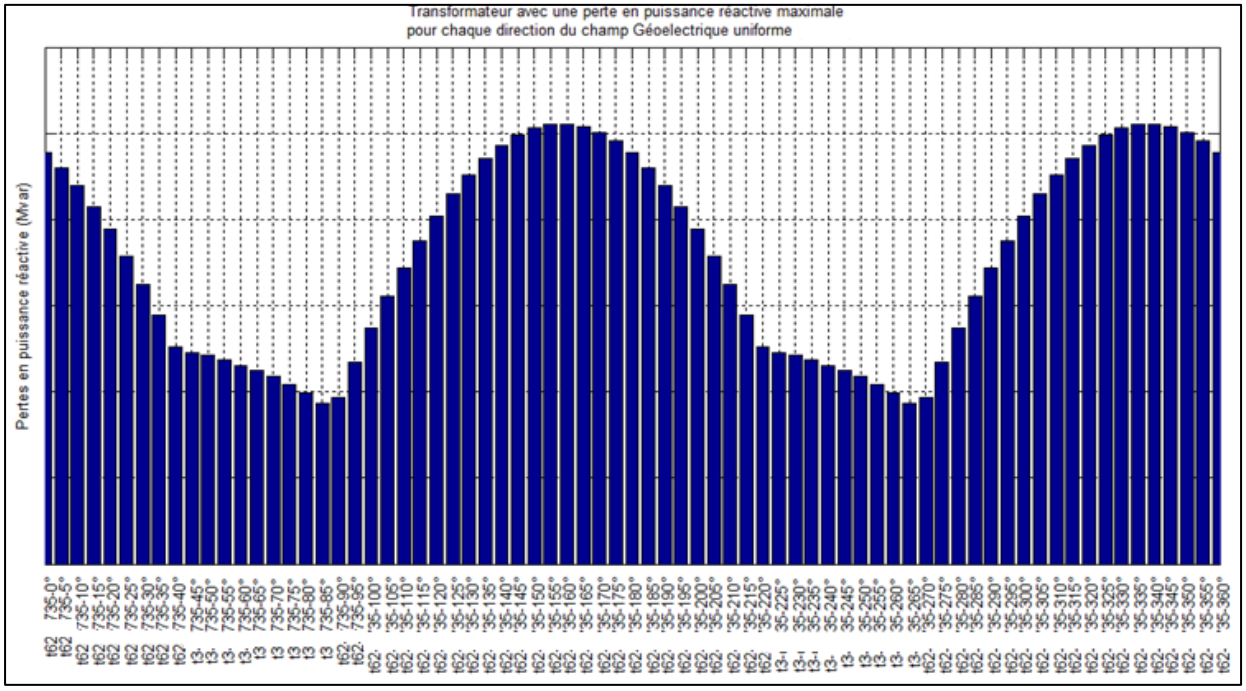

Figure 3-6 : Transformateurs maximisant les pertes en puissance réactives en fonction de la direction du champ géoélectrique associé au scénario fort.

La figure 3-7 présente les pertes en puissance réactives dans chaque poste du réseau 735 kV. Le poste NGX, contenant le plus grand nombre de transformateurs 735 kV, est le plus grand consommateur de puissance réactive.

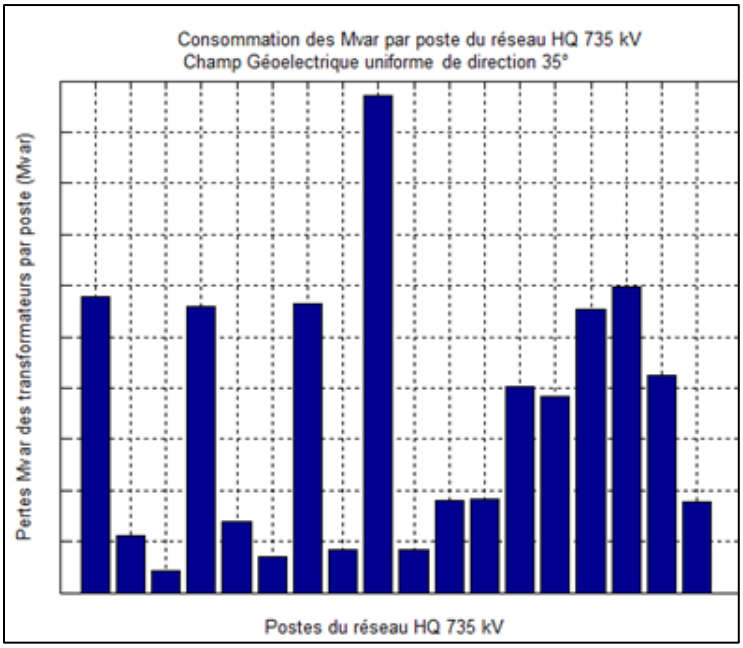

Figure 3-7 : Pertes en puissance réactives par poste 735 kV du réseau Hydro-Québec sud

Les lignes avec un courant GIC maximal pour chaque direction du champ géoélectrique uniforme du scénario fort sont présentées dans la figure 3-8. Pour une direction de 35°, le courant GIC le plus élevé circule par la ligne GCD.

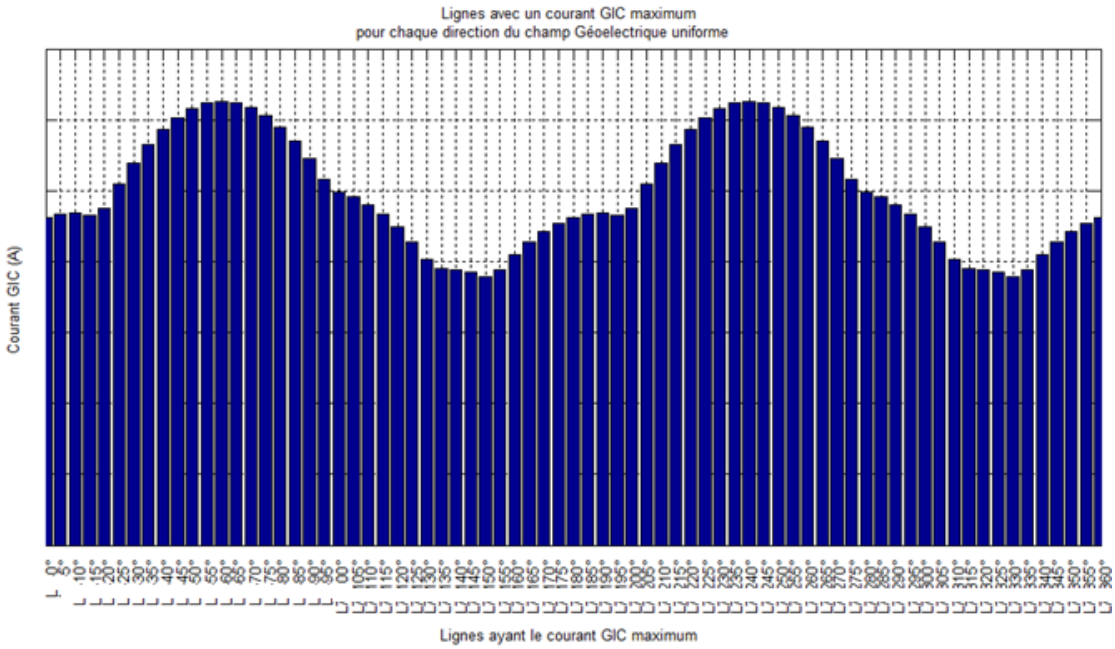

Figure 3-8 : Lignes dont le courant GIC est maximal pour chaque direction du champ géoélectrique uniforme du scénario fort.

3.1.2 Simulations du modèle DC réduit avec un champ géoélectrique non uniforme

Le modèle DC du réseau 735 kV d'Hydro-Québec et celui du sous réseau de Montréal ont été simulés avec un certain seuil de champ non uniforme en étant séparés. L'objectif est d'évaluer l'impact sur les pertes en puissance réactives du réseau Hydro-Québec 735 kV et sur les résultats obtenus en général lorsque le sous réseau de Montréal est négligé.

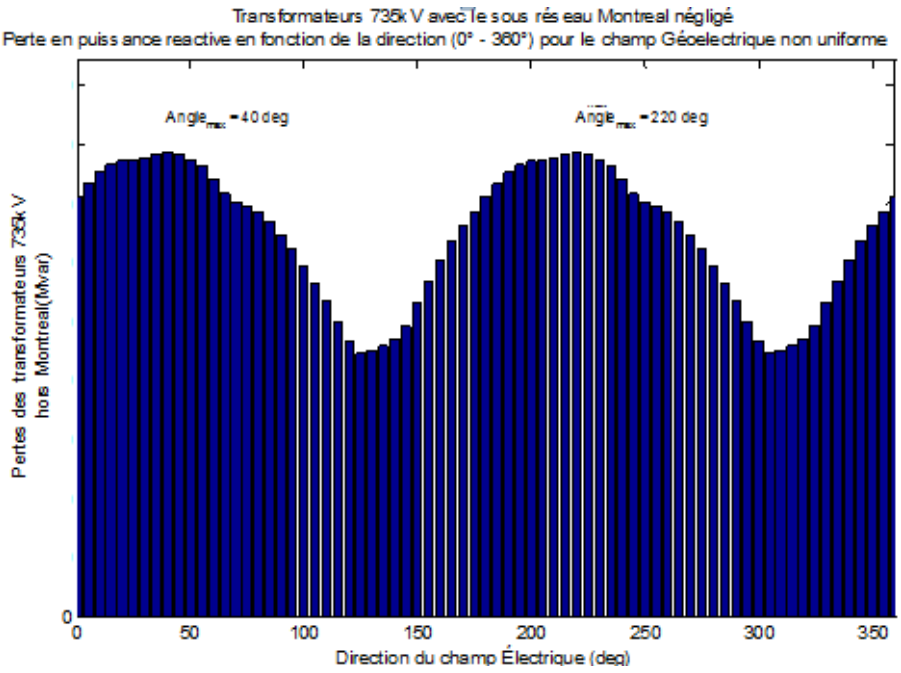

Figure 3-9 : Perte en puissance réactive des transformateurs du réseau Hydro-Québec sud en fonction de la direction d'un champ géoélectrique non uniforme (sous réseau Montréal négligé)

La figure 3-9 montre que lorsque le sous réseau de Montréal est négligé, les pertes totales en puissances réactives du réseau Hydro-Québec ont été réduites de 11% et la direction du champ géoélectrique qui maximise les pertes en MVAR est de 40° au lieu de 35° calculée précédemment. Le réseau 735 kV du réseau complet génère des pertes en MVAR inférieures à celles du réseau Hydro-Québec réduit (735 kV). Cela est dû au fait que le courant GIC efficace des transformateurs 735 kV de la boucle de Montréal est plus élevé dans le cas du réseau réduit que dans le cas du réseau complet. En effet, dans le cas du réseau réduit, les secondaires des transformateurs 735 kV de la boucle de Montréal sont ouverts et par conséquent tout le courant GIC du primaire est un courant GIC efficace qui sature les transformateurs.

La figure 3-10 montre que les pertes en puissance réactives du sous réseau Montréal diminuent de 30% lorsque celui-ci est simulé sans le réseau 735 kV. Cette réduction est occasionnée par la non inclusion des injections de courant GIC émanant du réseau 735 kV.

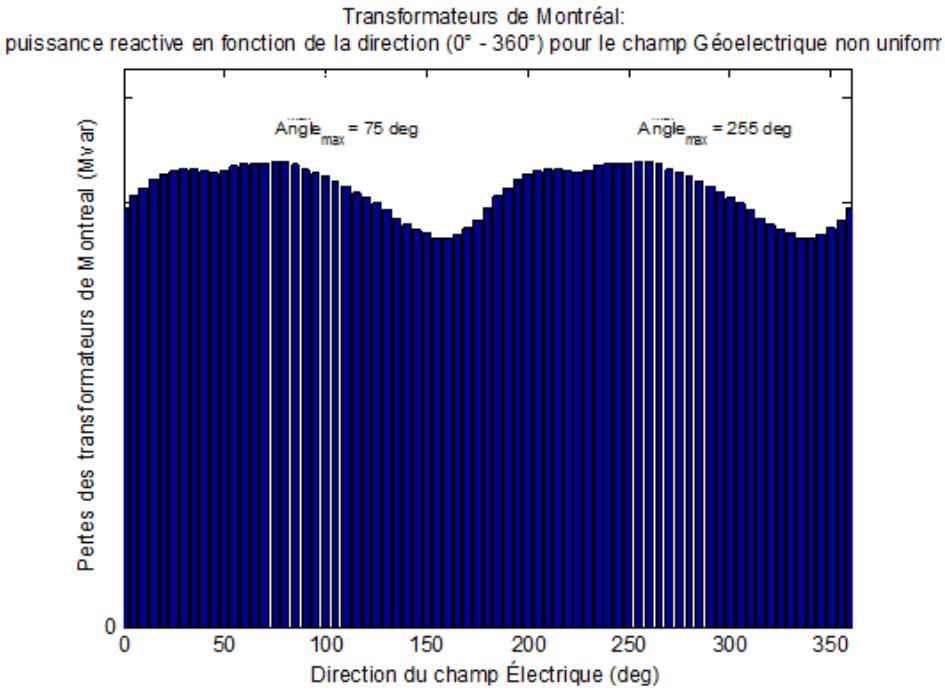

Figure 3-10 : Perte en puissance réactive des transformateurs du sous réseau Montréal en fonction de la direction d'un champ géoélectrique non uniforme (simulation sans le réseau d'Hydro-Québec 735 kV)

3.2 Simulations dans le domaine du temps des effets du courant GIC sur le réseau d'Hydro-Québec

Afin d'évaluer l'impact du courant GIC sur le réseau, des simulations dans le domaine du temps ont été effectuées en excluant toutes les actions de protection et de contrôle du réseau. Une fois les pertes en puissance réactives des transformateurs évaluées via le modèle DC (section 3.1), elles sont intégrées au réseau AC PSS/E d'Hydro-Québec. Ces pertes seront modélisées dans le réseau AC comme des charges réactives à courant constant et seront ajoutées aux barres des transformateurs saturés. Dans une première étape, le scénario le plus sévère est considéré ou il est supposé que la saturation de tous les transformateurs due au courant GIC est instantanée et se produit en même temps. Dans une seconde étape, le temps de saturation des transformateurs est

approximé via les équations (2.100) et (2.120). Ces derniers seront utilisés pour définir les courbes d'évolution de la consommation des VARs des transformateurs saturés par les courants GIC. Ces courbes seront reproduites par un modèle de charge EMTP qui sera intégré via une interface au réseau AC PSS/E d'Hydro-Québec.

3.2.1 Simulations avec saturation instantanée des transformateurs par les courants GIC

Des simulations dans le domaine du temps sont effectuées pour une durée de 18 000 cycles (5 minutes). Il est assumé qu'une saturation instantanée des transformateurs se produit au $50^{ème}$ cycle. Cette saturation est réalisée par une manœuvre PSS/E qui ajoute au $50^{ème}$ cycle les charges modélisant les pertes en puissance réactives à toutes les barres des transformateurs considérés.

Plusieurs simulations ont été effectuées pour des pertes en puissance réactives induites par différentes formes de champ géoélectrique non uniforme ainsi que par différentes valeurs de champ géoélectrique uniforme. Un exemple de scénario de simulation d'un champ géoélectrique non uniforme sera présenté dans ce qui suit.

3.2.1.1 Simulations du réseau AC avec un certain seuil de champ géoélectrique non uniforme

Le réseau d'Hydro-Québec a été simulé en considérant les pertes en puissance réactives dues à un certain seuil de champ géoélectrique non uniforme d'une direction de 35°. Ces pertes ont été évaluées précédemment via le modèle DC GIC (section 3.1.2). Une manœuvre PSS/E a été créée à partir des résultats du modèle DC GIC et des simulations dans le domaine de temps de 18 000 cycles ont été effectuées. Il a été admis que la saturation instantanée de tous les transformateurs considérés s'est produite au $50^{ème}$ cycle.

La figure 3-11 présente les courbes de tension de 20 postes de la région de Montréal.

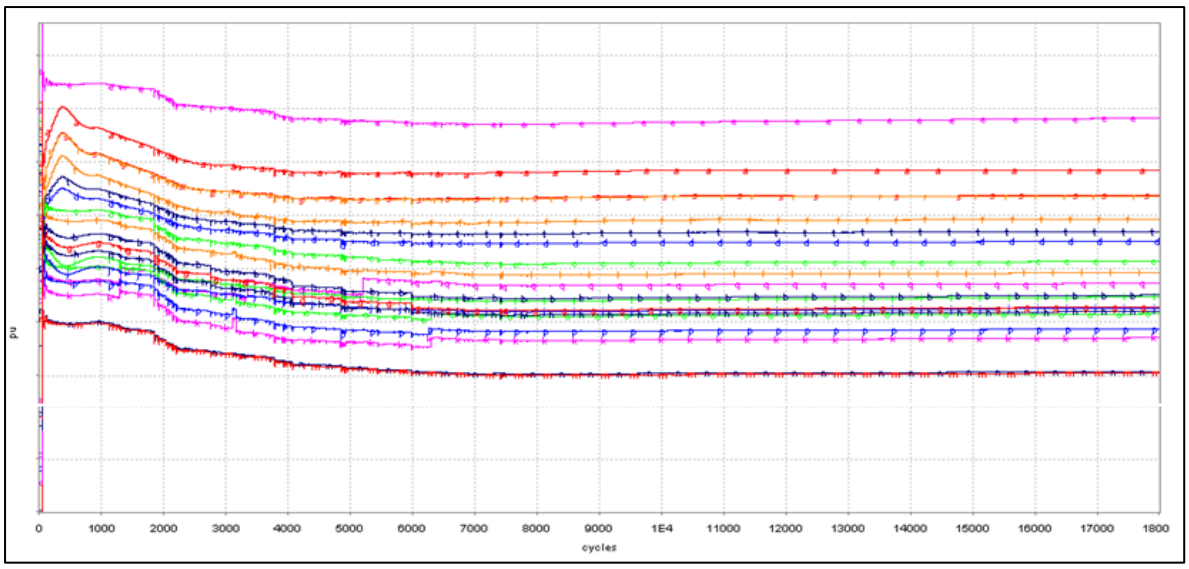

Figure 3-11 : Les courbes de tension de 20 postes de la région de Montréal suite à un champ géoélectrique non uniforme.

Dans ce scénario toutes les tensions sont dans les plages normales d'exploitation et par conséquent le réseau électrique maintient naturellement sa tension. Les compensateurs statiques et synchrones du réseau sud d'Hydro-Québec compensent les pertes en puissance réactives des transformateurs saturés (e.g. Tableau 3-2). Il est à noter par ailleurs, que ce scénario de simulation est effectué sans la prise en compte des automatismes du réseau. En réalité les compensateurs statiques et synchrones seront moins sollicités lorsque les automatismes du réseau sont considérés.

Tableau 3-2 : Puissances réactives finales générées par les compensateurs des postes EJCOW1 et EJCOW2 du réseau d'Hydro-Québec sud suite à un champ géoélectrique non uniforme

Nom Poste	Type Compensateur	ΔQ (%)
EJCOW1	Synchrone	4.66%
EJCOW2	Statique	4.28%

3.2.2 Simulations avec approximation des temps de saturations des transformateurs par les courants GIC

Étant donné que la saturation des transformateurs par les courants GIC n'est pas instantanée, il serait plus réaliste d'effectuer des simulations en tenant compte du temps d'établissement de cette

saturation. Tous les transformateurs saturés GIC sont considérés à vide afin de calculer les temps d'établissement de saturation les plus courts et par conséquent, adopter le scénario le plus sévère. Dans ce but, l'équation (2.100) est utilisée pour déterminer les courbes d'évolution de consommation des VARs par les transformateurs saturés par les courants GIC. Les paramètres du réseau équivalent vus par chaque transformateur 735 kV sont définis en déterminant leurs résistances Thévenin à partir du modèle DC GIC et en adoptant le plus petit rapport $\frac{X}{R}$. La courbe d'évolution de la consommation des VARs du transformateur de la région de Montréal ayant les plus grandes pertes en puissance réactives est généralisée à tous les autres transformateurs de cette région.

Dans le réseau AC PSS/E d'Hydro-Québec, les pertes en puissance réactives des transformateurs saturés GIC sont modélisées comme des charges réactives localisées aux barres de la haute tension de ces transformateurs. L'évolution de la consommation des VARs de ces charges dans le temps est définie par un modèle de charge EMTP qui sera intégré au réseau PSS/E via une interface EMTP- PSS/E (fig. 3-12). Ce modèle EMTP approximera les courbes d'évolution dans le temps de la consommation des VARs initialement calculée par l'équation (2.100) via trois segments de droite. Avec cette méthode, des simulations dynamiques PSS/E seront effectuées pour évaluer l'impact d'un champ géoélectrique non uniforme sur le réseau d'Hydro-Québec.

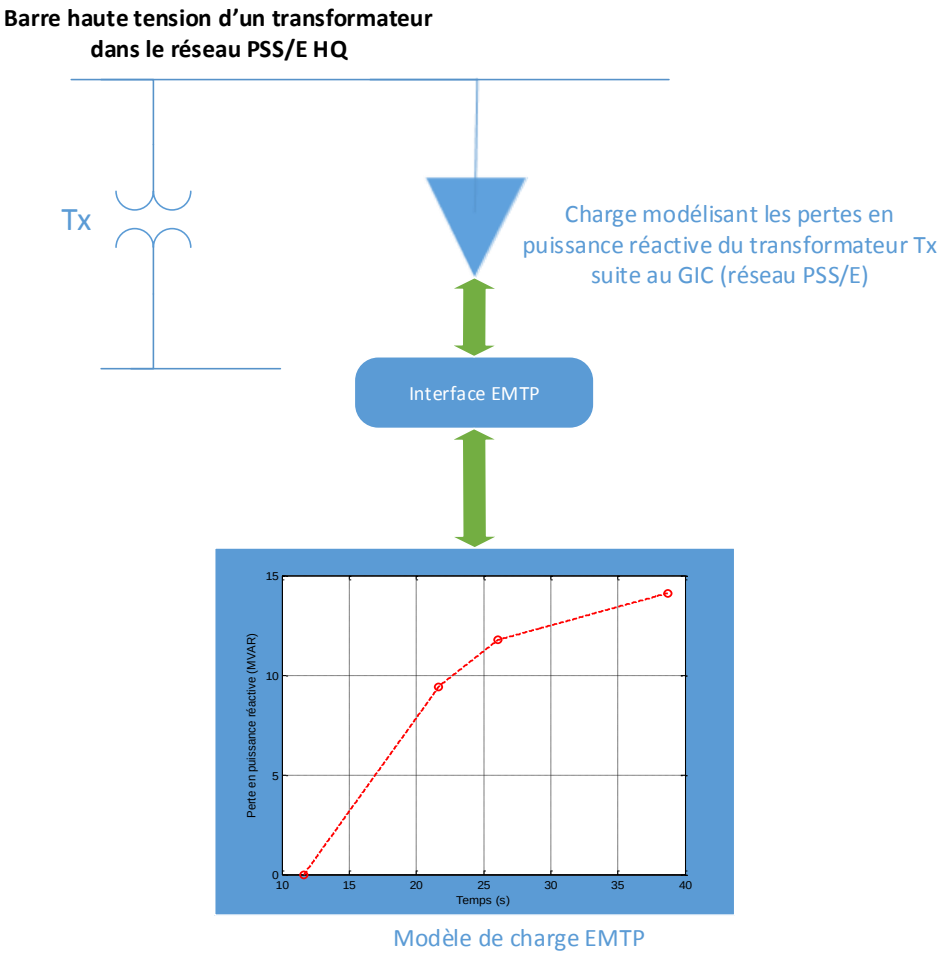

Figure 3-12 : Illustration de la liaison entre modèle de charge EMTP et la charge réactive représentant les pertes en puissance réactive dans le réseau PSS/E

3.2.2.1 Calcul des temps d'établissement de la saturation des courants GIC dans les transformateurs

Les temps d'établissement de la saturation des courants GIC produits dans les transformateurs sont déterminés par l'équation (2.100). Le tableau 3-3 présente les temps d'établissement relatifs aux transformateurs du réseau 735 kV hors Montréal ainsi que le transformateur t3 du poste EJC. Il a été assumé qu'un champ géoélectrique non uniforme est appliqué au réseau au temps $t_0 = 0$.

Tableau 3-3 : Temps (sec) de saturation des courants des transformateurs 735 kV hors Montréal

Transformateur	Pertes en puissance réactives (MVAR)	Igic efficace (A)	Δt1 (s)	Δt2 (s)	Temps d'établissement total Δt1+ Δt2 (s)
T61-NXF	72.764	128.4	1.47	10.88	12.35
T62-NXF	72.814	128.3	1.47	12.16	13.63
t2-LEC	27.913	44.24	5.70	8.92	14.62
t3-DTW	15.519	25.82	10.81	23.15	33.96
t2-DTW	14.118	24.58	11.63	27.10	38.73
t12-EJQCP	8.2707	13.57	13.90	26.97	40.87
t11-EJQCP	8.2155	13.47	13.98	27.30	41.28
t1-UCI	45.679	81.4	10.67	36.03	46.70
t2-UCI	45.884	81.78	10.65	36.09	46.75
t3-UCI	64.347	115.8	9.17	39.04	48.22
t1-NVF	55.634	93.71	14.08	38.81	52.89
t2-NVF	56.137	94.58	13.96	43.23	57.19
t32-NVF	22.967	38.71	14.66	45.27	59.93
t2-OQPV	22.014	36.09	25.05	42.45	67.50
t1-OQPV	21.902	35.9	25.18	42.51	67.69
t3-EJC	55.101	95.31	23.15	48.45	71.60
t4-NGX	18.197	30.56	24.76	59.51	84.27
t14-NGX	28.629	47.04	35.42	61.06	96.49
t1-NGX	38.601	64.24	32.09	67.83	99.93
t2-NGX	44.559	74.51	30.87	81.01	111.88
t12-NGX	33.561	55.54	35.73	76.89	112.62
t13-NGX	36.536	60.91	37.45	80.77	118.22
t3-NGX	31.376	56.19	23.66	100.44	124.10
t3-ECP	17.468	27.41	76.55	93.21	169.76
t2-CRC	6.919	10.79	88.56	86.10	174.66
t3-CRC	7.0868	11.11	86.11	97.42	183.53
t4-ECP	13.899	20.99	88.78	101.38	190.15
t2-ECP	11.822	17.26	95.70	95.96	191.66
t4-PKE	8.4404	11.18	145.44	97.28	242.72
t3-PKE	7.5795	9.634	156.54	95.49	252.03
t2-PKE	7.4653	9.429	158.00	95.01	253.01
t3-ECT	4.7456	4.767	260.88	112.50	373.38
t2-ECT	4.3811	4.079	300.23	103.46	403.70

Dans le tableau 3-3, la durée Δt1 correspond au temps nécessaire à la crête du flux total pour passer de sa valeur nominale à sa valeur au genou de la courbe de magnétisation idéalisée (fig. 2-

19). Durant cette période, le transformateur n'est pas en saturation et le courant de magnétisation est supposé nul. Par ailleurs, Δt2 correspond à la durée pendant laquelle le transformateur se sature progressivement jusqu'à ce que la composante DC du flux total atteigne sa valeur finale.

Les temps de saturation totaux des transformateurs 735 kV hors Montréal sont présentés dans la figure 3-13.

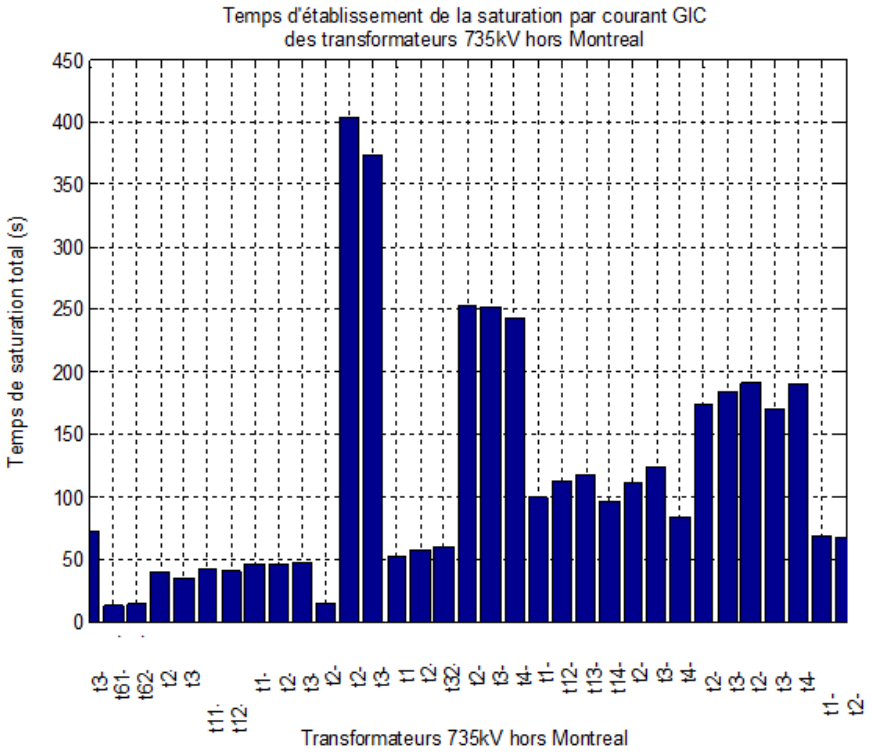

Figure 3-13 : Temps de saturation des courants GIC des transformateurs 735 kV hors Montréal

Les courbes d'évolution de la saturation des courants GIC des transformateurs 735 kV hors Montréal et ayant les temps d'établissement les plus courts ainsi que ceux ayant les temps d'établissement les plus longs sont présentées dans la figure 3-14.

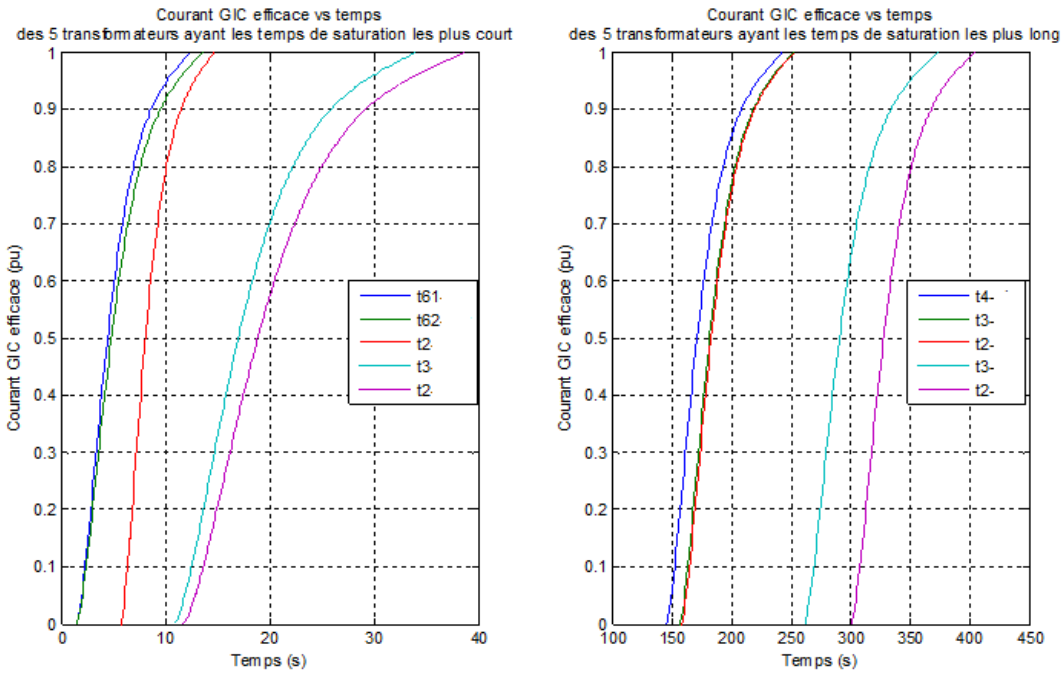

Figure 3-14 : Évolution de la saturation des courants GIC produit dans les transformateurs ayant les plus courts et les plus lents temps de saturation.

Les figures 3-13 et 3-14 montrent que les transformateurs T61 et T62 requièrent des temps de saturation parmi les plus courts soit respectivement 12.35 et 13.63 secondes. Le transformateur T2 a le temps de saturation le plus long soit 403.7 secondes. La figure 3-14 montre également que la majorité des transformateurs du réseau ont un temps de saturation inférieur à 200 secondes.

Les courbes d'évolution de la saturation des courants GIC, seront approximées par trois segments de droite comme illustrés par la figure 3-15 qui représente la courbe d'évolution de la saturation du transformateur T2 du poste DTW.

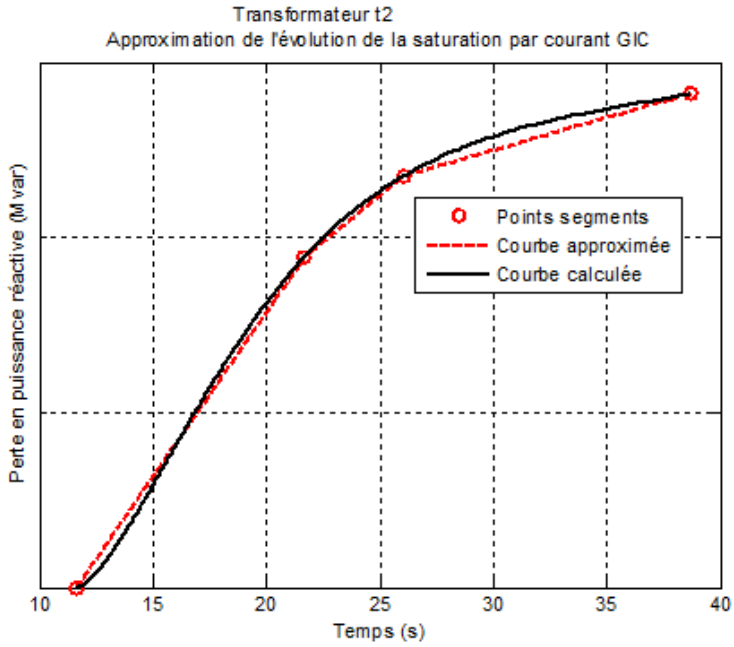

Figure 3-15 : Approximation de l'évolution de la saturation du courant GIC du transformateur t2 au poste DTW.

Les charges PSS/E représentant les pertes en puissance réactives des transformateurs ont un modèle dynamique EMTP qui leur est associé via une interface. Ce modèle EMTP générera les courbes approximées des temps de saturation du courant GIC des transformateurs tel que présenté dans la figure 3-15. Il a été assumé par ailleurs que l'évolution des pertes en puissance réactives des transformateurs saturés GIC est identique à la courbe d'évolution dans le temps des courants GIC efficaces.

3.2.2.2 Résultats des simulations PSS/E-EMTP de la perturbation du réseau AC d'Hydro-Québec par un champ géoélectrique non uniforme

Des simulations dans le domaine du temps sont effectuées, sans action ni automatisme présent dans le réseau réel, pour une durée de 42 240 cycles (11 minutes et 44 secondes) afin d'évaluer la réponse du réseau d'Hydro-Québec à un champ géoélectrique non uniforme dans une direction de 35°. La durée de simulation est déterminée en ajoutant 5 minutes (18 000 cycles) au temps de saturation le plus long qui est de 6 minutes et 44 secondes (24 240 cycles). L'évolution des pertes en puissance réactives du transformateur saturé par le courant GIC est réalisée par un modèle de charge EMTP tel qu'illustré dans la section précédente. Ce modèle EMTP est lié à des charges

localisées aux barres des transformateurs saturés dans le réseau d'étude PSS/E d'Hydro-Québec. Toutes les simulations sont réalisées sans l'utilisation de moyen de contrôle de la tension ni de manœuvre d'inductance shunt.

Les figures 3-16 et 3-17 montrent l'évolution des pertes en puissance réactives des transformateurs du réseau 735 kV d'Hydro-Québec produite par le modèle de charge EMTP lors des simulations du réseau d'Hydro-Québec avec PSS/E.

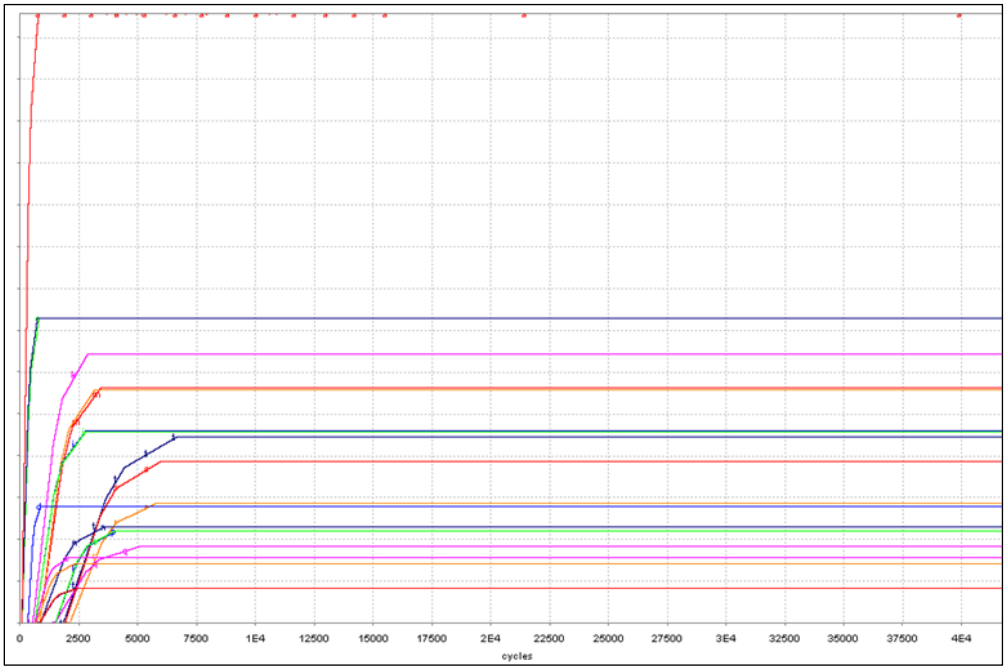

Figure 3-16 : Évolution de l'appel de puissance réactive de certains transformateurs du réseau 735 kV suite à un champ géoélectrique non uniforme

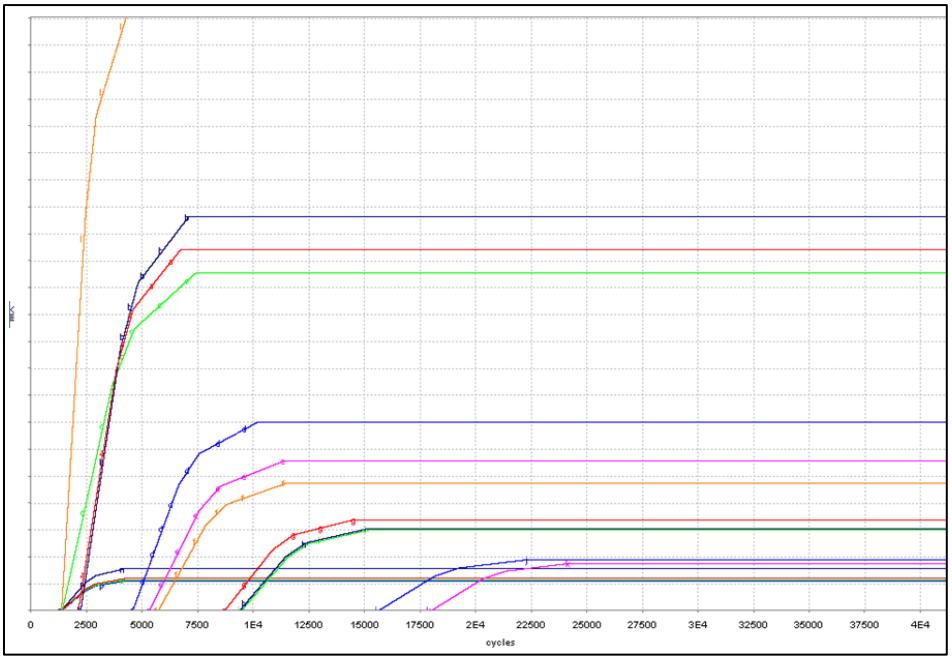

Figure 3-17 : Évolution de l'appel de puissance réactive d'autres transformateurs du réseau 735 kV suite à un champ géoélectrique non uniforme

Les courbes de tension des postes 735 kV du réseau d'Hydro-Québec sud sont présentées dans la figure 3-18.

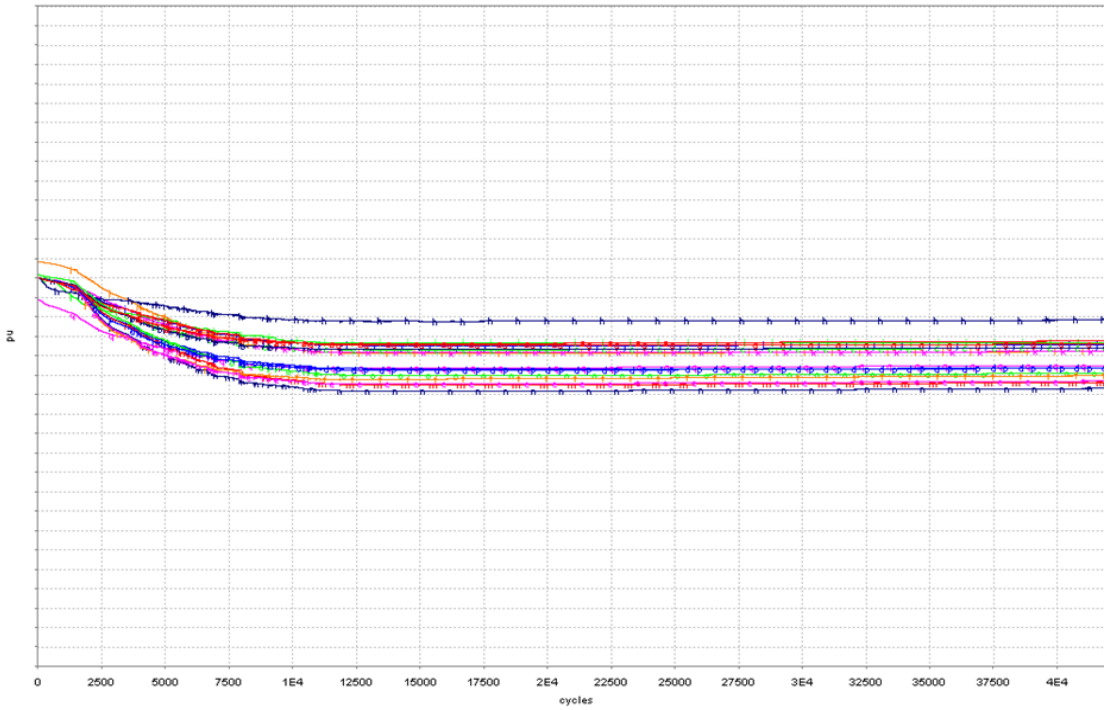

Figure 3-18 : Les courbes de tension des postes 735 kV du réseau d'Hydro-Québec sud suite à un champ géoélectrique non uniforme (saturation progressive)

Dans ce scénario, toutes les tensions sont dans les plages d'exploitation normales et par conséquent le niveau de tension du réseau électrique n'a pas été compromis.

Les résultats de simulations (fig. 3-19 et 3-20) ont montrés que les Compensateurs statiques et synchrones compensent les pertes en puissance réactives engendrées par les transformateurs saturés par les courants GIC. Cela souligne le rôle fondamental que jouent les compensateurs statiques et synchrones dans le maintien de la tension lors des perturbations géomagnétiques.

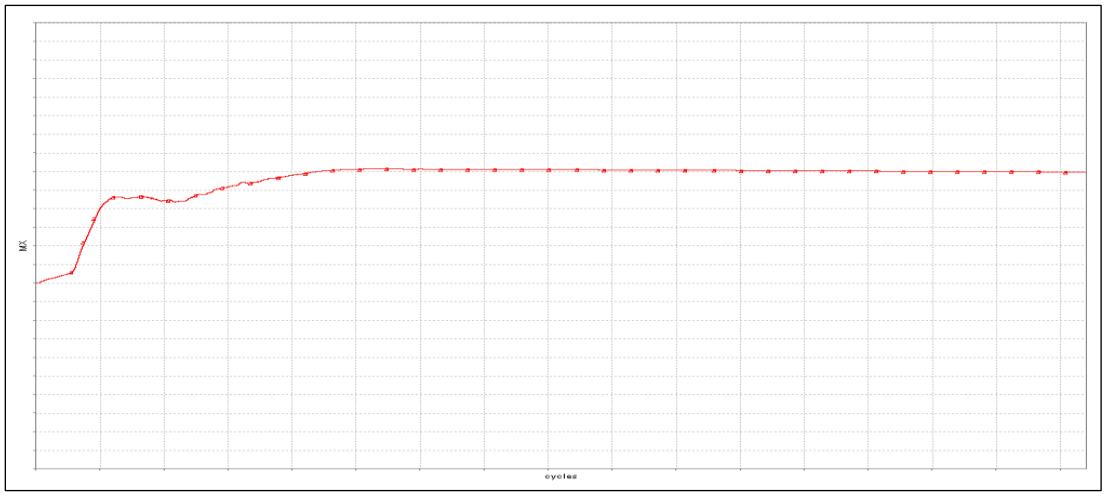

Figure 3-19 : Puissance réactive générée par le compensateur synchrone du poste FWX2 du réseau 735kV d'Hydro-Québec sud pour un champ géoélectrique non uniforme (saturation progressive)

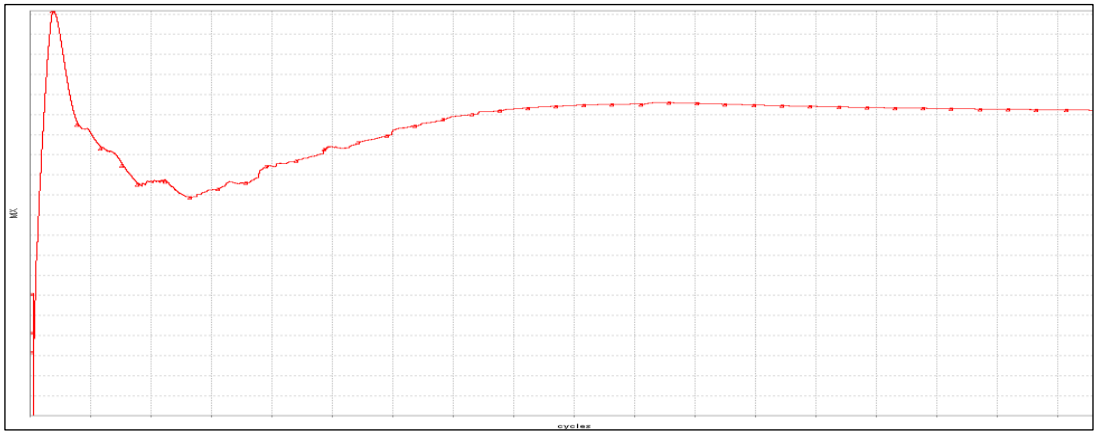

Figure 3-20 : Puissance réactive générée par le compensateur synchrone du poste FWX2 du réseau 735kV d'Hydro-Québec sud pour un champ géoélectrique non uniforme (saturation instantanée)

Tableau 3-4 : Liste des 5 premiers compensateurs triés selon leurs générations en puissance réactives

Nom Poste	Type Compensateur	Saturation instantanée	Saturation progressive
		ΔQ (%)	ΔQ (%)
EJG2	Statique	8.21%	8.09%
NGX	Statique	7.54%	7.61%
FWX1	Synchrone	7.46%	7.44%
FWX2	Synchrone	5.73%	5.71%
EJCOW2	Statique	4.28%	4.29%

En termes de valeurs finales, une simulation avec une saturation instantanée est quasi équivalente à celle avec une saturation progressive (tableau 3-4). La différence réside dans l'évolution des puissances réactive fournies par les compensateurs statiques et synchrones dans chaque scénario. En effet, avec une saturation instantanée des transformateurs, les compensateurs réagissent rapidement pour compenser les pertes instantanées en puissance réactives (fig. 3-20). Cependant, lorsque la saturation des transformateurs est progressive, les compensateurs statiques et synchrones réagissent progressivement en fonction de l'évolution des pertes en puissance réactives des transformateurs saturés (fig. 3-19).

Les scénarios présentés dans ce chapitre sont des cas de base simulés sans aucune action d'automatismes de contrôle de tension. Cette approche de modélisation des courants GIC nous permettra d'étudier davantage le réseau d'Hydro-Québec face à différents types de champ géoélectrique en simulant plusieurs contingences sous différentes conditions est-ce dans des temps de calcul raisonnables.

CHAPITRE 4 CONCLUSION

Ce projet de recherche représente l'application d'un processus de modélisation complet des perturbations des orages géomagnétiques au réseau d'Hydro-Québec. Un modèle DC équivalent du réseau d'Hydro-Québec sud a été réalisé avec Matlab-Simulink.

Une méthode numérique de calcul des tensions DC à partir d'un champ géoélectrique non uniforme a été présentée puis implémentée dans le Modèle DC équivalent d'Hydro-Québec. Un algorithme de calcul de la fondamental et des harmoniques du courant d'excitation en fonction du courant GIC efficace a été présenté. Les résultats en pu de cet algorithme ont été intégrés dans le Modèle DC d'Hydro-Québec via une table de correspondance (*Look-Up Table*) permettant ainsi de réduire significativement les temps de simulation.

Les temps de saturation des transformateurs du réseau d'Hydro-Québec sud et l'évolution dans le temps de leurs puissance réactive (VAR) consommés ont été approximés par des formules analytiques. Celles-ci ont été implémentées dans un modèle de charge EMTP. Ce modèle de charge EMTP a été lié au réseau PSS/E via une interface afin de reproduire les courbes d'évolution des VARs consommés dans les simulations dynamiques.

Les simulations du modèle DC équivalent ont démontré qu'une direction de 35° des champs géoélectriques uniformes et non uniformes maximise les pertes en puissance réactives du réseau Hydro-Québec sud.

Dans une première étape, des simulations dynamiques ont été effectuées en admettant une saturation instantanée de tous les transformateurs qui se produit en même temps. Dans une seconde étape, l'évolution dans le temps de la saturation des transformateurs a été approximée avec des équations analytiques pour être intégrée dans les simulations dynamiques.

Des simulations PSS/E d'un modèle de réseau d'Hydro-Québec avec l'application d'un champ géoélectrique non uniforme ayant une direction de 35° ont été effectuées sous l'hypothèse que tous les compensateurs statiques et synchrones du réseau sont en service. Cette simulation dynamique a démontré qu'une perturbation du réseau d'Hydro-Québec avec un certain seuil de champ géoélectrique non uniforme ne compromet pas les niveaux de tension du réseau. Il a été observé également que les compensateurs statiques et synchrones constituent une réserve

importante en puissance réactive permettant le maintien de la tension dans les plages d'exploitation normales.

Les formules analytiques approximant les courbes d'évolution de la saturation des transformateurs constituent une approche simple et efficace pour effectuer des simulations dans le domaine du temps à des fins de planification et d'exploitation. Il est à préciser par ailleurs que les résultats de ces formules d'approximation ne sont pas précis dans le contexte d'un réseau complexe comme celui d'Hydro-Québec. En effet, le réseau équivalent vu par le transformateur saturé comprend des transformateurs qui peuvent être également en processus de saturation. Ainsi, le rapport $\frac{X}{R}$ de ce réseau équivalent n'est pas constant, mais varie dans le temps. Les formules analytiques ne tiennent pas compte de ce phénomène et peuvent estimer des temps de saturation différents de la réalité [34]. Pour pallier à ce problème, au lieu d'utiliser les équations analytiques définies dans la section 2.5, les courbes d'évolution dans le temps de la saturation des transformateurs pourront être déterminées à partir des simulations avec EMTP-RV. Le réseau d'Hydro-Québec simulé avec cet outil contient les modèles détaillés des transformateurs ce qui permettras d'avoir des résultats précis. Ces courbes d'évolution de la saturation obtenues avec le réseau EMTP-RV d'HQ pourront être reproduites dans le réseau PSS/E d'HQ via le modèle de charge EMTP utilisé dans la présente démarche.

Des recherches approfondies doivent être menées pour pouvoir simuler avec précision le réseau d'Hydro-Québec avec PSS/E en considérant les temps de saturation des transformateurs.

Tout le processus de modélisation des perturbations des orages géomagnétiques sur le réseau d'Hydro-Québec a été automatisé en utilisant Matlab-Simulink, des scripts python et le logiciel de simulation PSS/E. Le temps requis pour effectuer une simulation GIC complète est de l'ordre de 2 heures. Ainsi, les objectifs de ce projet de recherche ont été atteints.

BIBLIOGRAPHIE

[1] PTI, "*PSS®E*," version 32.1.1, 2011. Disponible: http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning-data-management-software/planning-simulation/Pages/PSS-E.aspx

[2] "*EMTP-RV*," version 4.0: POWERSYS, 2011. Disponible: http://emtp.com/

[3] NERC, "NERC 2012 Special Reliability Assessment Interim Report: Effects of Geomagnetic Disturbances on the Bulk-Power System," 2012. Disponible: http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2012GMD.pdf

[4] D. H. Boteler et al., "Effects of geomagnetically induced currents in the BC hydro 500 kV system," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 4, n°. 1, p. 818-823, Jan 1989.

[5] L. Bolduc, "GIC observations and studies in the Hydro-Quebec power system," vol. 64, n°. 16, p. 1793-802, 2002.

[6] K. Zheng et al., "Effects of System Characteristics on Geomagnetically Induced Currents," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 29, n°. 2, p. 890-898, Apr 2014.

[7] NERC, "Application Guide: Computing Geomagnetically-Induced Current in the Bulk-Power System," 2013. Disponible: http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GIC%20Application%20Guide%202013_approved.pdf

[8] L. Trichtchenko et D. H. Boteler, "Modelling of geomagnetic induction in pipelines," vol. 20, n°. 7, p. 1063-1072, 2001.

[9] NERC, "Benchmark Geomagnetic Disturbance Event Description," 2014. Disponible: http://www.nerc.com/pa/Stand/Project201303GeomagneticDisturbanceMitigation/Benchmark_GMD_Event_Dec5_clean.pdf

[10] J. G. Kappenman et al., "Investigation of geomagnetically induced currents in the proposed Winnipeg-Duluth-Twin Cities 500-kV transmission line," Electric Power Research Institute, Rapport final du projet de recherche 1205-1, Palo Alto, Juillet, 1981.

[11] V. D. Albertson et al., "Load-Flow Studies in the Presence of Geomagnetically-Induced Currents," vol. PAS-100, n°. 2, p. 594-607, 1981.

[12] D. H. Boteler et R. J. Pirjola, "Modelling geomagnetically induced currents produced by realistic and uniform electric fields," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 13, n°. 4, p. 1303-1308, Oct 1998.

[13] D. Boteler, "Methodology for simulation of geomagnetically induced currents in power systems," vol. 4, Jul 9 2014.

[14] J. Mahseredjian et al., "On a new approach for the simulation of transients in power systems," vol. 77, n°. 11, p. 1514-1520, 2007.

[15] X. Dong et al. Comparative analysis of exciting current harmonics and reactive power consumption from GIC saturated transformers, Columbus, OH, United states [En ligne]. Disponible: http://dx.doi.org/10.1109/PESW.2001.917055

http://ieeexplore.ieee.org/ielx5/7330/19808/00917055.pdf?tp=&arnumber=917055&isnumber=19808

[16] W. Xu et al., "Harmonics from SVC transformer saturation with direct current offset," vol. 9, n°. 3, p. 1502-1509, 1994.

[17] L. Bolduc, "Formula to approximate the setting time for the dc component of magnetizing currents in transformers," communication présentée à Proceedings of the Geomagnetically Induced Currents Conference, EPRI TR-1000450, paper no. 25, June 1992, p. 8.

[18] L. Bolduc, "Temps d 'établissement du courant continu et des harmoniques associées dans un transformateur monophasé à vide," Rapport IREQ-4500, novembre 1989.

[19] R. H. Rapp, "Geometric Geodesy Part 1," Dept. Geodetic Sci. Surveying, Ohio State Univ., Columbus, notes de cours, 1994. Disponible: http://hdl.handle.net/1811/24333

[20] R. Horton et al., "A test case for the calculation of geomagnetically induced currents," vol. 27, n°. 4, p. 2368-2373, 2012.

[21] W. H. Campbell et A. Woods, "*GMCORD*," version. NOAA, 2003. Disponible: http://www.ngdc.noaa.gov/geomag/geom_util/gmcoord.shtml

[22] S. C. Chapra, *Applied Numerical Methods with Matlab for Engineer and Scientists*, 3e éd. New York: McGraw-Hill, 2012.

[23] C.-W. Ho et al., "Modified Nodal Approach to Network Analysis," vol. CAS-22, n°. 6, p. 504-509, 1975.

[24] J. Mahseredjian et F. Alvarado, "Creating an electromagnetic transients program in MATLAB: MatEMTP," vol. 12, n°. 1, p. 380-388, 1997.

[25] J.-S. Lacroix, "Multiphase short-circuit analysis solver in phase domain using a modified-augmented-nodal analysis approach," M.Sc.A., Ecole Polytechnique, Montreal (Canada), Ann Arbor, 2012. Disponible: http://search.proquest.com/docview/1080972593?accountid=40695

[26] J. Mahseredjian et al., "Solution Techniques for Electromagnetic Transients in Power Systems," dans *Solution Techniques for Electromagnetic Transients, Juan A. Martinez-Velasco*: Wiley-IEEE Press 2015.

[27] J. Mahseredjian et al., "Simulation of electromagnetic transients with EMTP-RV," dans *Numerical Analysis of Power System Transients and Dynamics, Akihiro Ametani*: Stylus Publishing, LLC, The Institution of Engineering and Technology (IET), 2015.

[28] J. G. Kappenman et V. D. Albertson, "Bracing for the geomagnetic storms," vol. 27, n°. 3, p. 27-33, 1990.

[29] V. D. Albertson et al., "Geomagnetic disturbance effects on power systems," vol. 8, n°. 3, p. 1206-1216, 1993.

[30] R. A. Walling et A. H. Khan, "Characteristics of transformer exciting-current during geomagnetic disturbances," vol. 6, n°. 4, p. 1707-1714, 1991.

[31] V. D. Albertson et al., "Effects of Geomagnetic Storms on Electrical Power Systems," vol. PAS-93, n°. 4, p. 1031-1044, 1974.

[32] A. Rezaei-Zare, "Behavior of single-phase transformers under geomagnetically induced current conditions," vol. 29, n°. 2, p. 916-925, 2014.

[33] A. Rezaei-Zare, "Reactive power loss versus GIC characteristic of single-phase transformers," vol. 30, n°. 3, p. 1639-1640, 2015.

[34] L. Bolduc et A. Gaudreau, "Saturation des transformateurs par une composante sous-synchrone et par courant continu," Rapport IREQ-98-174, novembre 1998.

[35] L. Bolduc et al., "Currents and harmonics generated in power transformers by dc polarization," communication présentée à CEA Spring Meeting, Montreal, Québec, 1990, p. 37.

[36] L. Bolduc et al., "Saturation time of transformers under dc excitation," Electr. Power Syst. Res., vol. 56, n°. 2, p. 95-102, Nov 2000.

[37] NERC, "March 13, 1989 Geomagnetic Disturbance." Disponible: http://www.nerc.com/files/1989-quebec-disturbance.pdf

[38] "*MATLAB R2013a*," version 8.1.0.604. Natick, Massachusetts, United States: The MathWorks, Inc, 2013.

[39] "*SIMULINK*," version 8.1.0.604. Natick, Massachusetts, United States: The MathWorks, Inc, 2013.