

**Titre:** Élaboration et modélisation de Benchmarks de réseaux électriques  
Title: pour documentation, études transitoires et études géomagnétiques

**Auteur:** Fidji Diboune  
Author:

**Date:** 2018

**Type:** Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

**Référence:** Diboune, F. (2018). Élaboration et modélisation de Benchmarks de réseaux  
Citation: électriques pour documentation, études transitoires et études géomagnétiques  
[Master's thesis, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.  
<https://publications.polymtl.ca/3112/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**  
Open Access document in PolyPublie

**URL de PolyPublie:** <https://publications.polymtl.ca/3112/>  
PolyPublie URL:

**Directeurs de recherche:** Jean Mahseredjian, & Houshang Karimi  
Advisors:

**Programme:** génie électrique  
Program:



UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉLABORATION ET MODÉLISATION DE BENCHMARKS DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES  
POUR DOCUMENTATION, ÉTUDES TRANSITOIRES ET ÉTUDES GÉOMAGNÉTIQUES

FIDJI DIBOUNE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE  
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION  
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES  
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

MAI 2018



UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

ÉLABORATION ET MODÉLISATION DE BENCHMARKS DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES  
POUR DOCUMENTATION, ÉTUDES TRANSITOIRES ET ÉTUDES GÉOMAGNÉTIQUES

présenté par : DIBOUNE Fidji

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

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

M. SHESHYEKANI Keyhan, Ph. D., président

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

M. KARIMI Houshang, Ph. D., membre et codirecteur de recherche

M. GÉRIN-LAJOIE, M. Sc. A, membre



## DÉDICACE

*A mes parents et proches qui m'ont soutenu et transmis l'amour des mots*



## REMERCIEMENTS

Je tenais à exprimer ma gratitude envers tous ceux qui m'ont aidé, accompagné et permis de réaliser mes travaux de recherche.

Je tenais à remercier tout particulièrement mon directeur de recherche le Professeur Jean Mahseredjian pour sa confiance, son intérêt pour mes travaux, sa supervision, son attention constante dans l'aboutissement des projets de recherche ainsi que mon intégration au sein de la Chaire de Simulation des Transitoires dans les Réseaux, mon co-directeur de recherche Houshang Karimi.

Je remercie également mes collègues au sein de la Chaire pour leur sympathie et le climat de travail stimulant.

Je remercie également Aboutaleb Haddadi pour son aide dans les différents projets ainsi que pour ses précieux conseils.



## RÉSUMÉ

L'objectif de ce projet de maîtrise est de réaliser les cas-tests de réseaux électriques pour la simulation, l'étude et l'analyse des transitoires électromagnétiques (EMT). En effet, l'étude EMT dans les réseaux électriques revêt une importance cruciale en raison des différents défauts et perturbations des réseaux qui peuvent se produire. Les principales applications des cas-tests de type EMT sont entre autres l'étude de ferrorésonance, la résonance sous-synchrone, la simulation de génération d'énergie renouvelable (éolienne, panneau solaire), les phénomènes de foudre ou encore la simulation des perturbations géomagnétiques (impact harmonique, réponse des contrôles des machines et protection).

Par rapport aux cas-tests de type phaseurs, des cas-tests EMT contiennent des données complémentaires et modèles détaillés qui permettent la représentation du comportement des systèmes sous différents régimes de fonctionnement. Les données complémentaires requis dépendent du type d'étude et comprennent les détails comme des contrôles des machines, la longueur des lignes électriques, des impédances de lignes électriques en fonction de la fréquence, la géométrie et des propriétés des matériaux du câble, les paramètres, configuration, et caractéristiques de la saturation des transformateurs.

L'implémentation et l'étude de ces cas-tests peut s'effectuer sous différent environnements. Ce mémoire utilise EMTP. On présente les procédés de modélisation complets des réseaux IEEE 39, IEEE-118 et un réseau européen T0. Certains de ses réseaux sont modifiés et adaptés dans le but d'intégrer la production d'énergies renouvelables (réseau IEEE 39 et réseau T0) ou encore la modélisation d'orages magnétiques (réseau IEEE 118). En effet, il est essentiel de doter les ingénieurs de réseaux électriques de réseaux-tests qui serviront de base pour les différentes études à mener dans un but de planification et d'exploitation de réseaux. De plus, les cas tests serviront dans la recherche sur la modélisation et la performance numérique dans les logiciels de simulation des transitoires électromagnétiques.



## ABSTRACT

This research project carries out the implementation, simulation and analysis of electromagnetic transients (EMT) of electrical network using EMTP software. EMT-type simulations are used to study power system transients such as line switching, ferroresonance, faults, simulation of Geomagnetic Disturbances (harmonics generation and voltage collapse), renewable generation or sub synchronous interactions.

Compared to phasor-domain test cases, EMT-type test cases need complementary data and detailed models to represent and simulate the behavior of the network during the studied phenomena. Complementary data can be electrical and mechanical machine parameters, machine control parameters, zero-sequence and positive sequence transmission line impedances, line lengths that may include the frequency dependence or transformer saturation.

This thesis develops an EMT-type version of three main test cases namely implemented within EMTP, IEEE 39-bus, a European transmission grid referred to as T0 and IEEE 118-bus. The thesis presents the full data of the developed test cases. The developed test cases have further been modified to integrate renewable generation (IEEE 39-bus and T0) and to study the impact of a geomagnetic disturbances (GMDs) (IEEE-118).

The developed test cases will be also used in research works on modeling accuracy and computational engine performance for simulation of electromagnetic transients.



## TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE.....	III
REMERCIEMENTS .....	IV
RÉSUMÉ.....	V
ABSTRACT .....	VI
TABLE DES MATIÈRES .....	VII
LISTE DES TABLEAUX.....	XI
LISTE DES FIGURES.....	XV
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS .....	XVIII
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Les phénomènes transitoires et les besoins de modélisation.....	1
1.1.1 Les phénomènes transitoires .....	1
1.1.2 Besoins et rareté des cas-tests pour la simulation EMT.....	3
1.1.3 Données complémentaires requises pour un cas-test EMT.....	3
1.2 Présentation des cas-tests développés dans ce mémoire .....	4
1.2.1 Le réseau IEEE-39 .....	4
1.2.2 Le réseau T0.....	5
1.2.3 Le réseau IEEE-118 .....	6
1.3 Contributions du mémoire.....	7
CHAPITRE 2 DONNÉES TYPIQUES POUR MODÉLISATIONS EMT .....	9
2.1 Données standards des lignes de transmission.....	9
2.1.1 Détails d'une ligne de transmission .....	10
2.1.2 Données linéiques de séquence des lignes de transmission .....	12



2.1.3	Conversion des paramètres de lignes .....	18
2.1.4	Compensation des lignes de transmission .....	19
2.1.5	Vérification de l'exactitude des modèles de lignes .....	19
2.2	Modélisation des lignes de transmission .....	20
2.2.1	Cas du réseau IEEE-39 .....	20
2.2.2	Cas du réseau IEEE-118 .....	27
2.3	Données typiques des transformateurs .....	35
2.3.1	Transformateurs à 2 enroulements .....	35
2.3.2	Transformateurs à 3 enroulements .....	35
2.3.3	Ratio X/R .....	37
2.3.4	Puissance nominale des unités de transformation .....	37
2.3.5	Les configurations standards des transformateurs .....	38
2.3.6	Caractéristiques de saturation .....	39
2.3.7	Changeurs de prises .....	39
2.4	Charges .....	40
2.5	Génération .....	41
2.6	Représentation et simulation des réseaux .....	42
2.7	Modélisation des orages magnétiques .....	44
2.7.1	Calcul du champ géoélectrique .....	46
2.7.2	Modèle d'impédance de poste .....	47
2.7.3	Modèles de lignes électriques .....	50
2.7.4	Modification des transformateurs .....	51
2.7.5	Mesure des pertes réactives .....	52
CHAPITRE 3	RÉSEAU IEEE-39 .....	53



3.1	IEEE-39 : paramètres du réseau .....	53
3.1.1	Lignes de transmission .....	55
3.1.2	Transformateurs .....	57
3.1.3	Générateurs.....	58
3.1.4	Charges.....	59
3.2	Résultats de simulation du réseau IEEE-39 .....	60
3.2.1	Analyse de l'écoulement de puissance.....	60
3.2.2	Simulation de phénomènes EMT .....	61
3.3	IEEE-39 : ajout de parcs éoliens terrestre .....	68
3.3.1	Changements du réseau .....	68
3.3.2	Écoulement de puissance .....	71
3.3.3	Étude transitoire en réponse à un défaut .....	71
3.4	Réseau IEEE-39 : production éolienne terrestre et maritime .....	73
3.4.1	Changements du réseau .....	75
3.4.2	Écoulement de puissance .....	76
3.4.3	Étude transitoire en réponse à un défaut .....	76
CHAPITRE 4	RÉSEAU T0.....	79
4.1	Réseau T0 .....	79
4.1.1	Paramètres du réseau T0 .....	81
4.1.2	Écoulement de puissance .....	88
4.1.3	Simulation dans le domaine du temps.....	88
4.2	Réseau T0 avec production éolienne.....	93
4.2.1	Production éolienne terrestre.....	93
CHAPITRE 5	RÉSEAU IEEE-118 .....	99



5.1	Réseau IEEE-118 modifié .....	99
5.1.1	Lignes de transmission .....	102
5.1.2	Transformateurs .....	104
5.1.3	Charge .....	110
5.1.4	Génération .....	112
5.1.5	Solution de l'écoulement de puissance .....	113
5.1.6	Étude transitoire .....	113
5.2	Réseau IEEE-118 : études géomagnétiques .....	117
CHAPITRE 6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS .....		121
BIBLIOGRAPHIE .....		123



## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Impédances de séquence directe et homopolaire typiques .....	13
Tableau 2.2 : Données des conducteurs .....	14
Tableau 2.3 : Données de séquence de la ligne 69kV .....	14
Tableau 2.4 : Données des conducteurs pour une ligne 120kV .....	15
Tableau 2.5 : Données de séquence de la ligne 120kV .....	15
Tableau 2.6 : Données des conducteurs .....	16
Tableau 2.7 : Paramètres linéiques des lignes de transmission 345kV .....	16
Tableau 2.8 : Données des conducteurs 765kV .....	17
Tableau 2.9 : Données de séquence de la ligne 765kV .....	17
Tableau 2.10 : Intervalle des paramètres de séquence des lignes .....	20
Tableau 2.11 : Données initiales des lignes de transmission du réseau IEEE-39 en pu .....	22
Tableau 2.12 : Ratios X/R des lignes de transmission du réseau IEEE-39 .....	23
Tableau 2.13 : Longueurs des lignes de transmission du réseau IEEE-39 .....	24
Tableau 2.14 : Paramètres linéiques de séquence directe des lignes de transmission .....	25
Tableau 2.15 : Données des pylônes des lignes de type 1 .....	26
Tableau 2.16 : Données des pylônes des lignes de type 2 .....	26
Tableau 2.17 : Données des pylônes des lignes de type 3 .....	26
Tableau 2.18 : Données des pylônes des lignes de type 4 .....	27
Tableau 2.19 : Données des pylônes des lignes de type 5 .....	27
Tableau 2.20 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 001_002 à 037_039) .....	28
Tableau 2.21 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 037_040 à 070_071) .....	29
Tableau 2.22 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 024_072 à 103_104) .....	30



Tableau 2.23 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 103_105 à 076_118).....	31
Tableau 2.24 : Données de la ligne 018_019 et 030_038 .....	32
Tableau 2.25 : Données typiques de lignes 120kV .....	33
Tableau 2.26 : Données typiques de lignes 315kV .....	34
Tableau 2.27 : Paramètres proposé du modèle CP du réseau IEEE-118.....	34
Tableau 2.28 : Ratios X/R typiques des transformateurs [33] .....	37
Tableau 2.29 : Classification des groupes de transformateurs [35] .....	38
Tableau 2.30 : Données de saturation des transformateurs .....	39
Tableau 2.31 : Résistances de postes proposées pour IEEE-118 (001 à 097).....	49
Tableau 2.32 : Résistances de postes proposées pour IEEE-118 (098 à 080_081).....	50
Tableau 2.33 : Paramètres des changeurs de prises .....	51
Tableau 3.1 : Paramètres des Sections-PI du réseau IEEE-39 .....	55
Tableau 3.2 : Paramètres des lignes de transmission CP du réseau IEEE-39 .....	56
Tableau 3.3 : Données des transformateurs élévateurs de génération.....	57
Tableau 3.4 : Données du transformateur Haute Tension des nœuds 19_20 .....	57
Tableau 3.5 : Paramètres des 10 génératrices .....	58
Tableau 3.6 : Contraintes d'écoulement de puissance des nœuds des génératrices .....	59
Tableau 3.7 : Puissances actives et réactives des nœuds du réseau IEEE-39 .....	60
Tableau 3.8 : Solution de l'écoulement de puissance du réseau IEEE-39 .....	61
Tableau 3.9 : Valeurs initiales et finales des puissances des machines .....	66
Tableau 3.10 : Valeurs crêtes des vitesses de rotation des génératrices .....	67
Tableau 3.11 : Valeurs crêtes des puissances des génératrices .....	67
Tableau 3.12 : Détail de la production éolienne.....	70
Tableau 3.13 : Écoulement de puissance du réseau IEEE-39 Wind .....	71



Tableau 3.14 : Écoulement de puissance du réseau IEEE-39 Wind Offshore .....	76
Tableau 4.1 : Équivalence entre la numération et le nom des postes du réseau T0 .....	81
Tableau 4.2 : Données des lignes CP .....	81
Tableau 4.3 : Longueur des lignes de transmission du réseau T0 .....	82
Tableau 4.4 : Paramètres communs des transformateurs .....	83
Tableau 4.5 : Paramètres des transformateurs de génération .....	83
Tableau 4.6 : Données de charge .....	85
Tableau 4.7 : Paramètres des inductances shunt .....	85
Tableau 4.8 : Paramètres des capacités séries .....	85
Tableau 4.9 : Données électriques et mécaniques des génératrices .....	87
Tableau 4.10 : Contraintes PV liées aux nœuds des génératrices .....	87
Tableau 4.11 : Écoulement de puissance .....	88
Tableau 4.12 : Données des paramètres des parcs éoliens .....	95
Tableau 4.13 : Écoulement de puissance du réseau T0-Wind.....	96
Tableau 4.14 : Comparaison entre les puissances échangées avant et après le défaut.....	98
Tableau 5.1 : Équivalence des noms du réseau IEEE-118 (001 à 054) .....	100
Tableau 5.2 : Équivalence des noms du réseau IEEE-118 (055 à 108) .....	101
Tableau 5.3 : Équivalence des noms du réseau IEEE-118 (109 à 118) .....	102
Tableau 5.4 : Longueurs des lignes du réseau IEEE-118 (001_002 à 040_042) .....	102
Tableau 5.5 : Longueurs des lignes du réseau IEEE-118 (041_042 à 114_115) .....	103
Tableau 5.6 : Puissance apparente nominale des transformateurs de réseau HT .....	104
Tableau 5.7 : Données des transformateurs du réseau HT .....	104
Tableau 5.8 : Données des transformateurs de charge utilisés dans le réseau IEEE-118 .....	105
Tableau 5.9 : Puissance apparente des transformateurs de charge.....	106



Tableau 5.10 : Données électriques des transformateurs de génération (001 à 062) .....	108
Tableau 5.11 : Données électriques des transformateurs de génération (065 à 116) .....	109
Tableau 5.12 : Charges du réseau IEEE-118 (001 à 042) .....	110
Tableau 5.13 : Charges du réseau IEEE-118 (043 à 110) .....	111
Tableau 5.14 : Charges du réseau IEEE-118 (112 à 118) .....	112
Tableau 5.15 : Compensation réactive du réseau IEEE-118 .....	112



## LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Modèle de ligne à paramètres distribués .....	10
Figure 2.2 : Configuration géométrique de la ligne 69kV .....	14
Figure 2.3 : Configuration géométrique d'une ligne 120kV .....	15
Figure 2.4 : Géométrie d'une ligne aérienne typique à 345kV .....	16
Figure 2.5 : Configuration géométrique du pylône 765kV .....	17
Figure 2.6 : Représentation du transformateur à 2 enroulements .....	35
Figure 2.7 : Représentation d'un transformateur à 3 enroulements .....	36
Figure 2.8 : Les principaux modules du logiciel EMTP [10].....	43
Figure 3.1 : Représentation unifilaire du réseau IEEE-39 nœuds .....	54
Figure 3.2 : Vitesse de rotation des 10 génératrices en absence de défaut .....	62
Figure 3.3 : Puissance des 10 machines .....	62
Figure 3.4 : Courant instantané de défaut : phase a (bleu); phase b (rouge); phase c (jaune).....	63
Figure 3.5 : Vitesse de rotation des 10 génératrices.....	63
Figure 3.6 : Puissance électrique de la génératrice 5 .....	64
Figure 3.7 : Courant de défaut : phase a (bleu), phase b (rouge) et phase c (jaune) .....	65
Figure 3.8 : Vitesse de rotation du rotor des génératrices en pu .....	65
Figure 3.9 : Puissance des machines en MW .....	66
Figure 3.10 : Vitesse des machines suite au défaut au nœud 16 .....	67
Figure 3.11 : Puissance des machines suite au défaut au nœud 16 en MW .....	68
Figure 3.12 : Le réseau IEEE-39 nœuds avec production éolienne on shore.....	69
Figure 3.13 : Parc éolien 1 entre le nœud B1 et le Parc 2 .....	70
Figure 3.14 : Parc éolien 2 entre les nœuds B2, B25 et le parc 1 .....	70



Figure 3.15 : Vitesse de rotation du rotor des 8 génératrices .....	72
Figure 3.16 : Puissance réelle échangée entre les parcs éoliens et le réseau.....	72
Figure 3.17 : Le réseau IEEE-39 nœuds avec production éolienne onshore et offshore .....	74
Figure 3.18 : Parcs éoliens terrestres du réseau IEEE-39 .....	75
Figure 3.19 : Parcs éoliens maritime du réseau IEEE-39.....	75
Figure 3.20 : Vitesse de rotation du rotor des 8 génératrices .....	77
Figure 3.21 : Puissance active échangée avec le réseau par les parcs éolien en mer et terrestres .	77
Figure 3.22 : Puissance réactive échangée avec le réseau par les parcs éoliens en mer .....	78
Figure 3.23 : Puissance réactive échangée avec le réseau par les parcs éoliens terrestres.....	78
Figure 4.1 : Représentation unifilaire du réseau 400 kV T0 .....	80
Figure 4.2 : Puissance électrique de sortie de la génératrice CAYIR .....	89
Figure 4.3 : Vitesse de rotation du rotor de la génératrice CAYIR.....	90
Figure 4.4 : Courant de défaut nœuds 39 : phase a (bleu, crête à 22.4kA), phase b (orange, crête à 30,2kA et phase c (jaune, crête à 24,5kA) .....	90
Figure 4.5 : Puissance électrique de sortie de la génératrice ST1 du nœud 34 .....	91
Figure 4.6 : Puissance électrique de sortie de la génératrice GT6 du nœud 34 .....	92
Figure 4.7 : Vitesse de rotation du rotor de la machine HAMIT ST1 du nœud 34.....	92
Figure 4.8 : Tension instantanée au nœud 35 .....	93
Figure 4.9 : Tension instantanée au nœud 16.....	93
Figure 4.10 : Diagramme du réseau T0 Wind .....	94
Figure 4.11 : Détail des éoliens connectés entre les nœuds 13 et 31 .....	95
Figure 4.12 : Puissance électrique de la génératrice connectée au nœud 23.....	97
Figure 4.13 : Vitesse du rotor de la génératrice connectée au nœud 23.....	97
Figure 4.14 : Puissance réelle échangée entre les parcs éoliens et le réseau.....	97
Figure 4.15 : Puissance réactive échangée entre les parcs éoliens et le réseau .....	98



Figure 5.1 : Vitesse de rotation du rotor des compensateurs synchrones (pu).....	114
Figure 5.2 : Vitesse de rotation des génératrices (pu).....	114
Figure 5.3 : Puissance électrique des Compensateurs synchrones (pu) .....	115
Figure 5.4 : Puissance électrique des génératrices (pu) .....	115
Figure 5.5 : Puissance électrique des compensateurs synchrones (pu) .....	116
Figure 5.6 : Puissance électrique des génératrices (pu) .....	116
Figure 5.7 : Courants dc de neutre des transformateurs (GEF : 2V/km) .....	118
Figure 5.8 : Tension de charges (GEF : 2V/km) .....	118
Figure 5.9 : Évolution des prises des OLTCs pour les transformateurs de charge (GEF : 5V/km) .....	119
Figure 5.10 : Tension de charges (GEF : 5V/km) .....	119
Figure 5.11 : Total des pertes réactives de tous les transformateurs de charge (GEF : 2V/km) ..	120



## LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AVR	Automatic Voltage Regulation
CP	Constant Parameters
EMT	Electromagnetic Transients
EMTP	Electromagnetic Transients Program
SVC	Source Voltage Converter
GEF	GeoElectric Field
GIC	Geomagnetic Induced Currents
GMDs	Geomagnetic Disturbances
MANA	Matrice d'admittance nodale augmentée
OLTCs	On-Load Tap Changers
SSR	Sub-Synchronous Resonance
pu	per-units



## **CHAPITRE 1 INTRODUCTION**

### **1.1 Les phénomènes transitoires et les besoins de modélisation**

L'étude des grands réseaux électriques dans un souci d'opération, de robustesse et de fiabilité est nécessaire grâce à l'utilisation d'outils d'implémentation et de simulation. Les logiciels de réseaux électriques d'études EMT sont conçus pour l'étude approfondie des transitoires électromagnétiques ainsi que l'étude de phénomènes plus lents, les transitoires électromécaniques.

#### **1.1.1 Les phénomènes transitoires**

Les phénomènes transitoires qui peuvent se produire et perturber le comportement d'un réseau peuvent être la ferrorésonance, la résonance sous-synchrone, la génération d'énergie renouvelable (éolienne, panneau solaire) et les phénomènes de foudre. Ces perturbations sont à l'origine de surtensions ou de pics de courant élevés qui peuvent à terme causer des pannes. Dans le but de mieux appréhender l'impact de ces différents phénomènes dans les réseaux électriques, il convient d'une part de modéliser ces réseaux électriques et de soumettre ces réseaux à ces perturbations. Le logiciel de réseau EMTP [1] [2] [3] ainsi que d'autres programmes de simulation transitoire de réseaux permettent l'étude de ces différents phénomènes. Les réseaux électriques opèrent normalement en régime permanent ou quasi-permanent. Toutefois, des opérations d'interrupteurs, des défauts, des phénomènes de foudre peuvent perturber ce régime en créant de grandes tensions ou de grands courants. Ils se classent aussi selon le type de phénomène transitoire à savoir les transitoires électromécaniques et les transitoires électromagnétiques.

Parmi les catégories de phénomènes dynamiques qui sont détaillés dans [4], on s'intéresse aux phénomènes électromagnétiques et électromécaniques. Les phénomènes électromagnétiques, dont l'échelle de temps est de l'ordre de quelques millisecondes, se produisent dans les enroulements des générateurs et moteurs, dans les réseaux électriques ou encore dans les éléments d'électronique de puissance, à l'origine de forts courants et couples. Ensuite, les phénomènes électromécaniques, dont l'échelle de temps est de l'ordre de la milliseconde et de la seconde concernent les champs et les inerties des rotors et proviennent des mouvements de masses tournantes de générateurs ou de moteurs suite à une manœuvre de commande du système de contrôle de tension. Aussi, on peut classer par plages de fréquences les phénomènes étudiés [5] :



- Oscillations de basses fréquences (surtensions temporaires): (0.1 Hz – 3 kHz);
- Transitoires de manœuvres : (50-20kHz);
- Phénomènes de foudre : (10kHz-3MHz);
- Oscillations de manœuvres (100 kHz – 50 MHz).

Plusieurs environnements logiciels peuvent être employés pour l'étude du comportement dynamique du réseau [6] et les modèles EMT [7], les plus précis en ce qui concerne les techniques de simulation et la représentation des composants du circuit avec plusieurs niveaux de détails. Il y a plusieurs logiciels de simulation des EMT comme EMTP, PSCAD, Hypersim et SymPowerSystems. Ces logiciels permettent l'étude approfondie des transitoires électromagnétiques dans les réseaux [8].

Les solveurs dans le domaine des phaseurs utilisés pour les études de stabilité se basent sur les données de séquence positive [9]. Cette approche, qui réduit les temps de calcul, ne prend pas en compte les phénomènes EMT. Ces logiciels présentent toutefois certaines limitations notamment parce que les valeurs du système sont assumées comme étant à la fréquence nominale. Les études menées sont en régime permanent ou quasi permanent lorsque les tensions et courants varient lentement. Il n'est pas possible de simuler des phénomènes rapides tels que ceux reliés à la commutation d'interrupteurs, ainsi que d'opérations qui donnent lieu à des harmoniques dont les fréquences ne sont pas proches de celle du régime permanent. En comparaison, les logiciels de type EMTP effectuent des simulations transitoires et en régime permanent avec une plus grande précision et incluent le traitement harmonique.

Le logiciel utilisé dans ce mémoire pour simuler les réseaux de grandes échelles est le logiciel EMTP [10] et son interface graphique utilisateur EMTPWorks [11]. Il permet d'effectuer des simulations de réseaux complexes avec une grande précision et permet l'évaluation des conséquences des orages magnétiques sur ces réseaux. EMTP est conçu pour une grande précision avec les possibilités mathématiques de résolution de réseau avec aucune limite en ce qui concerne le pas de temps de calcul. Il s'agit de simulations « hors ligne » dont les modèles sont valides pour une large bande de fréquences du courant dc aux MHz. Il constitue un atout en termes de simulation et d'analyse car ils permettent des pas de temps de l'ordre de la microseconde [12] :

- La simulation des transitoires électromagnétiques;



- La simulation des transitoires électromécaniques;
- La simulation dans le domaine du temps basé sur les circuits équivalents

### **1.1.2 Besoins et rareté des cas-tests pour la simulation EMT**

Dans la littérature, il existe plusieurs cas-tests pour les études de transitoires électromécaniques [13]. Dans le cas général, les cas-tests sont disponibles et présentés dans des annexes IEEE ou sur des sites web qui présentent les données dans un format souvent spécifique au logiciel employé pour l'étude. Cependant, les cas tests pour les études EMT sont rares. Le but de ce mémoire est de fournir ces cas tests et les documenter pour en présenter des données réutilisables avec plusieurs logiciels. Il convient donc d'être en mesure de modéliser ces réseaux et de les améliorer selon les besoins et les éléments de modélisation disponibles sur les logiciels de réseaux comme EMTP. En effet, les réseaux sont documentés avec des données de lignes en per unit par exemple et d'autre données manquantes comme les paramètres des transformateurs et des machines synchrones. Le but étant d'établir des moyens qui serviront de base aux différentes études menées par la communauté scientifique et permettront de présenter des réseaux prêts à être utilisés selon les études à mener : orages magnétiques, études de stabilités EMT, études de résonance sous-synchrone.

### **1.1.3 Données complémentaires requises pour un cas-test EMT**

Afin d'être bien modélisé, un cas-test nécessite différents types de données pour pouvoir simuler précisément et de manière réaliste les phénomènes EMT. Dans un premier lieu, les différents modèles de lignes de transmission, destinés à des usages plus ou moins spécifiques, qui sont employés peuvent être des sections-PI utilisé pour des représentations en régime permanent (50 ou 60 Hz), un modèle PI-exact utilisé pour des études fréquentielles, un modèle à paramètres constants (CP), un modèle à paramètres à dépendance fréquentielle (FD) [14] ou encore un modèle de type large-bande (WB) [15]. Le modèle en sections-PI est souvent utilisé pour des calculs de transfert d'énergie en régime permanent. Pour effectuer des analyses harmoniques, des lignes à dépendance fréquentielle ou Large-Bande sont requises [14]. Lorsque les lignes sont continuellement transposées, on utilise l'approche FD alors que pour des lignes non continuellement transposées, un modèle WB [15] est requis. En effet, les géométries de câble sont souvent complexes et les propriétés des matériaux, les épaisseurs d'isolation et le blindage des



conducteurs ne sont pas toujours parfaitement connues, ce qui rend la modélisation plus ardue. En hautes fréquences notamment, il est nécessaire de prendre en compte les phénomènes électromagnétiques tels que l'effet de peau et l'effet de proximité.

Ensuite, les transformateurs sont modélisés par des transformateurs parfaits auquel l'on rajoute la résistance des enroulements, une inductance de fuite primaire et secondaire ainsi qu'une branche magnétisante [10]. La résistance linéaire de magnétisation, connectée en parallèle avec la réactance de magnétisation est destinée à modéliser les pertes du circuit magnétique. Les paramètres du transformateur sont déterminés par la mesure (essais à vide et essais en court-circuit). Le modèle de transformateurs employé dans EMTP [10] permet l'intégration de non-linéarités et l'étude des interactions entre les transformateurs et le réseau lors de configuration réelles (comme c'est le cas lors d'un orage magnétique). Les courbes de saturation des transformateurs se basent sur des mesures de champ réalisées sur des unités monophasées de 300MVA de transformateur 765kV/120kV [16].

En ce qui concerne les charges, il y a deux classes de charges possibles. Une charge statique est une charge qui ne contient pas de moteur à induction, par exemple. Durant l'écoulement de puissance, une charge statique peut être soit à puissance constant, courant constant ou tension constant. Et durant la solution dans le domaine du temps, elle deviendra un composant équivalent RLC. Une charge dynamique quant à elle est composée d'un modèle équivalent dynamique. L'exactitude ainsi que la précision des données est assurée en se basant sur les standards IEEE.

## **1.2 Présentation des cas-tests développés dans ce mémoire**

### **1.2.1 Le réseau IEEE-39**

#### **1.2.1.1 Le réseau IEEE-39 : réseau de base**

Dans ce mémoire, plusieurs réseaux sont modélisés ou modifiés pour réaliser différentes études. Le premier réseau étudié dans ce mémoire consiste en le réseau IEEE-39 qui est un réseau équivalent du réseau de la Nouvelle-Angleterre, aux États-Unis et qui est une version modifiée du cas-test IEEE-39 [17]. Le réseau initialement fourni était le réseau IEEE-39 implémenté dans EMTP et disponible dans la littérature. Les principales données et paramètres qui ont servi à la modélisation et simulation du réseau sont présentées et les différents paramètres du réseau nécessaires à son implémentation sous EMTP sont détaillés, à savoir les lignes de transmission, les



données de transformation, la compensation réactive ainsi que les données de production et de consommation. Les différents niveaux de tension du réseau sont de 345 kV pour le réseau de transmission, 20kV pour les centrales de production et 25kV pour les charges. Les données représentent un équivalent du réseau de la Nouvelle-Angleterre tel qu'il l'était dans les années 1960. Le nœud 39 est considéré comme un nœud équivalent de l'interconnexion avec le réseau équivalent de New York. Le réseau IEEE-39 a été l'objet de plusieurs types d'études, une première approche consiste à étudier la stabilité transitoire de ce réseau, soumis à différents types de perturbations (défauts triphasé-terre suivi ou non d'un décrochage de lignes). Ce réseau est communément utilisé pour les études de stabilité de petites perturbations ou de stabilité dynamique.

### **1.2.1.2 Le réseau IEEE-39 : intégration d'éoliennes**

Dans un second temps, le réseau IEEE-39 est modifié afin d'intégrer une production éolienne. Une version avec de la production terrestre est implémentée en remplaçant des sources de production classiques modélisées par des machines synchrones par des parcs éoliens. Dans ce but les génératrices SM8 et SM10 ont été remplacées par des parcs éoliens terrestres.

## **1.2.2 Le réseau T0**

### **1.2.2.1 Le réseau T0 : cas de base**

Ensuite, un second réseau étudié est le réseau T0. Il s'agit d'un modèle pour les études transitoire appelé T0 dans ce rapport. Originellement, ce réseau a été développé pour des études de résonances sous-synchrones. Une autre application de ce réseau est envisagée ici, à savoir l'étude de stabilité transitoire et l'étude de l'impact d'intégration éolienne. Le réseau représente une partie du réseau de transmission et de production qui comporte 40 nœuds. Originellement, les nœuds sont nommés par le nom des postes sources et des postes de transmission et dans le réseau implémenté, les nœuds ont été numérotés de 1 à 40 afin de faciliter la lisibilité des analyses. La tension du réseau est de 400kV et la fréquence est de 50 Hz. Le réseau possède 35 génératrices constituées de Machines Synchrones donc la capacité de production est 6855 MVA. Elles comportent des Automatic Voltage Regulator (AVR), des excitatrices et PSS. Chaque machine synchrone est interfacée au réseau Haute Tension au travers de transformateur  $Y_g d$  dont les modèles ne tiennent pas en compte le phénomène de saturation. Les charges quant à elle sont prises comme étant passives à toutes



fréquences et représentées par leur modèle équivalent RLC. En effet, les données de charge ont été calculées à partir des résultats d'écoulement de puissance de 1989 [18]. Ce réseau est propice à l'étude de résonance sous-synchrone avec la présence notamment d'une source thermique (KANGAL) proche de compensateurs série, ce qui peuvent générer des SSR.

#### **1.2.2.2 Réseau T0 avec production éolienne**

Le réseau est modifié en ajoutant des éoliennes onshore entre les nœuds 39 et 31. Le réseau est similaire au précédent et les génératrices du poste 23 et 10 sont retirées. Puis, des parcs éoliens en mer sont ajoutés aux nœuds 04 et 05 en plus de l'addition du parc terrestre réalisé précédemment. Le parc offshore est connecté au réseau via 4 lignes de transmission (2 lignes de 20km et 2 lignes de 15km) représentés par leur modèle CP. La production totale est de 1057,5 MW qui consistent en 3 parcs de 352,5 MW de 235 éoliennes de type-III de 1.5 MW. Les parcs sont connectés par des liaisons HVDC qui se composent d'une station Modular Multilevel Converter (MMC) ac/dc de puissance 500MVA.

### **1.2.3 Le réseau IEEE-118**

#### **1.2.3.1 Le réseau IEEE-118 modifié**

Le réseau IEEE-118 Barres représente une portion du réseau électrique américain dans le Midwest des États-Unis tel qu'il était en décembre 1962 [19]. La référence [19] présente les données dans le format standard IEEE comme les données d'écoulement de puissance, les niveaux de tension à chaque nœud du circuit ainsi que l'impédance totale des lignes de transmission en per-units. Ce réseau dispose de 177 lignes de transmission, 91 charges, 9 transformateurs Haute Tension et 54 unités de production (19 générateurs et 35 condensateurs synchrones). Le réseau contient deux niveaux de tension (138kV et 345kV) et la fréquence du réseau est de 60Hz. Il s'avère que ce réseau a été développé et documenté dans le but d'études transitoires et d'études géomagnétiques. Dans un premier temps le réseau a été construit en utilisant les données originelles puis des modifications ont été apportées à ce réseau dans le but de respecter les standards électriques et de l'adapter pour le type de simulations réalisées.

Ce mémoire fournit les justifications quant aux choix des différentes modifications effectuées qui sont dues au manque initial des informations ou à l'adaptation du réseau pour le type d'études



réalisées. En effet, les données des lignes de transmission sont originellement données en pu (per-unit), ce qui peut être utilisé pour construire des modèles du réseau dans le domaine des phaseurs pour des études d'écoulement de puissance, ce qui n'est pas suffisant pour les simulations de phénomènes transitoires électromagnétiques, qui nécessitent d'autres données complémentaires. Dans ce mémoire, des données additionnelles sont fournies comme les données électriques et mécaniques des machines synchrones, les données des transformateurs, les caractéristiques de saturation ou encore une modélisation précise des lignes de transmissions. Le réseau ainsi construit fournit un cas de réseau grande échelle pour la littérature scientifique, dont toutes les données sont détaillées et correspondent à des standards employés dans le réseau électrique nord-américain. Beaucoup de ces données sont accessibles dans le domaine public.

### **1.2.3.2 Le réseau IEEE-118 GMD**

Une version de ce réseau est adaptée pour les études géomagnétiques. Elle comporte les mêmes éléments que le réseau de base auquel s'ajoutent les éléments de simulations pour les perturbations géomagnétiques. Ce réseau IEEE-118GMD permettra l'étude des perturbations géomagnétiques, de l'effondrement de tension et la mesure des pertes réactives supplémentaires.

## **1.3 Contributions du mémoire**

L'objectif général de ce projet de recherche consiste à développer et améliorer des cas-tests afin de pouvoir simuler différents phénomènes de transitoires électromagnétiques et de fournir des benchmarks pour la recherche sur les méthodes de calcul et modèles dans les logiciels de simulation des transitoires électromagnétiques. Ainsi, afin de pouvoir réaliser cela, un autre objectif du projet est de fournir différentes données standards issues des pratiques des exploitants de réseaux et de la littérature scientifique, ce qui va permettre d'enrichir les cas-tests disponibles pour la communauté scientifique. Dans le domaine EMTP, les réseaux sont modélisés en circuit et sans l'utilisation de per-unit, alors que plusieurs données de réseaux utilisent les per-units. Plusieurs contributions originales ont été réalisées dans le cadre de ce projet de maîtrise afin de fournir des benchmarks fonctionnels:

- Modification du réseau IEEE-39, réseau équivalent de la Nouvelle-Angleterre : en partant du réseau existant pour les cas suivants, nous allons les modifier en y ajoutant les données



de lignes, des transformateurs pour réaliser un réseau de base IEEE-39 de type EMT. Ensuite une version avec introduction d'éolienne est réalisée en partant du cas de base.

- Présentation et ajustement du réseau T0 pour la production éolienne (onshore et un mélange onshore et offshore).
- Pour le réseau IEEE-118, l'objectif était l'implémentation sous EMTP ainsi que la démonstration de la validité du réseau. Ce modèle de réseau permettra de déterminer les harmoniques du réseau, les pertes réactives supplémentaires des transformateurs dues à la saturation du cœur des transformateurs pour des champs géoélectriques uniformes et non uniformes (qui se basent sur des relevés lors d'orages magnétiques).



## CHAPITRE 2    DONNÉES TYPIQUES POUR MODÉLISATIONS EMT

Une partie essentielle de développement des cas tests consiste à utiliser les données adéquates ainsi que les modèles requis. Ce mémoire utilise les données typiques basées sur les standards IEEE pour s'assurer de leur précision et ce chapitre récapitule ces données et modèles des composants qui seront utilisés dans les cas tests développés. La documentation de ces cas-tests a pour but de documenter et d'enrichir l'éventail de cas-tests existants. En effet, dans la littérature, un réseau communément utilisé est le réseau IEEE-39 qui est utilisé pour divers types d'études étude de congestion, de stabilité et études magnétiques. De plus, ce réseau présente plusieurs irrégularités dans les données originelles. Tout d'abord, une approche précise consiste à représenter les éléments du circuit électrique et à effectuer des simulations dans le domaine du temps, qui constitue l'approche par large bande de fréquence et qui simule les transitoires électromagnétiques. La procédure consiste à fournir les données du réseau en se basant sur les standards originels du réseau et ensuite en modifiant éventuellement ces données pour les adapter. Ensuite, il convient de présenter les résultats de référence qui valideront le comportement du réseau.

### 2.1 Données standards des lignes de transmission

Avec les progrès réalisés avec des moteurs de calculs de haute performance, cela permet la modélisation plus précise des lignes de transmission. Tout d'abord, le modèle classique de lignes avec dépendance fréquentielle des paramètres électriques ainsi que le modèle large-bande (WB) sont présentés dans [14] et [15]. Les réseaux électriques développés dans ce mémoire présentent plusieurs lignes de transport (ou câbles) de différentes longueurs (lignes courtes et longues). Les lignes présentes dans la librairie EMTP [10] [20] sont :

- Section PI simple pour régime permanent (50 ou 60 Hz);
- Modèle PI-exact utilisé pour des études fréquentielles;
- Modèle à paramètres constants (CP);
- Modèle à paramètres à dépendance fréquentielle (FD);
- Modèle de type large-bande (WB).

Dans le modèle à paramètres localisés, la ligne se représente via une résistance et inductance en série avec une capacité en parallèle et s'emploie pour des simulations dans le domaine du temps.



Avec une ligne modélisée en sections-PI (PI-simple), l'impédance est suffisamment précise à la fréquence nominale uniquement et le modèle ne peut représenter la transmission du signal le long de la ligne du fait de l'absence de dépendance fréquentielle. Il ne permet pas de prendre en compte l'effet de peau et l'effet de proximité. Ce modèle est trop imprécis pour les études de phénomènes de type EMT et est employé pour des calculs de transfert d'énergie en régime permanent. Comme, il est possible de le remarquer, une modélisation non adéquate peut entraîner des imprécisions comme dans celui du lieu d'un défaut, [31] et [32]. Ce mémoire est basé sur l'utilisation du modèle CP et des sections-PI, mais l'approche est aussi applicable aux modèles plus complexes (comme le modèle FD) comme expliqué dans [21].

### 2.1.1 Détails d'une ligne de transmission

Dans le domaine du temps, les lignes de transmission à paramètres distribués sont représentées en utilisant un élément infinitésimal représenté en Figure 2.1.

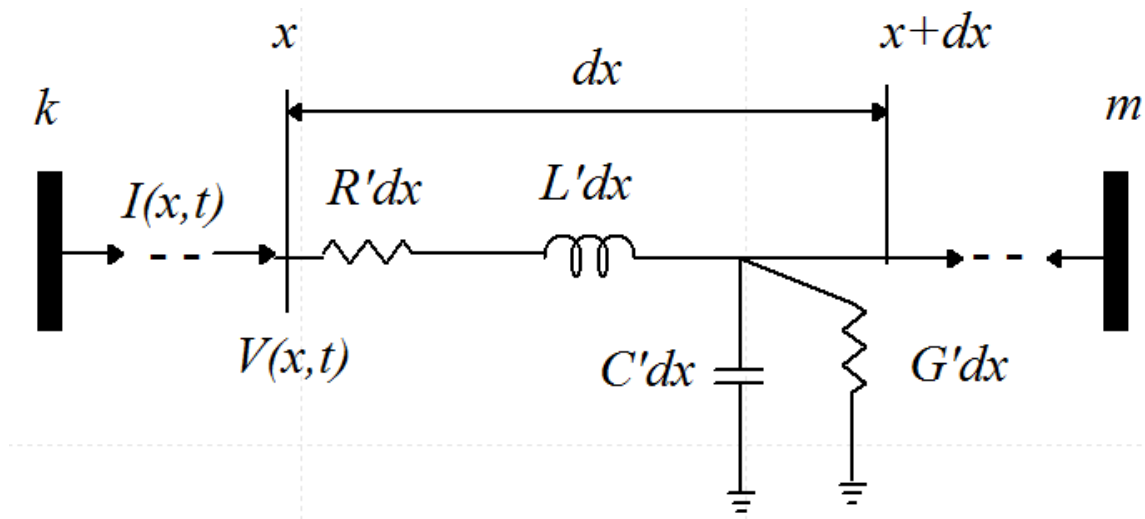


Figure 2.1 : Modèle de ligne à paramètres distribués

Les équations de base dans le domaine fréquentiel pour une ligne monophasée à paramètres distribués peuvent s'écrire comme illustré dans les équations (2.1) et (2.2) [22] en notant avec un «prime» pour les variables linéiques (par unité de longueur  $dx$ ) :



$$\frac{dV(x,t)}{dx} = -R' I(x,t) - L' \frac{dI(x,t)}{dt} \quad (2.1)$$

$$\frac{dI(x,t)}{dx} = -G' V(x,t) - C' \frac{dV(x,t)}{dt} \quad (2.2)$$

En appliquant la transformée de Laplace et en écrivant  $Z' = R' + sL'$  et  $Y' = G' + sC'$ , les équations (2.1) et (2.2) deviennent :

$$\frac{dV(x,s)}{dx} = -Z' I(x,s) \quad (2.3)$$

$$\frac{dI(x,s)}{dx} = -Y' V(x,s) \quad (2.4)$$

En dérivant les formules (2.3) et (2.4), il est possible d'aboutir à :

$$\frac{d^2V(x,s)}{dx^2} = \gamma^2 V(x,s) \quad (2.5)$$

$$\frac{d^2I(x,s)}{dx^2} = \gamma^2 I(x,s) \quad (2.6)$$

On peut écrire la constante de propagation  $\gamma$  en utilisant les variables  $\alpha$  et  $\beta$  qui sont respectivement les constantes d'atténuation et de phase :

$$\gamma = \sqrt{(R' + sL')(G' + sC')} = \alpha + j\beta \quad (2.7)$$

En notant l'impédance caractéristique  $Z$ , on obtient :

$$Z = \sqrt{\frac{Z'}{Y'}} = \sqrt{\frac{R' + sL'}{G' + sC'}} \quad (2.8)$$

Si l'on considère le modèle à dépendance fréquentielle, il s'avère qu'il est un complément du précédent dans le sens où sont prises en compte les variations fréquentielles dues à l'effet de peau et de proximité. Donc, les matrices d'impédance et d'admittance dépendent de la fréquence. Dans l'étude et la construction des différents cas-tests, les lignes principalement employées seront des modèles CP avec toutefois des implémentations des paramètres à dépendance fréquentielle qui sont plus complexes et surtout qui nécessitent plus de temps de calcul lors des simulations dans le domaine du temps. Or, accroître le temps de calcul peut être pénalisant pour certains types d'études



comme les études géomagnétiques. L'outil de calcul d'EMTP [10] fournit les données de lignes depuis une configuration de tour sous forme de fichier au format .csv qui, une fois chargée dans l'outil Line Data d'EMTP, affiche les valeurs de séquences directe et homopolaire des paramètres  $R'$ ,  $Z_s$  et  $\tau$  qui correspondent respectivement à la résistance linéique ( $\Omega/\text{km}$ ), l'impédance caractéristique ( $\Omega$ ) et le délai de propagation (s) :

$$Z_s = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (2.9)$$

$$\tau = l\sqrt{LC'} \quad (2.10)$$

Finalement, on obtient :

$$L' = \frac{Z_s \tau}{l} \quad (2.11)$$

$$C' = \frac{\tau}{lZ_s} \quad (2.12)$$

### 2.1.2 Données linéiques de séquence des lignes de transmission

Dans la plupart des cas-tests, les données de lignes sont disponibles en pu et il convient de les convertir vers les données qui serviront à modéliser les lignes sous EMTP [10]. En ce qui concerne les conducteurs, il y a plusieurs types de conducteurs en aluminium communément utilisés :

- All Aluminium conductor (AAC);
- All aluminium alloy conductor (AAAC);
- Aluminium conductor alloy reinforced (ACAR);
- Aluminium conductor steel reinforced (ACSR).

Le conducteur ACSR est le conducteur le plus communément utilisé au regard de certains critères. Tout d'abord, il est moins cher que les conducteurs en cuivre de mêmes caractéristiques électriques, il permet de réduire les pertes couronnes via un plus large diamètre du conducteur et le conducteur a une force mécanique supérieure. De plus, avoir une configuration avec plusieurs conducteurs par phases permet de réduire les pertes le long de la ligne ainsi que l'effet de peau et l'effet couronne. Aussi, l'inductance de ligne est considérablement réduite ce qui permet d'augmenter la capacité de



transfert de puissance de la ligne de transmission [23]. Quant à eux, les fils de garde sont utilisés pour protéger les pylônes de la foudre et peuvent aussi contenir des câbles de communication en fibre optique. Les lignes haute tension comportent des conducteurs de garde en contact électriques avec la connexion à la terre au sommet des pylônes qui servent à protéger les ouvrages des impacts de la foudre. Plusieurs configurations existent pour les pylônes des lignes de transmission qui peuvent être un pylône en treillis, en acier ou en bois. Les lignes aériennes nécessitent une séparation spatiale entre les conducteurs de phase (qui transmettent la puissance) et les fils de garde. Les structures peuvent être en acier monotube, typiquement utilisé dans des zones urbaines qui nécessitent des tours hautes et l’empreinte du pylône au sol est réduite toutefois, il s’agit d’une installation coûteuse de grande hauteur ou en H avec une ossature en bois : typiquement utilisée dans des zones rurales car il s’agit d’une structure peu coûteuse. On peut présenter des lignes typiques pour quelques niveaux de tensions standards. En se basant sur [9], on peut avancer les valeurs typiques suivantes de paramètres linéiques de séquence directe, synthétisées dans le Tableau 2.1. Les schémas de représentation des lignes ont été réalisés via l’éditeur de symbole d’EMTP [10].

Tableau 2.1 : Impédances de séquence directe et homopolaire typiques

$V_{base} \text{ (kV}_{rmsLL} \text{ )}$	69	120	230	345	500	765
$R_1 \text{ (}\Omega/\text{km)}$	0,12	0.06	0.05	0.037	0.028	0.012
$X_1 \text{ (}\Omega/\text{km)}$	0,45	0.50	0.488	0.367	0.325	0.329
$B_1 \text{ (}\mu\text{S/km)}$	4,1	3.33	3.37	4.52	5.20	4.98
$R_0 \text{ (}\Omega/\text{km)}$	0,32	0,30	0,37	0,25	0,3	0,27
$X_0 \text{ (}\Omega/\text{km)}$	1,8	1,58	1,33	1,37	1,3	1,03
$B_0 \text{ (}\mu\text{S/km)}$	1,8	2,1	2,13	2,4	2,7	3,11



### 2.1.2.1 Ligne 69kV

Tout d'abord, il est possible de présenter une ligne 69kV. La configuration du pylône est présentée dans la Figure 2.2. Il s'agit d'un modèle de ligne provenant d'une ligne 69kV [24]. Une fois implémenté, on trouve les données des conducteurs dans le Tableau 2.2 et de séquence présentées dans le Tableau 2.3.

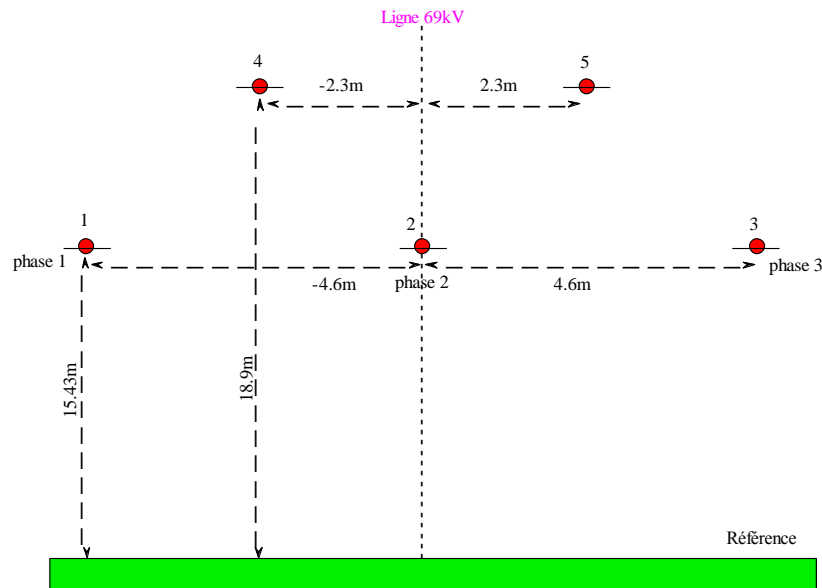


Figure 2.2 : Configuration géométrique de la ligne 69kV

Tableau 2.2 : Données des conducteurs

Conducteur	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)
Conducteur de phase (2/0 ACSR)	0.413	1.135
Fil de garde (3/8 EHS 7)	3.4	0.326

Tableau 2.3 : Données de séquence de la ligne 69kV

$R'_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B'_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R'_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B'_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
0.775	1.45	1.96	0.414	0.54	3.06



### 2.1.2.2 Ligne 120kV

Pour une ligne 120kV typique la configuration du pylône est présentée dans le Tableau 2.4. Une fois implémentée, on trouve les données de séquence présentées dans le Tableau 2.5. La Figure 2.3 montre la disposition géométrique des conducteurs de phase et des fils de garde. Les conducteurs de phase disposent de 2 conducteurs par phase espacé de 45.7cm.

Tableau 2.4 : Données des conducteurs pour une ligne 120kV

Conducteur	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)
Conducteur de phase	0.0574	2.392
Fil de garde	0.71	1.4

Tableau 2.5 : Données de séquence de la ligne 120kV

$R'_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B'_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R'_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B'_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
0.0541	1.080	2.537	0.0601	0.504	3.331

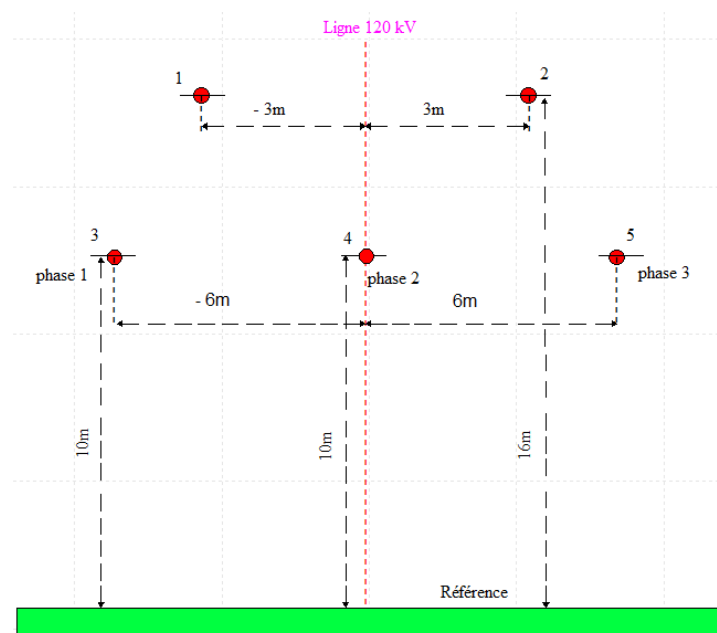


Figure 2.3 : Configuration géométrique d'une ligne 120kV



### 2.1.2.3 Ligne 345kV

Un exemple de ligne de transmission à 345kV est présenté dans cette section. Les données de séquences ont été générées via la configuration de la tour et dépendent uniquement de la longueur de ligne. Il s'agit d'une tour typique à 345kV [9]. La Figure 2.4 montre la géométrie du pylône et le Tableau 2.6 et le Tableau 2.7 montrent les paramètres de séquence et la géométrie des conducteurs. Les conducteurs de phase disposent de 2 conducteurs par phase espacé de 45.7cm.

Tableau 2.6 : Données des conducteurs

Conducteur	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)
Conducteur de phase	0.0733	2.54
Fil de garde	1.6216	0.9804

Tableau 2.7 : Paramètres linéiques des lignes de transmission 345kV

$R_0'$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_0'$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_0'$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R_1'$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_1'$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_1'$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
1.3625	0.718996	2.74	0.098097	0.36058	4.49

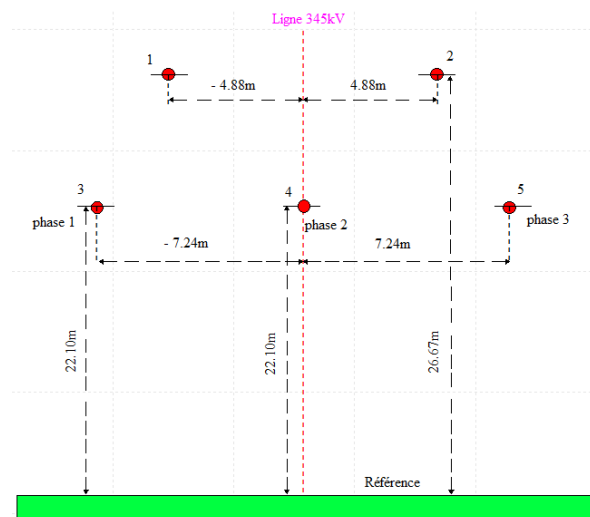


Figure 2.4 : Géométrie d'une ligne aérienne typique à 345kV







On observe que ces données sont en accord avec les standards présentés dans le Tableau 2.1 et serviront de base pour les réseaux construits qui seront détaillés dans ce mémoire.

### 2.1.3 Conversion des paramètres de lignes

Afin de modéliser une ligne électrique, on peut se baser sur les données géométriques ainsi que sur les données des conducteurs de phase et de terre. Selon la modèle de ligne que l'on désire employer dans l'implémentation d'un réseau, les données nécessaires diffèrent. En effet, pour une ligne constituée de sections-PI, les données de séquence des conducteurs suffisent à pouvoir modéliser la ligne de transmission. En ce qui concerne les lignes CP, si l'on considère la longueur  $l$  de la ligne, les paramètres linéiques de séquence homopolaire  $R'_0$ ,  $X'_0$  et  $B'_0$  respectivement en  $\Omega/\text{km}$ ,  $\Omega/\text{km}$ ,  $\mu\text{S}/\text{km}$  et de séquence directe  $R'_1$ ,  $X'_1$  et  $B'_1$  respectivement en  $\Omega/\text{km}$ ,  $\Omega/\text{km}$ ,  $\mu\text{S}/\text{km}$ , il est possible d'écrire les équations (2.13) et (2.14) en se basant sur [22] :

$$Z'_0 = R'_0 + jX'_0 \quad (2.13)$$

$$Y'_0 = B'_0 \quad (2.14)$$

On introduit l'impédance caractéristique  $Z_c$  :

$$Z_{c0} = \sqrt{\frac{Z'_0}{Y'_0}} \quad (2.15)$$

$$\gamma_0 = \sqrt{Z'_0 Y'_0} \quad (2.16)$$

$$Z_0 = Z_{c0} \sinh(\gamma_0 l) \quad (2.17)$$

Ayant ainsi obtenu l'impédance, on peut en déduire la résistance  $R_0$  et la réactance  $X_0$  en prenant la partie réelle et imaginaire de l'impédance :

$$R_0 = \text{Re}(Z_0) \quad (2.18)$$

$$X_0 = \text{Im}(Z_0) \quad (2.19)$$

$$B_0 = 2 \text{Im}\left(\frac{\tanh(\gamma_0 l)}{Z_{c0}}\right) \quad (2.20)$$



La procédure est identique pour obtenir la résistance, réactance et capacitance de séquence directe :

$$R_1 = \text{Re}(Z_1) \quad (2.21)$$

$$X_1 = \text{Im}(Z_1) \quad (2.22)$$

$$B_1 = 2 \text{Im}\left(\frac{\tanh(\gamma_1 l)}{Z_{c1}}\right) \quad (2.23)$$

#### 2.1.4 Compensation des lignes de transmission

Il est possible de traiter l'utilisation des capacités et des inductances de compensation dans un réseau électrique. Il existe 4 types de compensations qui utilisent des capacités ou des inductances qui peuvent être utilisées de manière permanente dans le réseau ou connectée via des interrupteurs :

- Condensateur shunt : Dans le cas de capacités shunt, leurs rôles étant de fournir de la puissance réactive au point d'interconnexion et de servir de support de tension.
- Inductance shunt : En ce qui concerne les inductances, elles permettent d'absorber de la puissance réactive en excès du réseau et une réduction de la tension dans la région proche du point d'interconnexion.
- Capacité disposée en série : elle permet d'améliorer la stabilité de tension et la réduction de pertes réactives. Un avantage du placement en série est la nature « autorégulatrice » qui fait qu'à la différence du placement en parallèle, les condensateurs séries produisent plus de puissance réactive quand le flux de puissance augmente. Cependant, la résonance sous-synchrone peut apparaître avec un circuit résonant série.
- Inductance série : Cela permet de limiter les courants de défauts et les oscillations de puissances entre génératrices.

#### 2.1.5 Vérification de l'exactitude des modèles de lignes

Un des premiers critères à vérifier à propos des lignes de transmission est que la vitesse de propagation des lignes de transmission est inférieure à celle de la lumière, critère qui doit être vérifié dans les benchmarks réalisés. Le Tableau 2.10 présente les intervalles des paramètres de séquence des lignes de transmission. La vitesse de propagation peut s'écrire comme dans (2.24) avec  $L'$  et  $C'$  étant les inductances et capacités linéiques de la ligne de transmission considérée :



$$v = \frac{1}{\sqrt{LC'}} \quad (2.24)$$

Tableau 2.10 : Intervalle des paramètres de séquence des lignes

$X_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$B_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$X_0 / R_0$	$X_1 / R_1$	$X_0 / X_1$
[0.6 – 2]	[0.2 – 0.6]	[1 – 8]	[2 -10]	[2 – 30]	[5 – 80]	[2 – 5]

On peut ainsi vérifier que les paramètres de lignes se trouvent dans les bons intervalles. Toutes les données des lignes modélisées doivent être comparées et validées en utilisant celles obtenues des différentes sources à disposition [25] [26].

## 2.2 Modélisation des lignes de transmission

### 2.2.1 Cas du réseau IEEE-39

Prenons l'exemple de la modélisation des lignes du réseau IEEE-39. Initialement, les impédances de lignes  $R$ ,  $X$  et  $B$  de ce cas-test sont fournies en pu, tel qu'indiqué dans le



Tableau 2.11 [27]. Il convient de convertir ces données en  $\Omega/\text{km}$  et  $\mu\text{S}/\text{km}$ , afin de pouvoir modéliser les lignes sous EMTP [10]. Pour cette étude, on considère des lignes équilibrées et continuellement transposées avec les données de séquences directes et indirectes qui sont assumées comme étant égales.



Tableau 2.11 : Données initiales des lignes de transmission du réseau IEEE-39 en pu

Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)	Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)
01_02	0.0035	0.0411	0.6987	13_14	0.0009	0.0101	0.1723
01_39	0.001	0.025	0.75	14_15	0.0018	0.0217	0.366
02_03	0.0013	0.0151	0.2572	15_16	0.0009	0.0094	0.171
02_25	0.007	0.0086	0.146	16_17	0.0007	0.0089	0.1342
03_04	0.0013	0.0213	0.2214	16_19	0.0016	0.0195	0.304
03_18	0.0011	0.0133	0.2138	16_21	0.0008	0.0135	0.2548
04_05	0.0008	0.0128	0.1342	16_24	0.0003	0.0059	0.068
04_14	0.0008	0.0129	0.1382	17_18	0.0007	0.0082	0.1319
05_06	0.0002	0.0026	0.0434	17_27	0.0013	0.0173	0.3216
05_08	0.0008	0.0112	0.1476	21_22	0.0008	0.014	0.2565
06_07	0.0006	0.0092	0.113	22_23	0.0006	0.0096	0.1846
06_11	0.0007	0.0082	0.1389	23_24	0.0022	0.035	0.361
07_08	0.0004	0.0046	0.078	25_26	0.0032	0.0323	0.513
08_09	0.0023	0.0363	0.3804	26_27	0.0014	0.0147	0.2396
09_39	0.001	0.025	1.2	26_28	0.0043	0.0474	0.7802
10_11	0.0004	0.0043	0.0729	26_29	0.0057	0.0625	1.029
10_13	0.0004	0.0043	0.0729	28_29	0.0014	0.0151	0.249

Dans un premier temps, au regard des données du



Tableau 2.11 qui représente les données de séquence directe, on calcule le ratio  $X/R$  des paramètres de séquence directe pour chaque ligne, tel que présenté dans le Tableau 2.12.

Tableau 2.12 : Ratios X/R des lignes de transmission du réseau IEEE-39

Ligne	$X/R$	Ligne	$X/R$	Ligne	$X/R$	Ligne	$X/R$	Ligne	$X/R$
01_02	11.7	04_14	16.1	09_39	25.0	16_19	12.2	23_24	15.9
01_39	25.0	05_06	13.0	10_11	10.8	16_21	16.9	25_26	10.1
02_03	11.6	05_08	14.0	10_13	10.8	16_24	19.7	26_27	10.5
02_25	1.2	06_07	15.3	13_14	11.2	17_18	11.7	26_28	11.0
03_04	16.4	06_11	11.7	14_15	12.1	17_27	13.3	26_29	11.0
03_18	12.1	07_08	11.5	15_16	10.4	21_22	17.5	28_29	10.8
04_05	16.0	08_09	15.8	16_17	12.7	22_23	16.0		

Tout d'abord, on observe que le ratio  $X/R$  pour les lignes est compris entre 10 et 25 à l'exception de la ligne 02\_25. Par conséquent, la valeur initiale de la résistance de ligne de 0.007pu de la ligne 2-25 a été corrigée à 0.0007pu, en effet sans cela, le ratio  $X/R$  était proche de 1, ce qui contredit les standards comme présenté dans le Tableau 2.10. Les autres ratios sont dans un intervalle convenable. Ensuite, à partir de la tension de référence de 345kV et de la puissance nominale  $S_{base}$  de 100MVA, qui est la puissance de base de ce réseau, il est possible de calculer l'impédance de base  $Z_{base}$  qui est de 1190Ω en utilisant la formule (2.25) :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2.25)$$

Puis, une fois calculées, les données de séquence directe en Ω et μS, il convient de trouver les longueurs de lignes. En effet, pour avoir des modèles de lignes réalistes, il faut pouvoir disposer des longueurs de ligne. Afin d'en déduire les longueurs de lignes à partir des données d'impédance et en assumant le fait que la vitesse de propagation des lignes étant proche de la vitesse de la lumière, on peut l'approximer par  $c$  la vitesse de la lumière. On peut écrire, en considérant  $X$  comme l'inductance,  $\omega$  la pulsation en rad/s,  $l$  la longueur de ligne,  $L'$  l'impédance linéique :



$$X = wL = w(lL') \quad (2.26)$$

$$B = wC = w(lC') \quad (2.27)$$

De sorte que l'on puisse trouver la longueur de lignes comme pouvant s'écrire :

$$l = \frac{c}{w} \sqrt{XB} \quad (2.28)$$

Grâce à la formule(2.28), on obtient les longueurs présentées dans le Tableau 2.13. Une fois les longueurs déterminées, les paramètres linéiques en ( $\Omega/\text{km}$ ) et ( $\mu\text{S}/\text{km}$ ) de séquence directe des lignes sont déterminés comme illustré dans le Tableau 2.14. Il est possible d'isoler différentes lignes qui ont sensiblement les mêmes paramètres, c'est-à-dire qui ont des inductances et susceptances linéiques similaires. Ainsi, en considérant les différentes lignes de transmissions qui se pratiquent dans les réseaux électriques nord-américains, on peut déterminer les données de lignes du réseau IEEE-39.

Tableau 2.13 : Longueurs des lignes de transmission du réseau IEEE-39

Ligne	$l$ (km)	Ligne	$l$ (km)	Ligne	$l$ (km)	Ligne	$l$ (km)	Ligne	$l$ (km)
01_02	134.8	04_14	33.6	09_39	137.8	16_19	61.3	23_24	89.4
01_39	109.0	05_06	8.5	10_11	14.1	16_21	46.7	25_26	102.4
02_03	49.6	05_08	32.4	10_13	14.1	16_24	15.9	26_27	47.2
02_25	28.2	06_07	25.7	13_14	33.2	17_18	26.2	26_28	153.0
03_04	54.6	06_11	26.9	14_15	70.9	17_27	59.4	26_29	201.8
03_18	42.4	07_08	15.1	15_16	31.9	21_22	47.7	28_29	48.8
04_05	33.0	08_09	93.5	16_17	27.5	22_23	33.5		



Tableau 2.14 : Paramètres linéiques de séquence directe des lignes de transmission

Ligne	$R'_l$	$X'_l$	$B'_l$	Ligne	$R'_l$	$X'_l$	$B'_l$
01_02	0.0309	0.36	4.35	28_29	0.0342	0.37	4.29
02_03	0.0312	0.36	4.36	01_39	0.01092	0.27	5.78
03_18	0.0309	0.37	4.23	02_03	0.02040	0.34	4.59
05_06	0.0282	0.37	4.31	03_18	0.02607	0.35	4.55
06_11	0.0310	0.36	4.35	21_22	0.01997	0.35	4.52
07_08	0.0316	0.36	4.35	22_23	0.02132	0.34	4.63
10_11	0.0338	0.36	4.35	02_25	0.02955	0.36	4.35
10_13	0.0338	0.36	4.35	15_16	0.03358	0.35	4.50
13_14	0.0323	0.36	4.36	03_04	0.02832	0.46	3.40
14_15	0.0302	0.36	4.34	04_05	0.02887	0.46	3.42
16_17	0.0303	0.39	4.10	04_14	0.02834	0.46	3.46
16_19	0.0311	0.38	4.17	05_08	0.02943	0.41	3.83
17_18	0.0318	0.37	4.23	06_07	0.02783	0.43	3.70
25_26	0.0372	0.38	4.21	08_09	0.02928	0.46	3.42
26_27	0.0353	0.37	4.26	16_24	0.02240	0.44	3.58
26_28	0.0335	0.37	4.28	23_24	0.02927	0.47	3.39
26_29	0.0336	0.37	4.28	09_39	0.0086	0.22	7.31

En se basant sur [28], on récapitule les différentes configurations de lignes choisies. On considère des conducteurs solides, une perméabilité relative de 1 et la résistivité de la Terre est prise comme égale à  $100 \Omega m$ . Tous les conducteurs de phases sont mis en paquet pour toutes les lignes avec 2 conducteurs par paquet espacé de 45,72cm. On peut ainsi obtenir 5 différents types de données de lignes qui sont explicités du Tableau 2.15 à Tableau 2.19 :



Tableau 2.15 : Données des pylônes des lignes de type 1

Numéro	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)	$h$ (m)	$H$ (m)
0	1.622	0.984	-4.88	26.67
0	1.622	0.984	4.88	26.67
1	0.0733	2.54	-7.239	22.098
2	0.0733	2.54	0	22.098
3	0.0733	2.54	7.239	22.098

Tableau 2.16 : Données des pylônes des lignes de type 2

Numéro	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)	$h$ (m)	$H$ (m)
0	0.854	1.23	-5.03	26.67
0	0.854	1.23	5.03	26.67
1	0.027	4.48	-7.47	21.34
2	0.027	4.48	0	21.34
3	0.027	4.48	7.47	21.34

Tableau 2.17 : Données des pylônes des lignes de type 3

Numéro	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)	$h$ (m)	$H$ (m)
0	0.137	2.29	-6.55	42.37
0	0.137	2.29	6.55	42.37
1	0.046	3.51	-9.75	39.27
2	0.046	3.51	0	39.27
3	0.046	3.51	9.75	39.27



Tableau 2.18 : Données des pylônes des lignes de type 4

Numéro	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)	$h$ (m)	$H$ (m)
0	0.136	0.98	-6.55	28.8
0	0.136	0.98	6.55	28.8
1	0.06	2.96	-9.75	23.77
2	0.06	2.96	0	23.77
3	0.06	2.96	9.75	23.77

Tableau 2.19 : Données des pylônes des lignes de type 5

Numéro	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)	$h$ (m)	$H$ (m)
0	0.136	0.98	-5.18	41.29
0	0.136	0.98	5.18	41.29
1	0.036	2.98	-4.34	38.55
1	0.036	2.98	4.34	38.55
2	0.036	2.98	-6.48	30.78
2	0.036	2.98	6.48	30.78
3	0.036	2.98	-4.34	23.16
3	0.036	2.98	4.34	23.16

### 2.2.2 Cas du réseau IEEE-118

Cette section détaille l'approche de modélisation des lignes de transmission du réseau IEEE-118. Les données initiales du benchmark fournissaient les impédances des lignes en pu [19]. Le Tableau 2.20 à Tableau 2.23 présentent les données initiales des lignes de transmission avec  $R$ ,  $X$  et  $B$  donnés en pu. Les tensions de base du réseau sont 138kV et 345kV et une puissance de base de 100MVA. Les tensions de base du réseau sont 138kV et 345kV et une puissance de base de 100MVA. Afin de développer une représentation plus précise des lignes de transmission (représentation à paramètres constants CP), il convient de disposer des longueurs de lignes électriques ainsi que des résistances, inductance et capacitance linéiques. Or, ces données ne sont



pas fournies dans les paramètres originels. Pour les calculer, il est possible d'utiliser les valeurs typiques à 138kV et 345kV pour les lignes comme il est renseigné dans [29] pour compléter les paramètres du circuit et ne pas avoir des vitesses de propagation qui excède la vitesse de la lumière.

Tableau 2.20 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 001\_002 à 037\_039)

Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)	Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)
001_002	0.030	0.100	0.025	019_020	0.025	0.117	0.030
001_003	0.013	0.042	0.011	015_019	0.012	0.039	0.010
004_005	0.002	0.008	0.002	020_021	0.018	0.085	0.022
003_005	0.024	0.108	0.028	021_022	0.021	0.097	0.025
005_006	0.012	0.054	0.014	022_023	0.034	0.159	0.040
006_007	0.005	0.021	0.006	023_024	0.014	0.049	0.050
008_009	0.002	0.031	1.162	023_025	0.016	0.080	0.086
009_010	0.003	0.032	1.230	025_027	0.032	0.163	0.176
004_011	0.021	0.069	0.017	027_028	0.019	0.086	0.022
005_011	0.020	0.068	0.017	028_029	0.024	0.094	0.024
011_012	0.006	0.020	0.005	008_030	0.004	0.050	0.514
002_012	0.019	0.062	0.016	026_030	0.008	0.086	0.908
003_012	0.048	0.160	0.041	017_031	0.047	0.156	0.040
007_012	0.009	0.034	0.009	029_031	0.011	0.033	0.008
011_013	0.022	0.073	0.019	023_032	0.032	0.115	0.117
012_014	0.022	0.071	0.018	031_032	0.030	0.099	0.025
013_015	0.074	0.244	0.063	027_032	0.023	0.076	0.019
014_015	0.060	0.195	0.050	015_033	0.038	0.124	0.032
012_016	0.021	0.083	0.021	019_034	0.075	0.247	0.063
015_017	0.013	0.044	0.044	035_036	0.002	0.010	0.003
016_017	0.045	0.180	0.047	035_037	0.011	0.050	0.013
017_018	0.012	0.051	0.013	033_037	0.042	0.142	0.037
018_019	0.011	0.049	0.011	034_036	0.009	0.027	0.006



Tableau 2.21 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 037\_040 à 070\_071)

Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)	Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)
034_037	0.003	0.009	0.010	055_056	0.005	0.015	0.004
037_039	0.032	0.106	0.027	056_057	0.034	0.097	0.024
037_040	0.059	0.168	0.042	050_057	0.047	0.134	0.033
030_038	0.005	0.054	0.422	056_058	0.034	0.097	0.024
039_040	0.018	0.061	0.016	051_058	0.026	0.072	0.018
040_041	0.015	0.049	0.012	054_059	0.050	0.229	0.060
040_042	0.056	0.183	0.047	056_059	0.083	0.251	0.057
041_042	0.041	0.135	0.034	056_059	0.080	0.239	0.054
043_044	0.061	0.245	0.061	055_059	0.047	0.216	0.056
034_043	0.041	0.168	0.042	059_060	0.032	0.145	0.038
044_045	0.022	0.090	0.022	059_061	0.033	0.150	0.039
045_046	0.040	0.136	0.033	060_061	0.003	0.014	0.015
046_047	0.038	0.127	0.032	060_062	0.012	0.056	0.015
046_048	0.060	0.189	0.047	061_062	0.008	0.038	0.010
047_049	0.019	0.063	0.016	063_064	0.002	0.020	0.216
042_049	0.072	0.323	0.086	038_065	0.009	0.099	1.046
042_049	0.072	0.323	0.086	064_065	0.003	0.030	0.380
045_049	0.068	0.186	0.044	049_066	0.018	0.092	0.025
048_049	0.018	0.051	0.013	049_066	0.018	0.092	0.025
049_050	0.027	0.075	0.019	062_066	0.048	0.218	0.058
049_051	0.049	0.137	0.034	062_067	0.026	0.117	0.031
051_052	0.020	0.059	0.014	066_067	0.022	0.102	0.027
052_053	0.041	0.164	0.041	065_068	0.001	0.016	0.638
053_054	0.026	0.122	0.031	047_069	0.084	0.278	0.071
049_054	0.073	0.289	0.074	049_069	0.099	0.324	0.083
049_054	0.087	0.291	0.073	069_070	0.030	0.127	0.122
054_055	0.017	0.071	0.020	024_070	0.002	0.412	0.102
054_056	0.003	0.010	0.007	070_071	0.009	0.036	0.009



Tableau 2.22 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 024\_072 à 103\_104)

Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)	Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)
024_072	0.049	0.196	0.049	089_090	0.024	0.100	0.106
071_072	0.045	0.180	0.044	090_091	0.025	0.084	0.021
071_073	0.009	0.045	0.012	089_092	0.010	0.051	0.055
070_074	0.040	0.132	0.034	089_092	0.039	0.158	0.041
070_075	0.043	0.141	0.036	091_092	0.039	0.127	0.033
069_075	0.041	0.122	0.124	092_093	0.026	0.085	0.022
074_075	0.012	0.041	0.010	092_094	0.048	0.158	0.041
076_077	0.044	0.148	0.037	093_094	0.022	0.073	0.019
069_077	0.031	0.101	0.104	094_095	0.013	0.043	0.011
075_077	0.060	0.200	0.050	080_096	0.036	0.182	0.049
077_078	0.004	0.012	0.013	082_096	0.016	0.053	0.054
078_079	0.005	0.024	0.006	094_096	0.027	0.087	0.023
077_080	0.017	0.049	0.047	080_097	0.018	0.093	0.025
077_080	0.029	0.105	0.023	080_098	0.024	0.108	0.029
079_080	0.016	0.070	0.019	080_099	0.045	0.206	0.055
068_081	0.002	0.020	0.808	092_100	0.065	0.295	0.047
077_082	0.030	0.085	0.082	094_100	0.018	0.058	0.060
082_083	0.011	0.037	0.038	095_096	0.017	0.055	0.015
083_084	0.063	0.132	0.026	096_097	0.017	0.089	0.024
083_085	0.043	0.148	0.035	098_100	0.040	0.179	0.048
084_085	0.030	0.064	0.012	099_100	0.018	0.081	0.022
085_086	0.035	0.123	0.028	100_101	0.028	0.126	0.033
086_087	0.028	0.207	0.045	092_102	0.012	0.056	0.015
085_088	0.020	0.102	0.028	101_102	0.025	0.112	0.029
085_089	0.024	0.173	0.047	100_103	0.016	0.053	0.054
088_089	0.014	0.071	0.019	100_104	0.045	0.204	0.054
089_090	0.052	0.188	0.053	103_104	0.047	0.158	0.041



Tableau 2.23 : Données initiales de lignes du réseau IEEE-118 (Ligne 103\_105 à 076\_118)

Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)	Ligne	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)
103_105	0.054	0.163	0.041	110_112	0.025	0.064	0.062
100_106	0.061	0.229	0.062	017_113	0.009	0.030	0.008
104_105	0.010	0.038	0.010	032_113	0.062	0.203	0.052
105_106	0.014	0.055	0.014	032_114	0.014	0.061	0.016
105_107	0.053	0.183	0.047	027_115	0.016	0.074	0.020
105_108	0.026	0.070	0.018	114_115	0.002	0.010	0.003
106_107	0.053	0.183	0.047	068_116	0.000	0.004	0.164
108_109	0.011	0.029	0.008	012_117	0.033	0.140	0.036
103_110	0.039	0.181	0.046	075_118	0.015	0.048	0.012
109_110	0.028	0.076	0.020	076_118	0.016	0.054	0.014
110_111	0.022	0.076	0.020				

### 2.2.2.1 Approche de modélisation

Par conséquent, l'approche qui déduit les longueurs de ligne à partir des paramètres typiques à la tension du réseau peut être écartée et remplacée par une seconde qui consiste à utiliser les données typiques d'une ligne existante comme référence en termes de résistance, inductance et capacitance linéiques pour calculer les longueurs de lignes. On se base sur une valeur typique de réactance linéique afin de trouver la longueur de ligne en utilisant la formule dans laquelle  $l$  est la longueur de ligne exprimée en km,  $X_l$  l'inductance en  $\Omega$  et  $X'_l$  l'inductance linéique exprimée en  $\Omega/\text{km}$  :

$$l = \frac{X_l}{X'_l} \quad (2.29)$$

Ensuite, en prenant comme référence la valeur typique de  $X'_l$ , il est possible de calculer les longueurs de chacune des lignes. Il y a le même problème sur la vitesse de propagation de l'onde dans les lignes de transmission en prenant la valeur typique de  $B'_l$  comme référence pour calculer la longueur de ligne. Afin de résoudre ce problème, il est possible d'augmenter la susceptance de la ligne de transmission, ce qui pourrait augmenter la tension à chaque extrémité de la ligne ainsi



qu'à plusieurs nœuds du circuit et excéder la limite de 1.05 pu. Donc, cela nécessiterait l'ajout de compensation réactive pour maintenir la tension dans une plage acceptable. De plus, augmenter la susceptance ferait que la susceptance linéique des lignes s'éloignerait des valeurs typiques. Le choix a donc été fait de se baser sur les données de deux lignes typiques 120kV et 315kV existantes dont les paramètres et configuration sont détaillées dans les Section 2.1.2.2 et 2.1.2.3.

### 2.2.2.2 Exemple d'erreurs dans les données initiales

Comme évoqué précédemment, en se basant sur la conversion simple des impédances en per-unit en usant les données typiques au niveau de tension correspondant, on peut se retrouver avec des données erronées car ayant une vitesse de propagation supérieure à celle de la vitesse de propagation de la lumière. Prenons le cas de la ligne 30-38 du réseau, une ligne 345kV et de la ligne 18-19. Les données originelles fournissaient pour une puissance de base de 100MVA et une tension de base de 345kV. Le Tableau 2.24 montre les paramètres de séquence directe  $R_1$ ,  $X_1$  et  $B_1$  respectivement en pu et en  $\Omega$ ,  $\Omega$  et  $\mu S$ .

Tableau 2.24 : Données de la ligne 018\_019 et 030\_038

	$R_1$ (pu)	$X_1$ (pu)	$B_1$ (pu)	$R_1$ ( $\Omega$ )	$X_1$ ( $\Omega$ )	$B_1$ ( $\mu S$ )
Ligne 030_038	0.00464	0.054	0.422	5.52	64.27	354.55
Ligne 018_019	0.01119	0.04930	0.01142	2.13	9.39	59.97

En considérant la valeur typique de  $X'_1 = 0.367 \Omega/\text{km}$ , valeur issue du Tableau 2.1 [30], on obtient en utilisant la formule (2.29) une longueur de 175km et une résistance et capacitance linéique respectivement de  $R'_1 = 0.031 \Omega/\text{km}$  et  $B'_1 = 2.024 \mu S/\text{km}$  ainsi qu'une vitesse de propagation de  $v = 4.3738 \times 10^5 \text{ km/s}$  en utilisant la formule (2.24). Cela correspond à une fois et demie la vitesse de propagation de la lumière.

Ici, pour la ligne 018\_019, on trouve une longueur de 19.52km et ainsi une résistance et capacitance linéique respectivement de  $R'_1 = 0.111 \Omega/\text{km}$  et  $B'_1 = 3.072 \mu S/\text{km}$  ainsi qu'une vitesse de



propagation de  $v = 3.012 * 10^5$  km/s ce qui correspond à une vitesse de propagation supérieure à celle de la lumière. Les lignes suivantes ont été répertoriées comme problématiques :

- les lignes 008\_030, 026\_030, 030\_038, 038\_065, 063\_064, 064\_065 à 345 kV
- les lignes 018\_019, 024\_070, 034\_036, 043\_044, 045\_046, 045\_049, 050\_057, 051\_52, 052\_053, 055\_056, 056\_059, 056\_059, 070\_071, 071\_072, 077\_080, 083\_84, 083\_085, 084\_085, 085\_086, 086\_087 et 092\_100 à 138 kV

### 2.2.2.3 Lignes implémentées

Le choix a donc été fait de se baser sur les données de deux lignes typiques 120kV et 315kV dont les paramètres et configuration sont explicités dans le Tableau 2.25 et Tableau 2.26, avec  $R_{dc}$  qui représente la résistance dc,  $d$  le diamètre du conducteur,  $h$  la distance horizontale du conducteur par rapport à l'axe du pylône et  $H$  la hauteur du conducteur. Pour la ligne 315kV, il y a 2 conducteurs groupés par phase, espacés de 40.6cm.

Tableau 2.25 : Données typiques de lignes 120kV

No de phase	$R_{dc}$ ( $\Omega$ /km)	$d$ (cm)	$h$ (m)	$H$ (m)
1	0.0574	2.392	-6	10.5
2	0.0574	2.392	0	10.5
3	0.0574	2.392	6	10.5
0	0.71	1.4	-3	16
0	0.71	1.4	3	16



Tableau 2.26 : Données typiques de lignes 315kV

No de phase	$R_{dc}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$d$ (cm)	$h$ (m)	$H$ (m)
1	0.0457	3.556	-10	19.4
2	0.0457	3.556	0	19.4
3	0.0457	3.556	10	19.4
0	0.71	1.4	-5	29
0	0.71	1.4	5	29

En se basant sur ces données, les paramètres équivalents du modèles CP sont calculés et résumés dans le Tableau 2.27. Pour les deux lignes, le ratio entre la vitesse de propagation de ligne et la vitesse de la lumière est de 0.97. On peut se servir des valeurs typiques de réactance de séquence directe pour ensuite obtenir les longueurs de lignes. Le Tableau 2.27 présente les paramètres linéiques de séquence homopolaire  $R'_0$ ,  $X'_0$  et  $B'_0$  respectivement en  $\Omega/\text{km}$ ,  $\Omega/\text{km}$ ,  $\mu\text{S}/\text{km}$  et de séquence directe  $R'_1$ ,  $X'_1$  et  $B'_1$  respectivement en  $\Omega/\text{km}$ ,  $\Omega/\text{km}$ ,  $\mu\text{S}/\text{km}$ , ainsi que  $V_{base}$  en  $kV_{rmsLL}$ .

Tableau 2.27 : Paramètres proposé du modèle CP du réseau IEEE-118

$V_{base}$	$R'_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B'_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R'_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B'_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
138	0.0541	1.080	2.537	0.0601	0.504	3.331
345	0.0367	1.022	2.583	0.0408	0.470	3.582

Le réseau présenté ici possède trois modèles de lignes modifiables qui permettent le choix entre modèle CP, Section-PI et modèle FD qui permet à l'utilisateur de choisir le modèle approprié pour les études à réaliser. Les paramètres des Sections-PI sont déduits des modèles CP en utilisant les formules hyperboliques présentées dans [22] présentée dans la section 2.1.3.



## 2.3 Données typiques des transformateurs

Les transformateurs de puissance sont constitués de bobines disposées sous forme de galettes qui sont enroulées autour d'un noyau de fer en étant placées dans un liquide diélectrique. Un des défis des constructeurs est de contenir dans un espace réduit des enroulements qui seront à même de supporter les surtensions dues aux ondes de choc rapides et aux oscillations internes.

### 2.3.1 Transformateurs à 2 enroulements

Tout d'abord, la Figure 2.6 présente une représentation d'un transformateur à 2 enroulements utilisés dans EMTP [10] dans laquelle la résistance et l'inductance sont également répartis entre les côtés haute et basse tension.

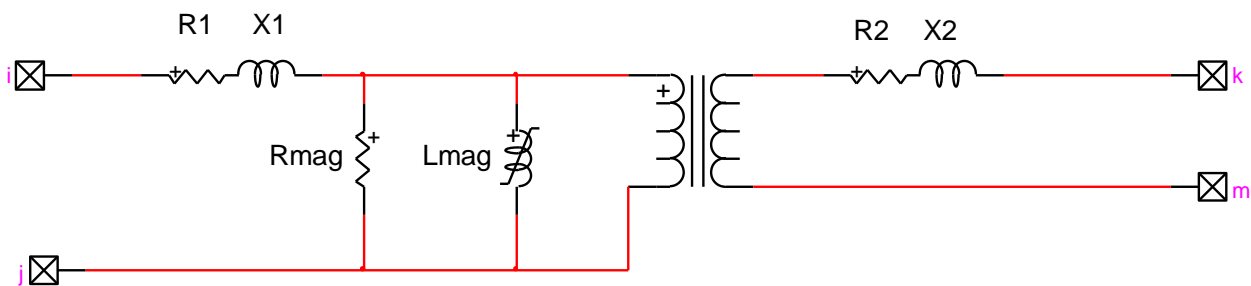


Figure 2.6 : Représentation du transformateur à 2 enroulements

Il est commun de renseigner les données d'impédances des transformateurs en per-unit. EMTP permet de convertir directement ces données vers des valeurs fondamentales. Il est nécessaire de trouver les valeurs en per-unit pour les différentes configurations de transformateurs.

### 2.3.2 Transformateurs à 3 enroulements

La Figure 2.7 présente la représentation unifilaire d'un transformateur à 3 enroulements utilisé dans EMTP [10] et les valeurs des résistances et inductances, qui proviennent des formules présentées dans [9]. Les équations qui permettent la conversion des paramètres du transformateur en ohm et Henry depuis les per-units sont présentées dans [31].



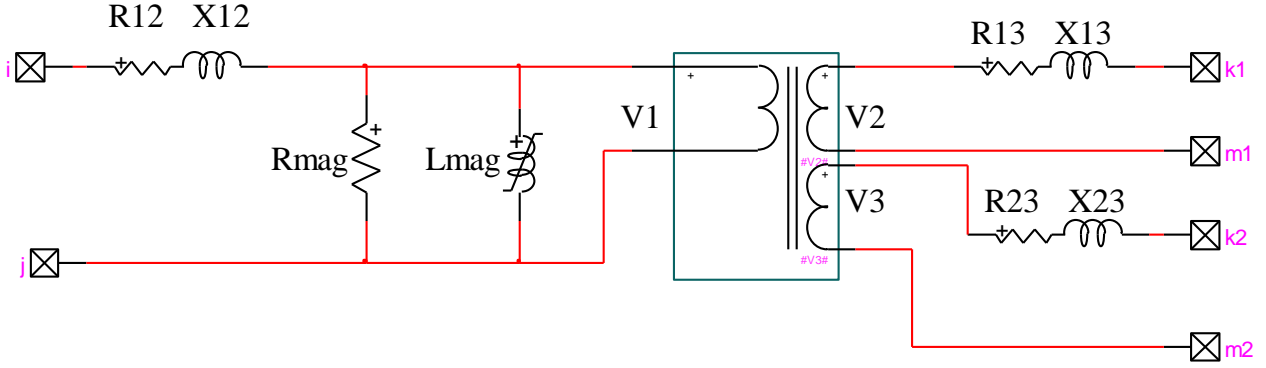


Figure 2.7 : Représentation d'un transformateur à 3 enroulements

Les données originales des benchmarks ne présentaient pas toujours toutes les données des transformateurs. Il est nécessaire ensuite de trouver les valeurs de la résistance  $R$  et de la réactance  $X$  ainsi que de la puissance nominale du transformateur. Aussi, pour un transformateur à 3 enroulements, en se basant sur les formules détaillées dans [31], on peut aussi vérifier que si on considère  $S_{b1} = S_{b2} = S_{b3} = S_{base}$ , ce qui correspond à une puissance égale sur chaque enroulement, alors pour éviter des valeurs négatives d'impédances et de la saturation active, il faut que :

$$R_{12} + R_{13} \geq R_{23} \quad (2.30)$$

$$R_{12} + R_{23} \geq R_{13} \quad (2.31)$$

Et si on raisonne de manière identique pour les inductances, cela donne :

$$X_{12} + X_{13} \geq X_{23} \quad (2.32)$$

$$X_{12} + X_{23} \geq X_{13} \quad (2.33)$$

De plus, en se basant sur les pratiques des manufacturiers et exploitants de réseaux, la réactance des transformateurs doit être comprise en 0.05 et 0.40 pu et de plus les différences entre les tensions primaires et secondaires des transformateurs et les tensions issus de l'écoulement de puissance en pu ne doivent pas excéder 20%.



### 2.3.3 Ratio X/R

En se basant sur les standards, la réactance en per-unit doit être comprise entre 0.05 pu et 0.40 pu en accord avec les recommandations de la norme ANSI C37-010-1997 [32]. Elle correspond à une valeur comprise entre 0.14 et 0.15 pu pris sur la base de la puissance nominale du transformateur, pour les transformateur de génératrice et à 12.5% pour les transformateurs d'interconnexion. Pour le choix du ratio X/R, il est possible de se baser sur le standard IEEE 141-1993 (Figure 4A-1, pp. 184 de [33]) pour choisir la valeur du ratio  $X/R$  en fonction de la puissance de l'unité de transformation (Standard IEEE C37.010-1979) illustré dans le Tableau 2.28 dans lequel sont extraites plusieurs valeurs typiques. La valeur de la résistance du transformateur peut être déduite.

Tableau 2.28 : Ratios X/R typiques des transformateurs [33]

MVA	1	5	25	50	100	200
Ratio typique $X/R$	4	12	25	30	38	45

### 2.3.4 Puissance nominale des unités de transformation

Pour les transformateurs dont la puissance nominale est supérieure à 10 MVA ce qui est le cas pour les transformateurs de puissance haute tension, il y a plusieurs valeurs standards qui sont issues de la série de nombres R10 de la norme ISO 3 (1973) qui peuvent être adapté selon les pratiques en cours du gestionnaire de réseau. Les valeurs de puissance standards comprises entre 10 et 100MVA [34] sont :

- 10, 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80 et 100

Pour celles de 100 à 1000MVA, elles peuvent être déduites en multipliant les précédentes par 10 :

- 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800 et 1000

Tout d'abord, pour ce qui est du choix de la puissance nominale pour les transformateurs abaisseurs qui sont utilisés pour les charges, elle a été choisi comme étant au moins 140% supérieure à la puissance active de la charge, comme c'est le cas pour le réseau IEEE-118. La puissance apparente diffère pour chaque transformateur et a été choisie de sorte qu'elle soit au moins supérieure à celle



de la génératrice. D'après les pratiques des gestionnaires de réseaux et sur la prévision d'une évolution de la demande et en tenant compte des pertes pour un transformateur de puissance haute tension de l'ordre de quelques %, la puissance des transformateurs est prise comme étant égale à 140% à celle de la charge pour assurer la continuité de service en cas de pertes d'un transformateur.

### 2.3.5 Les configurations standards des transformateurs

Tout d'abord, il est possible de donner une classification selon la tension des transformateurs comme il est présenté dans le Tableau 2.29.

Tableau 2.29 : Classification des groupes de transformateurs [35]

Type de transformateurs	Classe de transformateurs	Tensions nominales
Transformateurs de puissance	Très-Haute Tension	345-765 kV
	Haute Tension	115-230 kV
	Moyenne Tension	34.5-115 kV
Transformateurs de distribution	Tension de distribution	2.5-35 kV

Ensuite, il y a plusieurs connexions standards de transformateurs :

- La connexion  $Y-\Delta$  est la plus souvent utilisée pour des transformateurs abaisseurs de tension (de la haute vers la basse tension). En effet, via cette connexion, le neutre est fourni par le côté primaire haute tension (HT). Il s'agit d'une configuration qui est usage dans l'industrie afin de minimiser la transmission de la composante de séquence homopolaire et aussi car ils ont une seule mise à la Terre. De plus cette connexion est économique en coûts de protection et elle nécessite un nombre plus faible d'enroulements [26]. En ce qui concerne les transformateurs de charge implémentés dans les différents réseaux, la connexion employée est la connexion  $Yd-30$ .
- La connexion  $Y_g d$  est souvent utilisée pour des transformateurs éleveurs de tension.



### 2.3.6 Caractéristiques de saturation

Les modèles de transformateurs comprennent une branche de magnétisation dont les données sont présentées dans le Tableau 2.30. Cette courbe de magnétisation [16] est celle qui est présente dans la librairie d'EMTP [10]. Elle est utilisée dans les réseaux modélisés IEEE-39 et IEEE-118.

Tableau 2.30 : Données de saturation des transformateurs

$I_{mag\_pu}(t)$	0.001	0.01	0.025	0.05	0.1	0.5	1	2
$\phi(pu)$	1	1.075	1.15	1.2	1.23	1.37	1.55	1.86

### 2.3.7 Changeurs de prises

Les transformateurs sont souvent accompagnés de changeurs de prises. Le principe d'un régleur en charge est d'ajuster la tension d'un transformateur. Pour cela, il agit sur le nombre de spires dans un enroulement, ce qui altère le rapport de transformation. Il y a deux types de changeurs de prise: les régleurs en charge et les régleurs hors charge.

Un régleur en charge va changer le rapport de transformation, alors que le transformateur est toujours sous tension et débite du courant en utilisant la clôture avant rupture, c'est à dire qu'une prise est connectée à la prise adjacente avant rupture totale du contact et ce afin d'assurer le transfert de charge d'une prise à l'autre. Le régleur peut avoir être en dérivation, pour les tensions et puissances élevées, via un sélecteur en dérivation avec un commutateur ou sans dérivation en utilisant seulement un commutateur de sélection. D'après [36], les changeurs de prises en charge sont une des principales causes de défaillances de transformateurs. On peut notamment citer les défauts diélectriques (liés à la qualité de l'huile), thermiques (problèmes de cuisson ou sertissage), ou mécaniques (usure de contact et mauvais alignement, interrupteur de fin de course, broches cisailées sur la connexion avec l'inverseur, lubrification).

Originellement, les réseaux présentés dans ce mémoire ne contenaient pas de données relatives aux paramètres des changeurs de prises en charge. Leurs rôles, dans les simulations des perturbations géomagnétiques, peuvent contribuer grandement à l'effondrement de tension. En effet, leur



présence ou leur absence influe sur le maintien de la tension suite à des opérations affectant le régime quasi-permanent dont les GMD.

## 2.4 Charges

Tout d'abord, dans le premier modèle, une charge à puissance constante durant l'écoulement de puissance et le modèle en régime permanent est une branche RLC. Cette charge correspond aux charges PQ disponibles dans la librairie d'EMTP [10]. Les puissances actives et réactives  $P$  et  $Q$  d'une charge peuvent s'écrire de la forme suivante :

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (2.34)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (2.35)$$

Avec  $P_0$  et  $Q_0$  qui représentent les puissances nominales active et réactive,  $V$  la tension de charge de séquence directe,  $V_0$  la tension nominale de charge de séquence directe ainsi que  $np$  et  $nq$  qui sont des paramètres constants. Ces deux derniers paramètres déterminent la dépendance de la puissance active et réactive respectivement au ratio  $V / V_0$ . Selon la valeur de  $np$  et  $nq$ , la charge peut être une charge à puissance constante, (pour  $np = nq = 0$ ), une charge à courant constant (pour  $np = nq = 1$ ) ou une charge à impédance constante (pour  $np = nq = 2$ ).

En guise de second modèle, on peut aussi modéliser la dépendance fréquentielle ainsi que les paramètres dynamiques de la charge au travers d'un modèle exponentielle de charge [28].

$$P_{\text{consigne}} = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{pv}} (1 + K_{pf} \Delta f) \frac{1 + T_{p1}s}{1 + T_{p2}s} \quad (2.36)$$

$$Q_{\text{consigne}} = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{qv}} (1 + K_{qf} \Delta f) \frac{1 + T_{q1}s}{1 + T_{q2}s} \quad (2.37)$$

Avec  $P_{\text{consigne}}$  et  $Q_{\text{consigne}}$  qui représentent la puissance active et réactive de la charge dynamique,

$\Delta f$  est la différence entre la fréquence mesurée et la fréquence de référence 60Hz.  $K_{pv}$ ,  $K_{qv}$ ,  $K_{pf}$



$K_{qf}$ ,  $T_{p1}$ ,  $T_{p2}$ ,  $T_{q1}$  et  $T_{q2}$  sont les paramètres constants qui déterminent les caractéristiques dynamiques de la charge. Ici, les valeurs choisies sont :  $K_{pv} = 1$ ,  $K_{qv} = 1.8$  et tous les autres paramètres sont fixés à zéro. Dans notre modèle EMTP [10], les équations deviennent :

$$P_{\text{consigne}} = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right) \quad (2.38)$$

$$Q_{\text{consigne}} = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{1.8} \quad (2.39)$$

## 2.5 Génération

Un réseau électrique comprend des centrales électriques et peut aussi comprendre des compensateurs synchrones qui servent au support de puissance réactive. Les données initiales de réseau peuvent fournir uniquement les données d'écoulement de puissance des machines synchrones (SMs). Il s'agit de composants importants dans l'analyse des oscillations électromécaniques du système. Les contrôleurs agissent lorsque se produit une perturbation, une surexcitation, un dépassement de vitesse du rotor ou encore une surtension. Tout d'abord, un Automatic Voltage Regulator (AVR), il s'agit d'un dispositif de régulation de tension qui régule automatiquement la tension d'excitation des génératrices afin d'assurer un fonctionnement en régime normal. Il s'intègre avec un stabilisateur de puissance et d'un système d'exploitation.

Ensuite, un stabilisateur de puissance (PSS) fonctionne par commande d'excitation en fournissant un couple d'amortissement positif de l'angle du rotor pour compenser l'amortissement dû aux AVR. Le PSS possède 3 variables d'entrées, la puissance, la déviation de vitesse et fréquence. On présente le PSS utilisé qui est le modèle PSSS1A selon le standard IEEE std 421.5 [37]. Le limiteur de surexcitation (OEL) sert à prévenir le déclenchement de l'AVR qui essaie de fournir plus de courant d'excitation que le système ne peut supporter. Il sert à protéger le circuit de champ d'un courant excessif pendant une trop grande période. Il permet de limiter le courant de champ en fonction de la limite thermique du rotor et des équipements connexes. Toutefois, il doit être permis au système de répondre à des conditions de défauts durant une courte période. Le courant de champ peut excéder le niveau à pleine charge durant une surcharge quand la tension du système est réduite.



Dans un mode d'opération en régime permanent, à la fois les puissances active et réactive doivent être maintenues à des valeurs de consignes afin de ne pas causer de déséquilibre. Si le bilan de puissance active n'est pas maintenu, la fréquence du circuit en est modifiée et si on a un changement dans la puissance réactive, cela se traduira par un changement dans la tension des nœuds du circuit. La tension d'un nœud du circuit est affectée par le flux de puissance réactive. On peut donc en contrôlant la puissance réactive, contrôler la tension. À la différence de la puissance active qui est produite uniquement par les génératrices, les sources de puissance réactive sont diverses et peuvent être des machines synchrones surexcitées, des batteries de condensateurs ou encore la capacité des lignes de transmission. Les consommations de puissance réactives peuvent provenir de charges inductives, moteurs à induction, machines synchrones sous-excitées, inductance en parallèle ou encore inductance des transformateurs et des lignes de transmission.

On peut recenser plusieurs facteurs influençant le contrôle de tension des machines synchrones, les impédances de lignes, les prises des transformateurs ou la puissance réactive transmise. Les génératrices opèrent souvent à tension constante en utilisant des AVR dont la sortie est le contrôle de l'excitation de la machine via l'excitateur de champ électrique. Une méthode efficace de contrôle de tension consiste à utiliser les prises des transformateurs.

## **2.6 Représentation et simulation des réseaux**

Une des premières étapes à la résolution de réseaux et notamment de grands réseaux est l'initialisation du réseau. En effet avec tous les éléments qu'ils contiennent notamment le grand nombre de machines synchrones, d'éléments de contrôle, le réseau doit commencer aussi près que possible des conditions de régime permanent. Cette opération peut prendre un temps de calcul important. Le moyen de résoudre ce problème est de résoudre l'écoulement de puissance multi-phases avec le même solveur qui réalise l'étude dans le domaine temporel comme il est possible de faire avec EMTP [38] dont les principaux modules sont présentés dans la Figure 2.8.



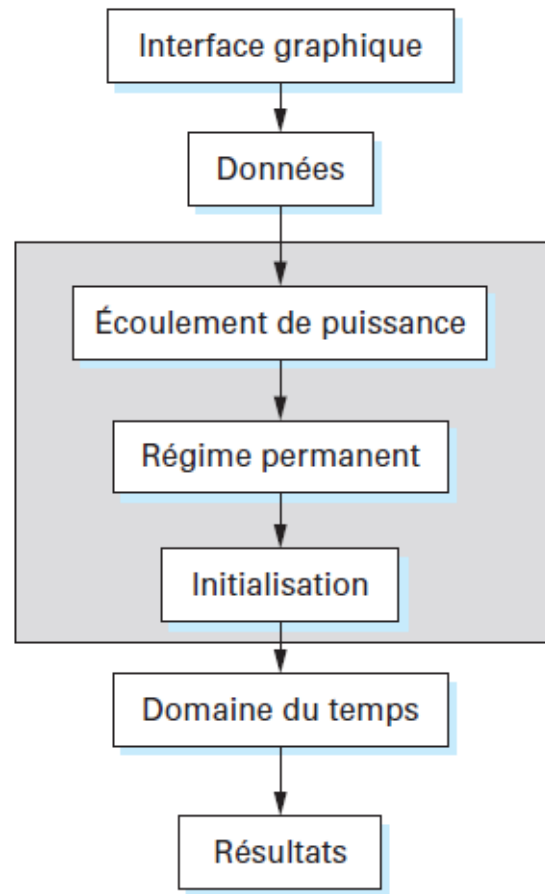


Figure 2.8 : Les principaux modules du logiciel EMTP [10]

Le logiciel EMTP [10] applique des méthodes numériques pour la représentation et simulation de réseaux. La première étape consiste en un assemblage du réseau dans une interface graphique, EMTPWorks, qui permet la génération des données des différentes études. Cela peut consister en un réseau unifilaire mais doit aussi permettre un accès aux différentes phases. L'interface graphique d'EMTP [10] permet la représentation par sous-réseaux qui peuvent contenir d'autres sous-réseaux qui sont utilisés pour grouper et encapsuler différents éléments et simplifier la manipulation du réseau complet. Ensuite, il faut disposer d'un système d'équations de base utilisé pour trouver la solution numérique des équations du réseau. Pour résoudre l'écoulement de puissance d'un réseau électrique, le logiciel EMTP [10] utilise les relations d'injections de courant qui permet l'écriture sous forme matricielle MANA (matrice nodale augmentée modifiée) [39] [40].



EMTP [10] utilise une solution d'écoulement de puissance multiphasé. Elle se base sur le circuit sans faire aucune hypothèse sur le réseau. Le module Écoulement de puissance permet l'établissement des conditions de fonctionnement du réseau durant son régime permanent. Cela consiste à calculer les phaseurs de machines synchrones et le glissement initial des machines asynchrones selon les consignes d'écoulement de puissance. Tous les composants du réseau participent à la solution de l'écoulement de puissance. Dans le processus de calcul, les sources sont remplacées par des équivalents Thévenin. Chaque machine synchrone devient une contrainte PV (puissance et tension contrôlées), les charges deviennent des contraintes PQ (contrôle de puissance active et réactive) à leur tension nominale et chacun des équipements comme les interrupteurs possèdent un équivalent EMTP [10] et participent à l'écoulement de puissance. La barre d'équilibre est un équivalent du réseau de puissance infinie.

Après la solution de l'écoulement de puissance, l'étape suivante correspond à la solution en régime permanent en utilisant les modèles dans le domaine du temps de chaque équipement. Tous les composants possèdent un équivalent de circuit. Les charges de type PQ sont modélisées par des branches RLC équivalentes à tension nominale. Les machines synchrones possèdent leur équivalent Thévenin via les phaseurs de tension obtenus par l'écoulement de puissance. Une solution simple consiste à utiliser une version linéaire de tous les composants du réseau. Une initialisation adéquate est très importante car avec des conditions initiales non adéquate nécessite d'attendre l'amortissement de la réponse naturelle du circuit. Enfin la dernière étape consiste à l'initialisation des stabilisateurs (PSS) ainsi que des gouverneurs. La connaissance de la solution des variables au temps  $t=0$  permet le calcul des formes d'onde dans le domaine du temps. Le module domaine du temps effectue des calculs dans le domaine temporel et permet d'obtenir les formes d'ondes des différentes variables calculées point par point tant les régimes transitoires et permanent via les formes d'ondes calculées point par point.

## 2.7 Modélisation des orages magnétiques

Les perturbations géomagnétiques ont de sérieux impacts sur les réseaux électriques [41] et les ouvrages avoisinants. Des courants induits (GICs) vont circuler dans les lignes de transmission ou encore au travers des mises à la terre des transformateurs de postes. Ces courants peuvent être à l'origine de la saturation du cœur du transformateur qui conduit à la surchauffe du transformateur, la génération d'harmoniques ou encore des perturbations de la stabilité de tension allant jusqu'à



l'effondrement de tension comme expliqué dans [42] et [43]. De plus, en l'espace de quelques secondes ou minutes, ces courants, de très basses fréquences, comparés à la fréquence du réseau ac, peuvent générer des défaillances mécaniques, des pannes, déclenchement des protections, des surcharges ou encore la perte de support réactif du réseau (stabilité, effondrement de tension) [44].

Durant l'orage magnétique, quand un courant orienté est changé de direction ou d'amplitude, une tension est induite dans le sol. Pour modéliser les Geomagnetically-Induced Currents (GICs), il est nécessaire de connaître ou d'estimer le champ géomagnétique, les modèles de conductivité terrestre et à partir de la norme TPL-007-1 du NERC, cela permet d'avoir une équation du champ qui peut être uniforme ou non [45]. Pour modéliser le réseau électrique sous l'emprise de perturbations géomagnétiques (GMDs), il est possible de représenter son équivalent dc. L'impact de ces événements géomagnétiques dans les systèmes électriques peut se modéliser par une source de tension dc représentant les Courants Géomagnétiques Induits, avec la même amplitude sur chacune des phases. Le calcul du champ géoélectrique peut nécessiter le modèle détaillé de la conductivité de la croûte terrestre, qui peut être influencé par la présence ou non d'eau salée [46]. Les GICs induisent un offset dans le flux du transformateur qui peut conduire le cœur dans une saturation profonde durant un demi-cycle. Pour modéliser les GICs dans un réseau électrique, il est nécessaire tout d'abord d'estimer ou déterminer le champ géoélectrique à partir de mesures de magnétisme et des modèles de conductivité terrestre. Présentement, l'évaluation des risques des orages magnétiques se limite au régime permanent en modélisant les pertes réactives des transformateurs par des charges inductives à puissance constante [47]. Suite à ça, plusieurs écoulements de puissance sont effectués pour plusieurs champs géoélectriques pour déterminer la tension à chaque nœud du réseau. Toutefois, il n'est pas possible de connaître le comportement dynamique du réseau puisque par exemple, la modélisation ne tient pas compte de l'établissement de la saturation.

Les variations de champ électrique dans un réseau électrique peuvent se représenter de deux différentes manières, à savoir par une source de tension dc placée en série avec la mise à la terre des postes de sous station ou alors par une source de tension dc placée en série avec les résistances des lignes de transmission [46]. La seconde représentation est retenue car elle comme indiqué dans [48], si les deux méthodes sont équivalentes si on modélise des champs électriques uniformes, elles ne le sont plus si on veut traiter aussi les champs non-uniformes. Cette approche sera donc celle qui est privilégié dans le réseau étudié le réseau IEEE-118.



### 2.7.1 Calcul du champ géoélectrique

Afin de calculer la tension induite par le champ géoélectrique sur la ligne, il s'avère possible de simplement l'intégrer le long de la ligne de transmission. Pour la plupart des lignes, la variation de champ électrique entre les deux extrémités de la ligne n'est pas significative. Il est donc possible de considérer un champ uniforme sur une ligne et de sommer par la suite les résultats comme montré dans la formule (2.40) dans laquelle  $V_{dc}(t)$  correspond à la tension dc instantanée,  $E$  est le champ électrique en V/km et  $l$  la longueur de la ligne en km et  $dl$  un élément d'unité de longueur :

$$V_{dc} = \int_l E dl \quad (2.40)$$

$$V_{dc}(t) = V'_{dc}(t)l \cos(\theta(t)) \quad (2.41)$$

Il est ensuite possible de considérer le champ  $E$  comme constant sur une ligne de transmission :

$$V_{dc} = El \quad (2.42)$$

De plus, on peut projeter l'expression précédente sur un axe (x, y) de projection qui correspond à l'axe formé par les directions est et nord  $E_x$  (champ électrique orienté vers le Nord) et  $E_y$  (champ électrique orienté vers l'Est) en mV/km [49] :

$$V_{dc} = E_x L_x + E_y L_y \quad (2.43)$$

Si les coordonnées de toutes les sous-stations du réseau sont connues, on peut donc utiliser les formules (2.44) et (2.45) pour calculer avec précision le champ géoélectrique avec  $L_x$  et  $L_y$  qui correspondent aux projections de la longueur de ligne sur les axes est et nord. Si on considère deux sous-stations  $i$  et  $j$ ,  $Lat_i$  et  $Lat_j$ ,  $Long_i$  et  $Long_j$  représentent les latitudes et longitudes en degrés des sous-stations  $i$  et  $j$  [50] :

$$L_x = 111.2(Lat_i - Lat_j) \quad (2.44)$$

$$L_y = 111.2(Long_i - Long_j) \sin(90^\circ - \frac{Lat_i + Lat_j}{2}) \quad (2.45)$$

Dans le cas où les coordonnées des postes ne sont pas disponibles, il est possible d'écrire les composantes  $L_x$  et  $L_y$  :



$$L_x = l \cos(\theta) \quad (2.46)$$

$$L_y = l \sin(\theta) \quad (2.47)$$

Avec  $l$  qui est la longueur de la ligne et  $\theta$  qui peut s'écrire tel qu'illustré dans la formule (2.48). Cet angle correspond en fait à la différence de l'angle  $L_\theta(t)$ , angle entre l'axe Nord et la ligne, l'axe Nord servant de référence, et l'angle  $GFA(t)$  qui est l'angle du champ géoélectrique toujours en prenant en compte l'axe Nord comme référence. Il devient ainsi possible de choisir un angle constant pour l'étude de simulation des GMDs :

$$\theta(t) = L_\theta(t) - GFA(t) \quad (2.48)$$

Ainsi, la tension dc s'exprime comme présenté dans la formule (2.49) dans laquelle  $V_{dc_{mag}}$  est l'amplitude du champ et  $l$  la longueur de ligne exprimée en km :

$$V_{dc}(t) = V_{dc_{mag}}(t) l \cos \theta(t) \quad (2.49)$$

## 2.7.2 Modèle d'impédance de poste

La mise à la terre d'une ligne de transmission peut s'effectuer au travers de pylônes dont les fils de garde, au sommet de ceux-ci, assurent la protection contre la foudre. Un conducteur horizontal de contrepoids peut être enfoui à une faible profondeur et relié les pylônes entre eux sur une grande distance. La résistance de mise à la terre (MALT) doit être la plus faible possible de sorte que la chute de tension provoquée par un courant de foudre n'excède pas la tension de contournement des isolateurs et provoque ainsi un court-circuit. La résistivité du sol correspond la résistance spécifique du sol qui dépend notamment du type de sol, de la température et de l'humidité des sols [51] [52]. En considérant un transformateur connecté en étoile, la résistance se place du côté haute tension. Tous les équipements d'un même poste doivent avoir une seule impédance de mise à la Terre. On peut considérer seulement une résistance de mise à la terre. La résistance équivalente de chaque sous-station tient compte de la contribution de la résistance de la grille de mise à la terre du poste  $R_{réseau}$ , de la résistance de contrepoids de toutes les lignes connectées au poste  $R_{ctw}$ , du nombre de lignes de transmission connectées au poste  $N_{lignes}$ . La résistance de mise à la terre  $R_{terre}$  s'écrit :



$$R_{Terre} = \frac{1}{\frac{1}{R_{réseau}} + \frac{1}{\frac{R_{ctw}}{N_{lignes}}}} \quad (2.50)$$

En ce qui concerne le réseau IEEE-118, les valeurs de  $R_{réseau}$  et  $R_{ctw}$  peuvent être prises comme égales à  $2\Omega$  et  $1.5\Omega$ . Des essais réalisés pour études GMD montrent la cohérence de ces valeurs et aussi le fait que le facteur influant de  $R_{Terre}$  est le nombre de lignes. Les Tableau 2.31 et le Tableau 2.32 montrent le nombre de lignes  $N_{ligne}$  reliées au poste ainsi que le calcul des  $R_{Terre}$ . Les valeurs des courants augmentent avec la longueur des lignes pour les lignes courtes et se stabilisent à une valeur constante de  $E / R$ , avec  $E$  qui est le champ géoélectrique en V/km et  $R$  la résistance linéique de la ligne en  $\Omega/\text{km}$  comme mentionné dans [53].



Tableau 2.31 : Résistances de postes proposées pour IEEE-118 (001 à 097)

Nœud	$N_{ligne}$	$R_{Terre}$	Nœud	$N_{ligne}$	$R_{Terre}$	Nœud	$N_{ligne}$	$R_{Terre}$
001	2	0.545	032	5	0.261	067	2	0.545
002	2	0.545	033	2	0.545	070	5	0.261
003	3	0.400	034	4	0.316	071	3	0.400
004	2	0.545	035	2	0.545	072	2	0.545
006	2	0.545	036	2	0.545	073	1	0.857
007	2	0.545	039	2	0.545	074	2	0.545
009	2	0.545	040	4	0.316	075	5	0.261
010	1	0.857	041	2	0.545	076	2	0.545
011	4	0.316	042	4	0.316	077	7	0.194
012	7	0.194	043	2	0.545	078	2	0.545
013	2	0.545	044	2	0.545	079	2	0.545
014	2	0.545	045	3	0.400	082	3	0.400
015	5	0.261	046	3	0.400	083	3	0.400
016	2	0.545	047	3	0.400	084	2	0.545
018	2	0.545	048	2	0.545	085	5	0.261
019	4	0.316	049	12	0.118	086	2	0.545
020	2	0.545	050	2	0.545	087	1	0.857
021	2	0.545	051	3	0.400	088	2	0.545
022	2	0.545	052	2	0.545	089	6	0.222
023	4	0.316	053	2	0.545	090	3	0.400
024	3	0.400	054	6	0.222	091	2	0.545
025	2	0.545	055	3	0.400	092	7	0.194
026	1	0.857	056	6	0.222	093	2	0.545
027	4	0.316	057	2	0.545	094	5	0.261
028	2	0.545	058	2	0.545	095	2	0.545
029	2	0.545	060	3	0.400	096	5	0.261
031	3	0.400	062	4	0.316	097	2	0.545



Tableau 2.32 : Résistances de postes proposées pour IEEE-118 (098 à 080\_081)

Nœud	$N_{ligne}$	$R_{Terre}$	Nœud	$N_{ligne}$	$R_{Terre}$	Nœud	$N_{ligne}$	$R_{Terre}$
098	2	0.545	108	2	0.545	118	2	0.545
099	2	0.545	109	2	0.545	005_008	6	0.222
100	8	0.171	110	4	0.316	017_030	8	0.171
101	2	0.545	111	1	0.857	037_038	7	0.194
102	2	0.545	112	1	0.857	059_063	7	0.194
103	4	0.316	113	2	0.545	061_064	5	0.261
104	3	0.400	114	2	0.545	065_066	7	0.194
105	5	0.261	115	2	0.545	068_069	8	0.171
106	3	0.400	116	1	0.857	080_081	8	0.171
107	2	0.545	117	1	0.857			

### 2.7.3 Modèles de lignes électriques

Étant donné le fait que les perturbations géomagnétiques mettent en jeu des phénomènes quasi-dc (0.1mHz-1Hz), lorsque les données de séquence directe ne sont pas données, il est nécessaire de déterminer la résistance de séquence homopolaire en partant de la séquence directe. La résistance dc peut être prise par approximation comme étant égale à la résistance ac. Aussi en se basant sur [54], on peut avancer une valeur typique de la résistance dc, en se basant sur l'effet de peau du conducteur. En effet, la résistance dc est légèrement plus faible que la résistance ac. Dans la formule(2.51),  $R_{0dc}$  représente la résistance dc et  $R_{60Hz}$  la résistance ac à 60Hz :

$$R_{0dc} ; \frac{R_{60Hz}}{1.15} \quad (2.51)$$

En se basant sur le même raisonnement, l'inductance et la capacitance de séquence homopolaire sont prises respectivement comme 2.14 et 0.76 fois leurs valeurs en séquence directe.



## 2.7.4 Modification des transformateurs

On ajoute les changeurs de prises en charge des transformateurs en se basant sur les données de magnétisation calibrée et obtenue par des tests menés sur des transformateurs 765kV/120kV de puissance 300MVA [16]. Les transformateurs sont modélisés par des unités monophasées disposant d'OLTCs qui vont permettre l'étude de la régulation de tension et des conditions d'effondrement de tension. Le rapport de transformation sera ainsi adapté aux conditions de charge du réseau pour maintenir le niveau de tension optimal. Chaque transformateur est connecté à une résistance de mise à la Terre. Dans le Tableau 2.33, les principaux paramètres des Changeurs de prises en charge du réseau IEEE-118GMD sont détaillés.

Tableau 2.33 : Paramètres des changeurs de prises

Changeur de prises		Commentaires
Nombre de prises	-8/0/8	17 prises (Position initiale : 0)
$\Delta V$ (tension par prise)	0.02	pu
$BW$	0.015	Intervalle de tolérance en pu
$T_{mec}$	5	Temporisation mécanique en s
$T_d$	10	Temporisation du régulateur en s
$T_1$	2	Temps pour initier le premier changement en s
Tension nominale	25	kV <sub>rmsLL</sub>

Le régulateur change de prises si pour un temps  $t \geq T_d$  :

$$(V_2 - V_{ref}) \geq BW / 2 \quad (2.52)$$

Avec  $V_2$  qui représente la tension de sortie du régulateur,  $V_{ref}$  la tension de référence,  $BW$  l'intervalle de tolérance et  $T_d$  le délai de temporisation.



### 2.7.5 Mesure des pertes réactives

Comme il a été évoqué dans les sections, les perturbations géomagnétiques est responsable de la saturation des transformateurs qui augmentent les injections de courant et la production d'harmoniques et par le biais des pertes réactives supplémentaires. Il s'avère que ces pertes réactives peuvent endommager les transformateurs. Cette section présente une méthode qui permet de mesurer ces pertes réactives des transformateurs. Un des défis majeurs est de séparer les pertes dues au courant d'excitation qui sont des pertes usuelles du au fonctionnement normal de celles dues à la saturation. La méthode employée mesure la consommation de puissance de la branche réactive du transformateur. Cette méthode utilise les composantes de tension et de courant de magnétisation comme indiqué dans la formule suivante dans laquelle  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$ ,  $I_{ma}$ ,  $I_{mb}$  et  $I_{mc}$  représentent les composantes rms à 60Hz de la tension et les courants de magnétisation de l'inductance non linéaire sur chacune des phases :

$$Q_{GMD}(t) = V_a I_{ma} + V_b I_{mb} + V_c I_{mc} \quad (2.53)$$

Il s'agit d'une méthode de calcul des pertes réactives similaire à la méthode 2, précédemment développée, car elle consiste à utiliser la tension provenant du flux de la branche de magnétisation. Étant donné que le flux est déphasé de 90 degrés par rapport à la tension, la puissance réactive peut se calculer comme illustré par la formule (2.54) dans laquelle  $Q_{3ph}$  représente la consommation réactive totale,  $w$  la vitesse angulaire en rad/s,  $\Phi_{ph}$  la composante rms à 60 Hz du flux et  $I_{ph}$  la composante 60Hz du courant de magnétisation :

$$Q_{3ph} = 3w\Phi_{ph}I_{ph} \quad (2.54)$$

Les valeurs fournies pour un transformateur triphasé sont plus faibles que pour un transformateur monophasé.



## CHAPITRE 3 RÉSEAU IEEE-39

### 3.1 IEEE-39 : paramètres du réseau

La Figure 3.1 montre la représentation de ce réseau dans EMTP qui contient 10 sources de production, 34 lignes de transmissions, 12 transformateurs et 19 charges. Tout d'abord, il convient de dresser un tableau d'équivalence entre le nom des nœuds du circuit et leur numérotation alphanumérique. Afin de faciliter l'écriture tout au long du mémoire le B sera supprimé du nom du nœud afin de pouvoir les numéroter de 01 à 39. Ce réseau possède une compensation capacitive d'une valeur de 92 MVars utilisée à la barre 24 qui provient des données originelles du réseau.



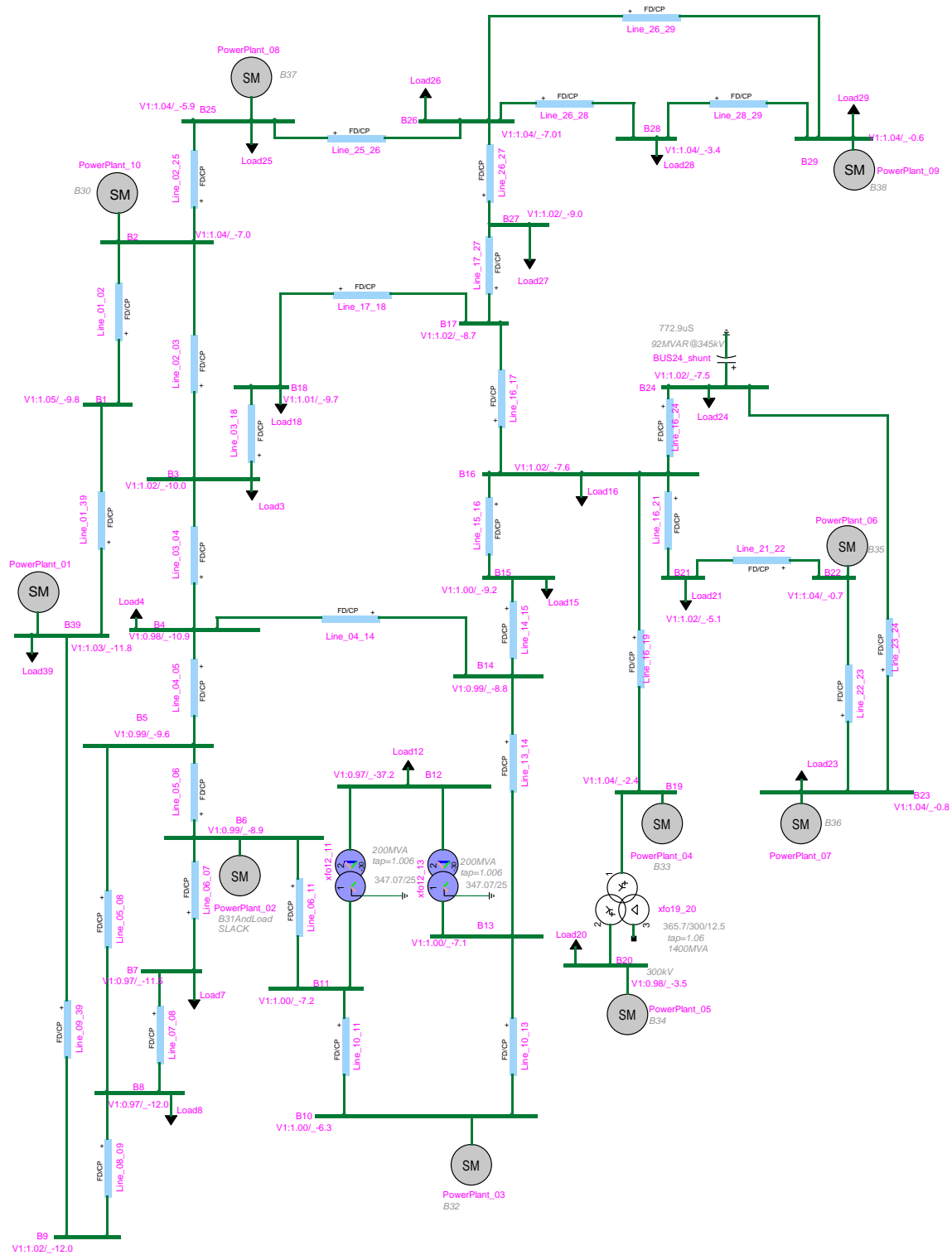


Figure 3.1 : Représentation unifilaire du réseau IEEE-39 nœuds



### 3.1.1 Lignes de transmission

Dans ce modèle, 2 types de lignes de transmission ont été utilisés : des sections PI et des lignes à Paramètres Constants. Pour les section-PI, les paramètres de lignes sont donnés en  $\Omega$  et  $\mu S$  et pour les lignes CP en  $\Omega/km$  et  $\mu S/km$ . En implémentant cela, on peut aussi s'apercevoir que certaines des lignes ont des délais de propagation ont des délais de propagation petits, ce qui oblige à utiliser un pas de temps très faible. Il convient donc de remplacer ces lignes par des Sections-PI. Les lignes concernées sont décrites dans le Tableau 3.1 et le Tableau 3.2 dans lesquels la longueur  $l$  des lignes est exprimée en km, les paramètres linéiques de séquence homopolaire  $R_0'$ ,  $X_0'$ ,  $B_0'$  respectivement en  $\Omega/km$ ,  $\Omega/km$ ,  $\mu S/km$  et de séquence directe  $R_1'$ ,  $X_1'$ ,  $B_1'$  respectivement en  $\Omega/km$ ,  $\Omega/km$ ,  $\mu S/km$ .

Tableau 3.1 : Paramètres des Sections-PI du réseau IEEE-39

Ligne	$l$ (km)	$R_0$ ( $\Omega$ )	$X_0$ ( $\Omega$ )	$B_0$ ( $\mu S$ )	$R_1$ ( $\Omega$ )	$X_1$ ( $\Omega$ )	$B_1$ ( $\mu S$ )
02_25	28.2	11.975	31.207	77.199	1.088	10.375	126.717
05_06	8.5	1.079	6.604	23.843	0.268	3.196	36.576
06_07	25.7	3.751	21.096	58.859	1.228	12.462	84.278
06_11	26.9	3.415	20.896	75.464	0.847	10.112	115.762
07_08	15.1	1.917	11.732	42.357	0.476	5.677	64.977
10_11	14.1	1.79	10.955	39.552	0.444	5.301	60.674
10_13	14.1	1.79	10.955	39.552	0.444	5.301	60.674
16_24	15.9	2.321	13.053	36.412	0.756	7.711	52.138



Tableau 3.2 : Paramètres des lignes de transmission CP du réseau IEEE-39

Ligne	$R'_0$	$X'_0$	$B'_0$	$R'_1$	$X'_1$	$B'_1$
01_02	0.425	1.107	2.737	0.0386	0.368	4.493
01_39	2.565	0.673	2.840	0.2891	0.338	4.748
02_03	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
03_04	0.146	0.821	2.290	0.0478	0.485	3.279
03_18	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
04_05	0.146	0.821	2.290	0.0478	0.485	3.279
04_14	0.146	0.821	2.290	0.0478	0.485	3.279
05_08	0.146	0.821	2.290	0.0478	0.485	3.279
08_09	0.146	0.821	2.290	0.0478	0.485	3.279
09_39	0.104	0.641	3.731	0.0098	0.192	8.612
13_14	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
14_15	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
15_16	0.425	1.107	2.737	0.0386	0.368	4.493
16_17	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
16_19	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
16_21	0.348	0.913	2.840	0.0152	0.340	4.748
17_18	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
17_27	0.348	0.913	2.840	0.0152	0.340	4.748
21_22	0.348	0.913	2.840	0.0152	0.340	4.748
22_23	0.348	0.913	2.840	0.0152	0.340	4.748
23_24	0.146	0.821	2.290	0.0478	0.485	3.279
25_26	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
26_27	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
26_28	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
26_29	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303
28_29	0.127	0.777	2.805	0.0315	0.376	4.303



### 3.1.2 Transformateurs

Ce réseau comporte 10 transformateurs de génération et 19 transformateurs de charges. Les puissances nominales du transformateur a été calculé à partir des données originale fournie en pu en utilisant la base de puissance de 100 MVA. Les ratios de transformation sont de 345/20kV pour les transformateurs des génératrices et de 345/25kV pour les transformateurs de charges. Le présentent les principaux paramètres des transformateurs élévateurs (génération) avec les résistances et inductances exprimées en per-unit, la puissance apparente  $S$  en MVA et les tensions primaires  $V_1$  et secondaires  $V_2$  en  $kV_{rmsLL}$ .

Tableau 3.3 : Données des transformateurs élévateurs de génération

	R (pu)	X (pu)	Prise	S (MVA)	$V_1$ (kV)	$V_2$
02_30	0.003	0.18	1.025	1000	345	20
06_31	0.003	0.25	1.07	1000	345	20
10_32	0.003	0.2	1.07	1000	345	20
12_11	0.002	0.1	1.006	200	345	25
12_13	0.002	0.1	1.006	200	345	25
19_33	0.007	0.142	1.07	1000	345	20
20_34	0.005	0.11	1.009	600	300	20
22_35	0.003	0.143	1.025	1000	345	20
23_36	0.005	0.27	1	1000	345	20
25_37	0.006	0.23	1.025	1000	345	20
29_38	0.008	0.156	1.025	1000	345	20

Tableau 3.4 : Données du transformateur Haute Tension des nœuds 19\_20

$R_{12}$	$R_{13}$	$R_{23}$	$X_{12}$	$X_{13}$	$X_{23}$	$S$	Prise	$V_1$	$V_2$	$V_3$
0.00222	0.0058	0.0058	0.193	0.292	0.1	1400	1.06	345	300	12.5



### 3.1.3 Générateurs

Ce réseau présente 10 sources de production numérotées de la Barre B30 à la barre B39. La Barre d'équilibre correspond à la barre B31. Le modèle EMTP de ce réseau comprend des AVR, stabilisateur (PSS1A) [37] et système d'excitation (ST1A) [37] ainsi que des Gouverneurs (IEEEG1) [55]. Dans le Tableau 3.5, la tension de génération est de  $20 kV_{rmsLL}$ ,  $S$  représente la puissance apparente en MVA,  $X_0$  représente la réactance de séquence homopolaire en pu,  $X_1$  la réactance de pertes de l'armature en pu,  $X_d$  et  $X_q$  les réactances synchrones en pu,  $X'_d$  et  $X'_q$  les réactances transitoires en pu,  $T'_{d0}$  et  $T'_{q0}$  les constantes de temps en circuit ouvert en s, et  $H$  la constante d'énergie en s. Le Tableau 3.6 montre les contraintes d'écoulement de puissance du réseau IEEE-39.

Tableau 3.5 : Paramètres des 10 génératrices

Nœud	$S$	$X_0$	$X_1$	$X_d$	$X_q$	$X'_d$	$X'_q$	$T'_{d0}$	$T'_{q0}$	$H$
30	1000	0.125	0.125	1	0.69	0.31	0.08	10.2	0	4.2
31	1000	0.35	0.35	2.95	2.82	0.697	1.7	6.56	1.5	3.03
32	1000	0.304	0.304	2.495	2.37	0.531	0.876	5.7	1.5	358
33	1000	0.295	0.295	2.62	2.58	0.436	1.66	5.69	1.5	2.86
34	600	0.324	0.324	4	3.7	0.792	1	5.4	0.44	4.33
35	1000	0.224	0.224	2.54	2.41	0.5	0.814	7.3	0.4	3.48
36	1000	0.322	0.322	2.95	2.92	0.49	1.86	5.66	1.5	2.64
37	1000	0.28	0.28	2.9	2.8	0.57	0.911	6.7	0.41	2.43
38	1000	0.298	0.298	2.106	2.05	0.57	0.587	4.79	1.96	3.45
39	10000	0.3	0.3	2	1.9	0.6	0.8	7	0.7	5



Tableau 3.6 : Contraintes d'écoulement de puissance des nœuds des génératrices

Nœud	S (MVA)	P (MW)	$Q_{\min}$ (MVar)	$Q_{\max}$ (MVar)	V (pu)	V (kV)
30	1000	250	-300	300	1.045	20.9
31	1000	n.a.	n.a.	n.a.	0.98	19.6
32	1000	650	-300	300	0.98	19.66
33	1000	632	-300	300	0.997	19.94
34	600	508	-250	250	1.01	20.15
35	1000	650	-300	300	1.05	20.99
36	1000	560	-250	250	1.06	21.27
37	1000	540	-250	250	1.027	20.6
38	1000	830	-400	400	1.027	20.53
39	10000	1000	-500	500	1.03	355.35

### 3.1.4 Charges

Ce circuit comporte 19 sources de consommation de puissance. Dans notre exemple, nous avons implémenté deux différents types de charges qui sont sélectionnables par paramètres comme il est détaillé dans la section 2.4. Le Tableau 3.7 montre la puissance nominale du transformateur de charge associé excepté pour la charge du nœud 12, avec  $P$  la puissance active en MW et  $Q$  la puissance réactive en MVar.



Tableau 3.7 : Puissances actives et réactives des nœuds du réseau IEEE-39

Nœud	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	Nœud	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)
3	322	2.4	400	23	247.5	84.6	400
4	500	184	700	24	308.6	0	400
7	233.8	84	400	25	224	47.2	400
8	522	176	700	26	139	17	200
12	7.5	88	n.a.	27	281	75.5	300
15	320	153	500	28	206	27.6	300
16	329	32.3	500	29	283.5	26.9	400
18	158	30	400	31	9.2	4.6	1000
20	628	103	800	39	1104	250	1500
21	274	115	800				

## 3.2 Résultats de simulation du réseau IEEE-39

### 3.2.1 Analyse de l'écoulement de puissance

Une solution d'écoulement de puissance doit être trouvée avant de réaliser une étude dans le domaine du temps [10]. Les machines synchrones fournissent des contraintes PV (control de la tension et de la puissance), le nœud 31 est le nœud de référence (Barre d'équilibre) et les charges sont modélisées en tant que contraintes PQ (contrôle de puissance active et réactive). Le Tableau 3.8 présente les résultats de l'écoulement de puissance dans lequel il est montré que les tensions obtenues sont bien dans un intervalle acceptable (0.94-1.06 pu).



Tableau 3.8 : Solution de l'écoulement de puissance du réseau IEEE-39

Nœud	V (pu)	Angle (°)	Nœud	V (pu)	Angle (°)	Nœud	V (pu)	Angle (°)
1é	1.05	-9.8	14	0.99	-8.8	27	1.02	-9.0
2	1.04	-7.0	15	1.00	-9.2	28	1.04	-3.4
3	1.02	-10.0	16	1.02	-7.6	29	1.04	-0.6
4	0.98	-10.9	17	1.02	-8.7	30	1.04	-34.6
5	0.99	-9.6	18	1.01	-9.7	31	0.98	-30
6	0.99	-8.9	19	1.04	-2.4	32	0.98	-28.3
7	0.97	-11.5	20	0.98	-3.5	33	1.00	-27.2
8	0.97	-12	21	1.02	-5.1	34	1.01	-28.1
9	1.02	-12	22	1.04	-0.7	35	1.05	-25.7
10	1.00	-6.3	23	1.04	-0.8	36	1.06	-23
11	1.00	-7.2	24	1.02	-7.5	37	1.03	-29.1
12	0.97	-37.2	25	1.04	-5.9	38	1.03	-23.5
13	1.00	-7.1	26	1.04	-7.01	39	1.03	-11.8

### 3.2.2 Simulation de phénomènes EMT

Dans cette section le réseau est soumis à différents types de défaut afin d'en étudier la stabilité. On considère un cas sans perturbation, un cas de défaut triphasé fugitif et deux cas de pertes permanentes de ligne.

#### 3.2.2.1 Cas 1 : absence de défaut

Tout d'abord, pour vérifier la stabilité du réseau, on effectue une simulation en régime permanent en regardant la vitesse de rotation des génératrices comme indiqué dans la Figure 3.2. La Figure 3.3 trace l'évolution temporelle des puissances. Les résultats montrent bien la stabilité du réseau ainsi que le bon réglage des contrôleurs.



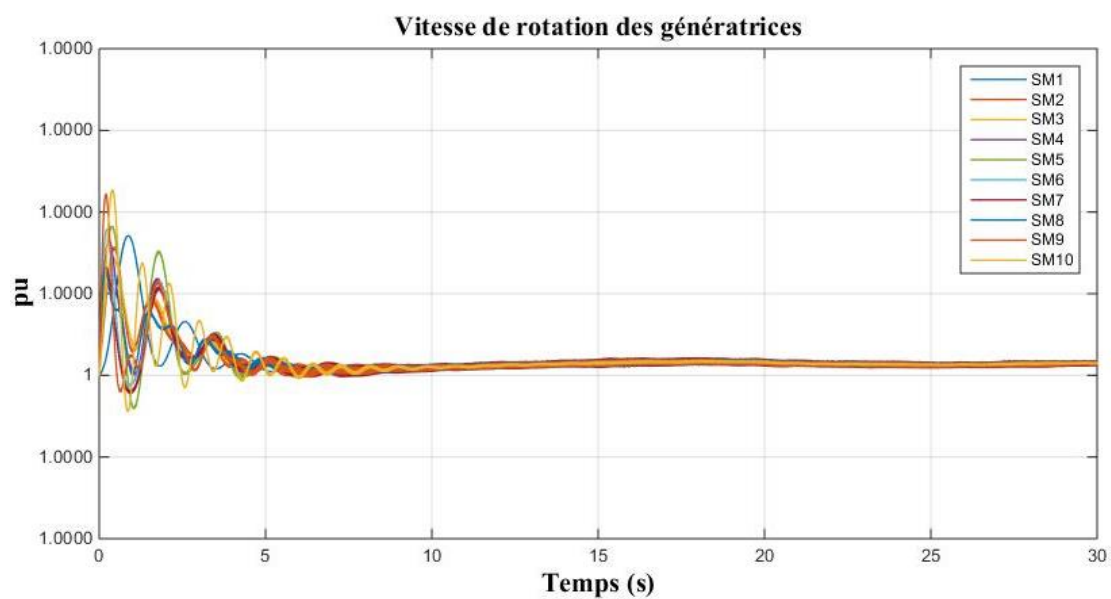


Figure 3.2 : Vitesse de rotation des 10 génératrices en absence de défaut

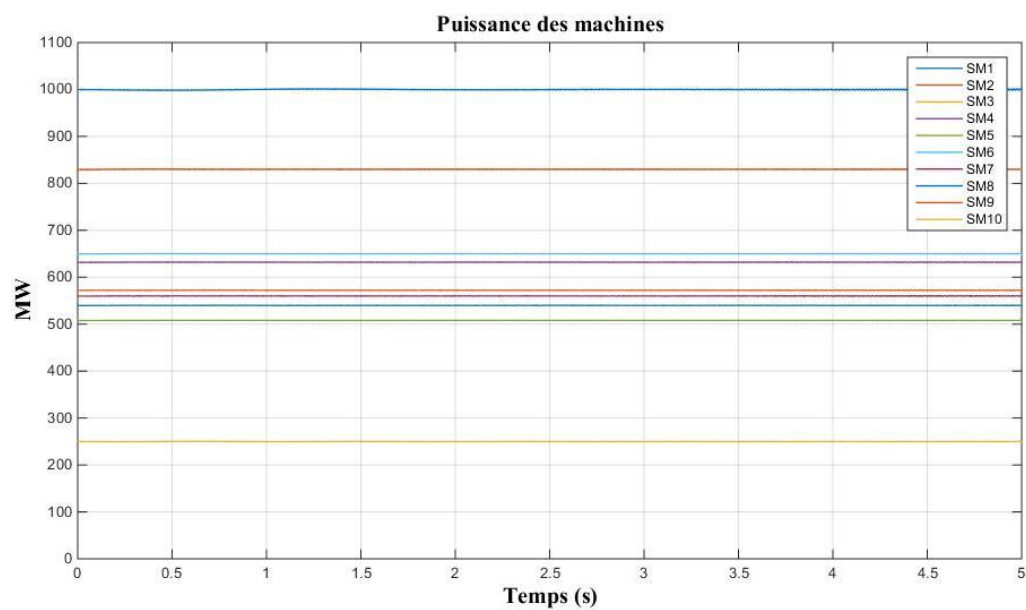


Figure 3.3 : Puissance des 10 machines



### 3.2.2.2 Cas 2 : défaut fugitif

Désormais, on s'intéresse à un défaut fugitif triphasé-terre à  $t = 5$  s d'une durée de 100 ms au nœud B3. Les Figure 3.4 à Figure 3.6 montrent les résultats de simulation.

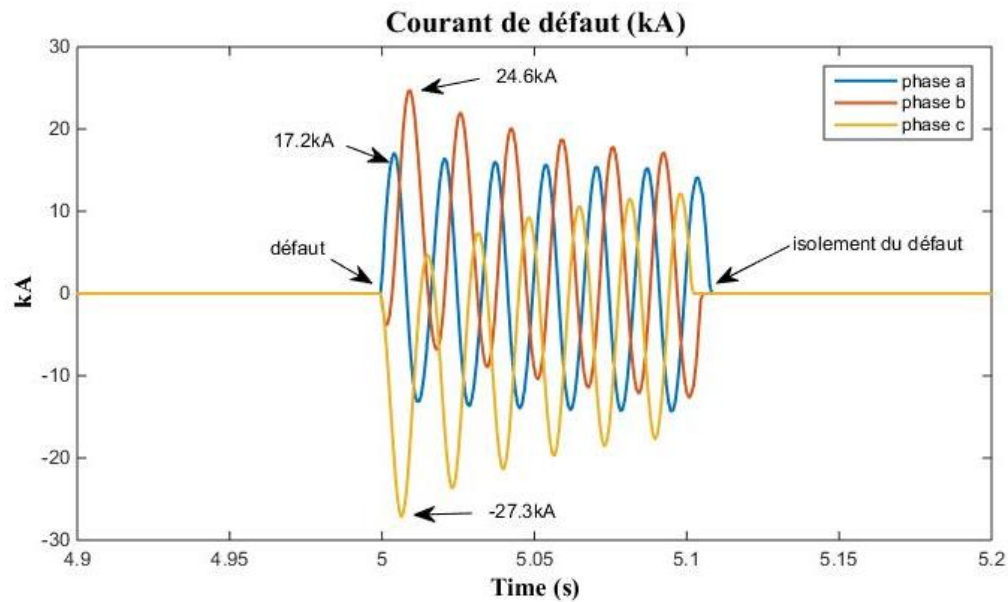


Figure 3.4 : Courant instantané de défaut : phase a (bleu); phase b (rouge); phase c (jaune)

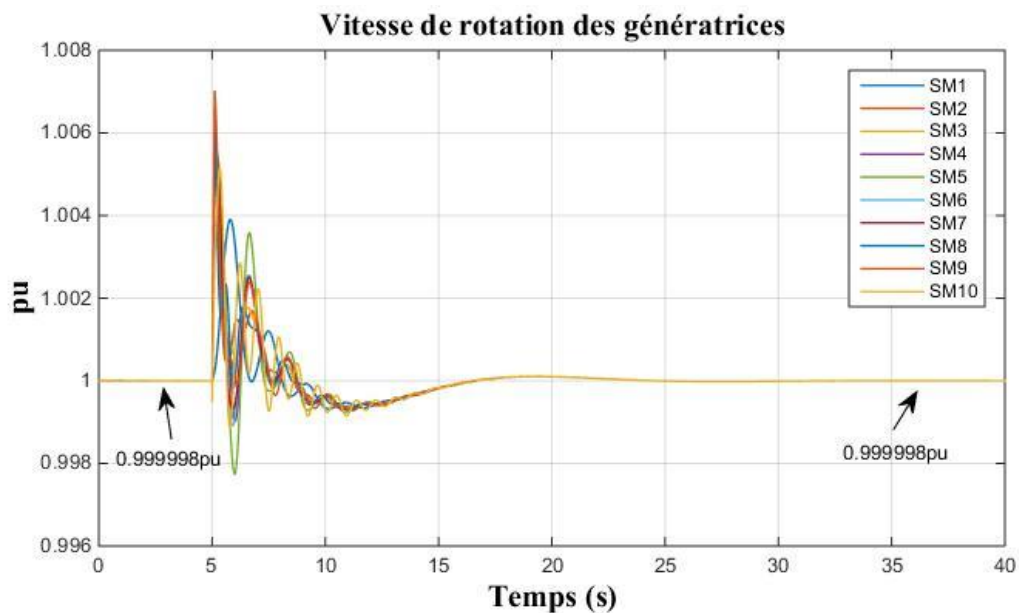


Figure 3.5 : Vitesse de rotation des 10 génératrices



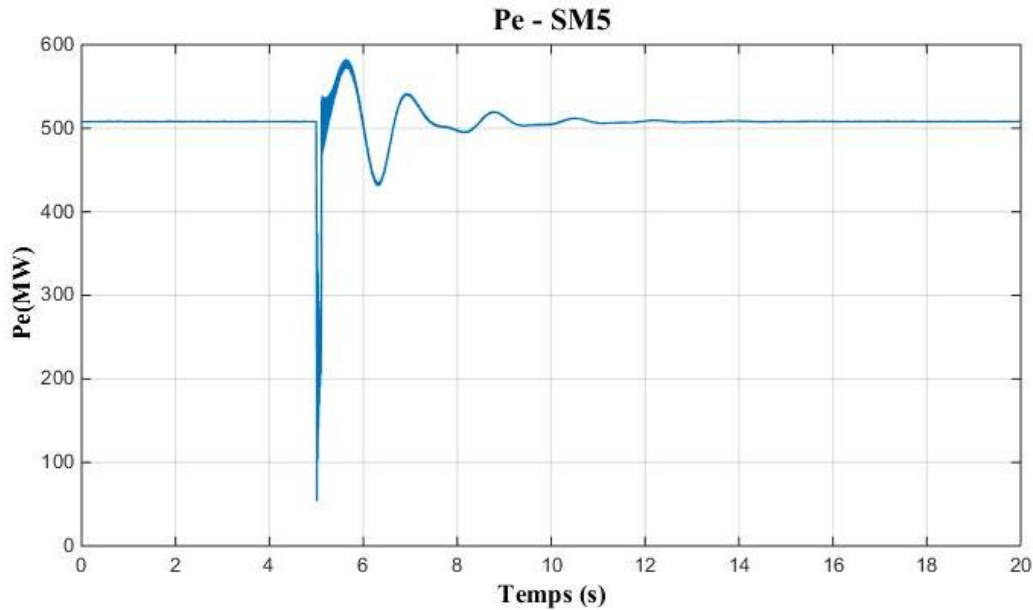


Figure 3.6 : Puissance électrique de la génératrice 5

On observe pour cette situation de défaut que le système reste stable après le défaut et revient à ses conditions d'avant défaut.

### 3.2.2.3 Cas 3 : défaut suivi d'une perte de ligne

#### 3.2.2.3.1 Défaut au nœud 3

Le réseau est soumis à un défaut triphasé-terre qui est appliqué au nœud 03 à  $t = 200\text{ms}$  d'une durée de 100ms suivi d'une déconnexion de la ligne 03\_04. Pour le courant de défaut affiché en Figure 3.7 dont la valeur crête est de 11.13kA pour la phase a, 14.36kA pour la phase b et 15.7kA pour la phase c. La Figure 3.8 montre l'évolution des vitesses de rotation des génératrices. La Figure 3.9 montre la puissance des 10 machines avec récapitulé dans le Tableau 3.9 les puissances  $P_e$  en MW avant et après le défaut. En analysant les courbes suivantes, il est possible de conclure que les contrôles sont performants et permettent d'éliminer le défaut et de supporter la perte de ligne.



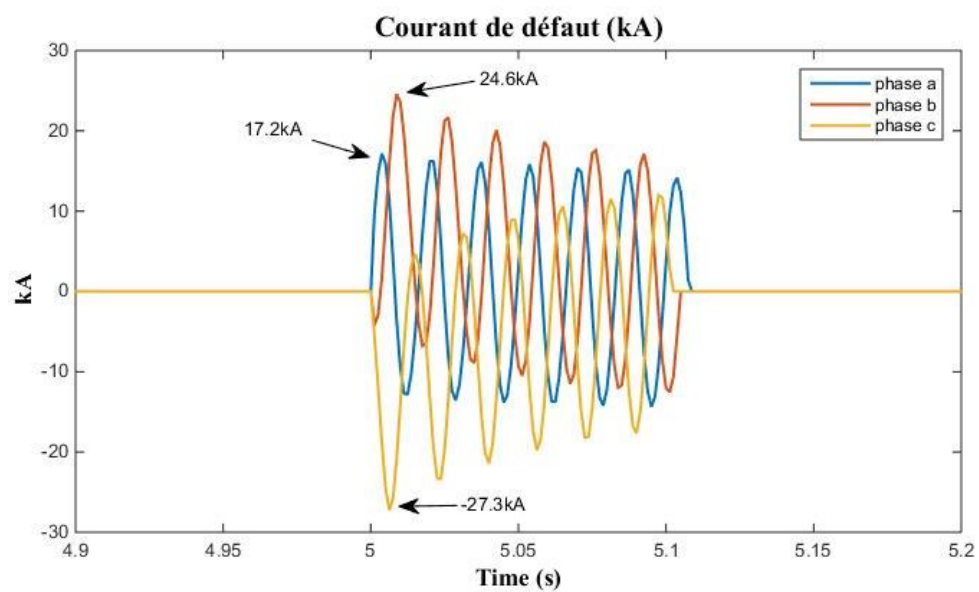


Figure 3.7 : Courant de défaut : phase a (bleu), phase b (rouge) et phase c (jaune)

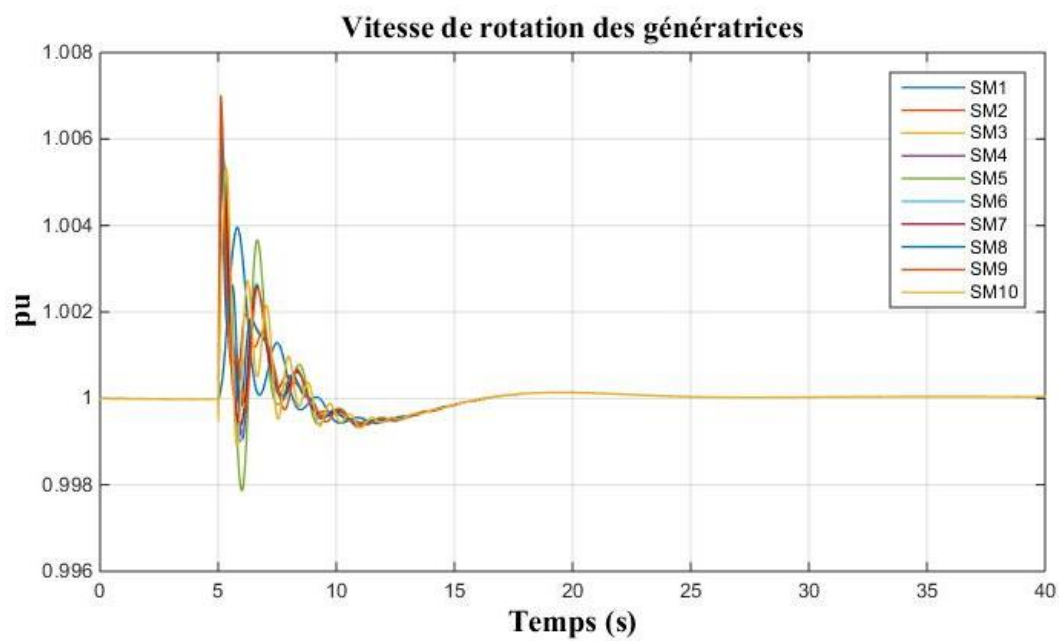


Figure 3.8 : Vitesse de rotation du rotor des génératrices en pu



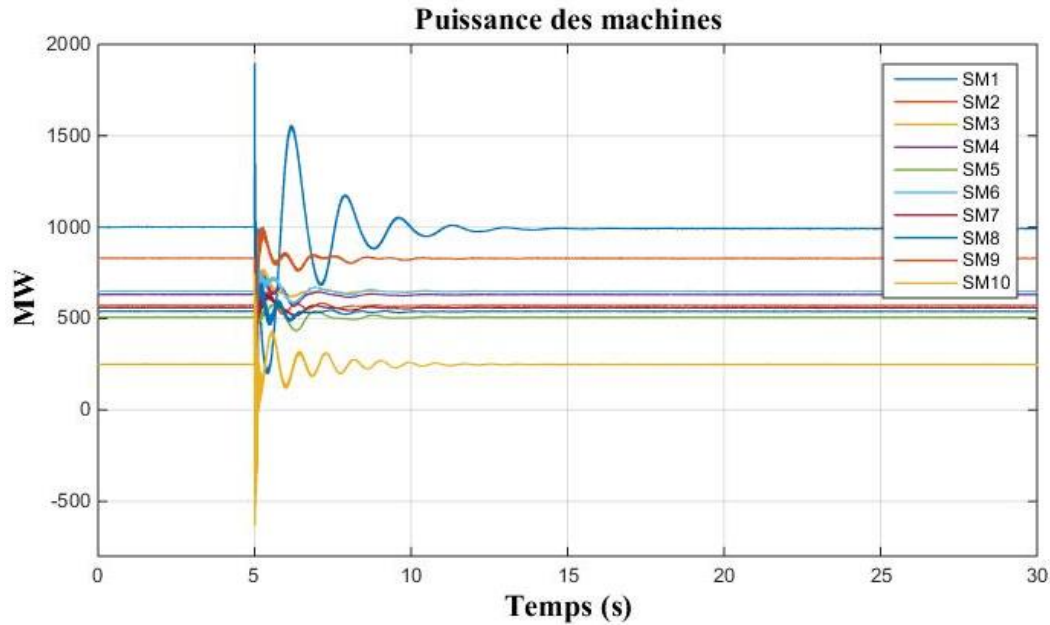


Figure 3.9 : Puissance des machines en MW

Tableau 3.9 : Valeurs initiales et finales des puissances des machines

SM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{e\_avant}$	1001	572	650	632	508	650	560	540	830	250
$P_{e\_après}$	992	571	649.1	631.1	507.4	649.1	559.1	539.1	829.1	249
$P_{e\_crête}$	1898	646	773	745	580	764	657	695	1002	744

### 3.2.2.3.2 Défaut au nœud 16

On applique désormais un défaut fugitif au nœud 16, à  $t = 5$  s d'une durée de 100 ms. Tout d'abord, on trace les vitesses des machines comme illustré en Figure 3.10 avec les valeurs des vitesses crêtes  $\Omega_{crête}$  explicités dans le Tableau 3.10. La Figure 3.11 et le Tableau 3.11 illustrent la puissance des machines synchrones avec la valeur crête  $P_{crête}$  durant les premiers cycles des transitoires.



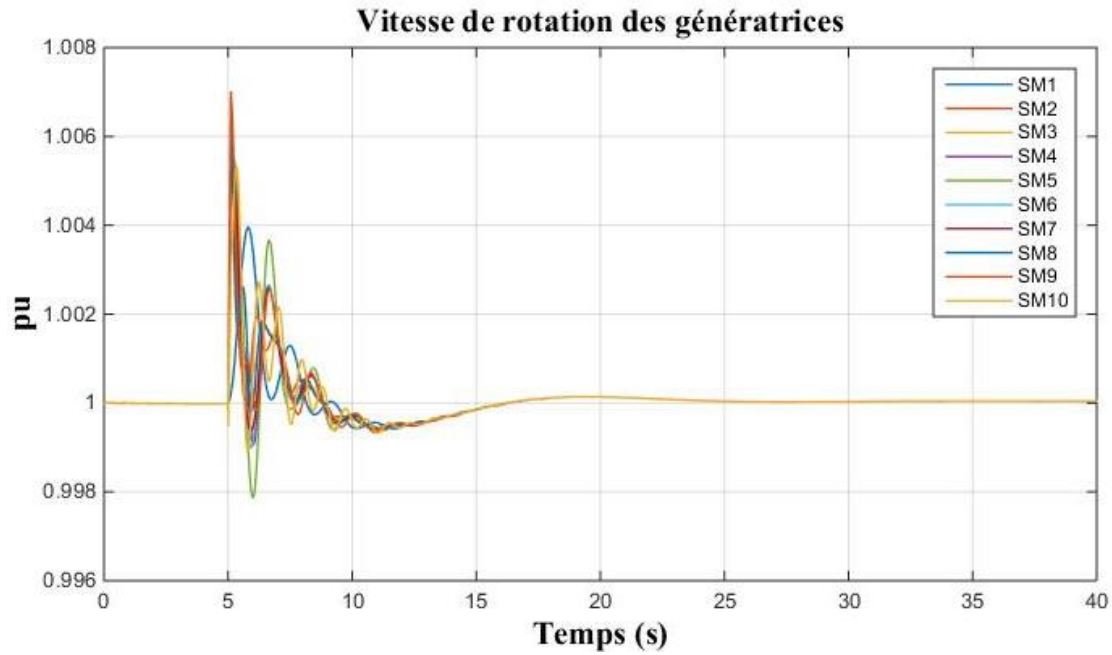


Figure 3.10 : Vitesse des machines suite au défaut au nœud 16

Tableau 3.10 : Valeurs crêtes des vitesses de rotation des génératrices

SM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\Omega_{crête}$ (pu)	1.007	1.005	1.005	1.010	1.009	1.009	1.009	1.005	1.007	1.007

Tableau 3.11 : Valeurs crêtes des puissances des génératrices

SM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{crête}$ (MW)	2046	629.1	716.5	856.7	643.2	828.5	717.4	657.7	940.3	517

On observe des vitesses crêtes plus importantes que pour le défaut au nœud 3. Aussi, le réseau reste stable suite à ce type de défaut. Le lieu du défaut a eu un impact sur les valeurs des transitoires de vitesses et puissance des génératrices durant les premiers cycles suivant le défaut.



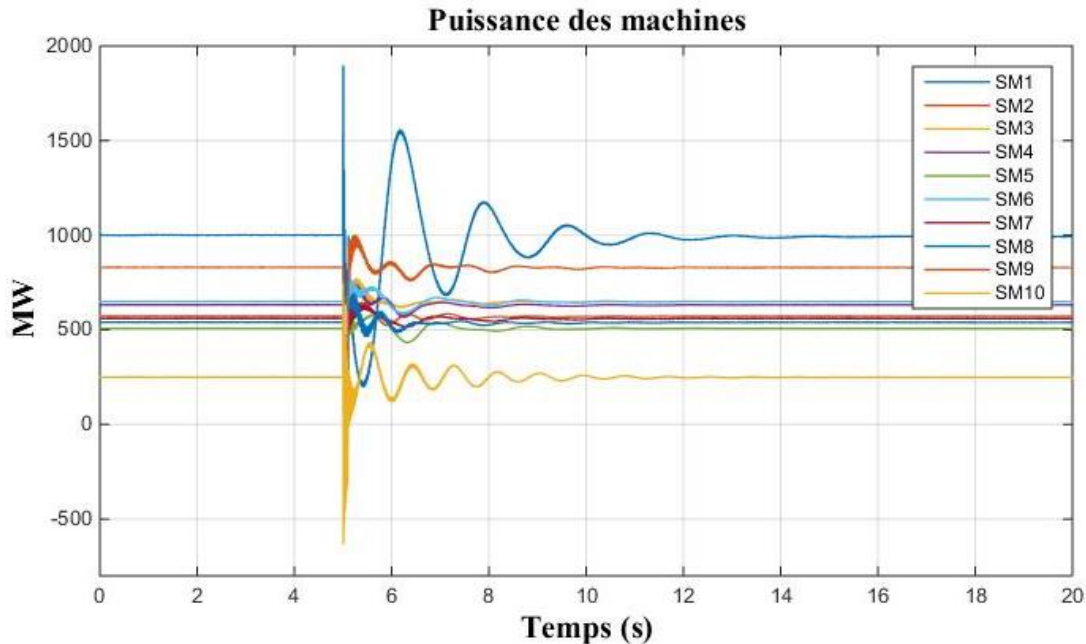


Figure 3.11 : Puissance des machines suite au défaut au nœud 16 en MW

### 3.3 IEEE-39 : ajout de parcs éoliens terrestre

#### 3.3.1 Changements du réseau

La Figure 3.12 présente le nouveau design du réseau modélisé sous EMTP. Les générateurs éoliens sont représentés par leurs modèles moyens. En effet, il existe deux possibilités pour représenter les VSCs (convertisseurs de Tension). Le modèle moyen consiste à considérer les convertisseurs comme des sources de tension idéales équivalentes qui génèrent une tension ac moyenne sur un cycle de commutation des interrupteurs. Dans cette configuration, les harmoniques ne sont pas représentées mais la dynamique qui résulte des systèmes de contrôle est préservée et le modèle permet d'utiliser de plus larges pas de calculs (de l'ordre de 50 microsecondes). La Figure 3.13 et la Figure 3.14 montrent un détail des deux parcs éoliens. Les parcs sont reliés entre eux par des lignes de courtes distances. Le parc éolien comprend des éoliennes de type-III (DFIG) et de type-IV (FullConverter) dont la répartition est détaillée dans le Tableau 3.12. La production de type III comporte 390 éoliennes de puissance 1.5 MW avec un contrôle de tension au point d'interconnexion avec le reste du réseau. Quant à elle, la production de type IV comprend 135 éoliennes de puissance 2MW.



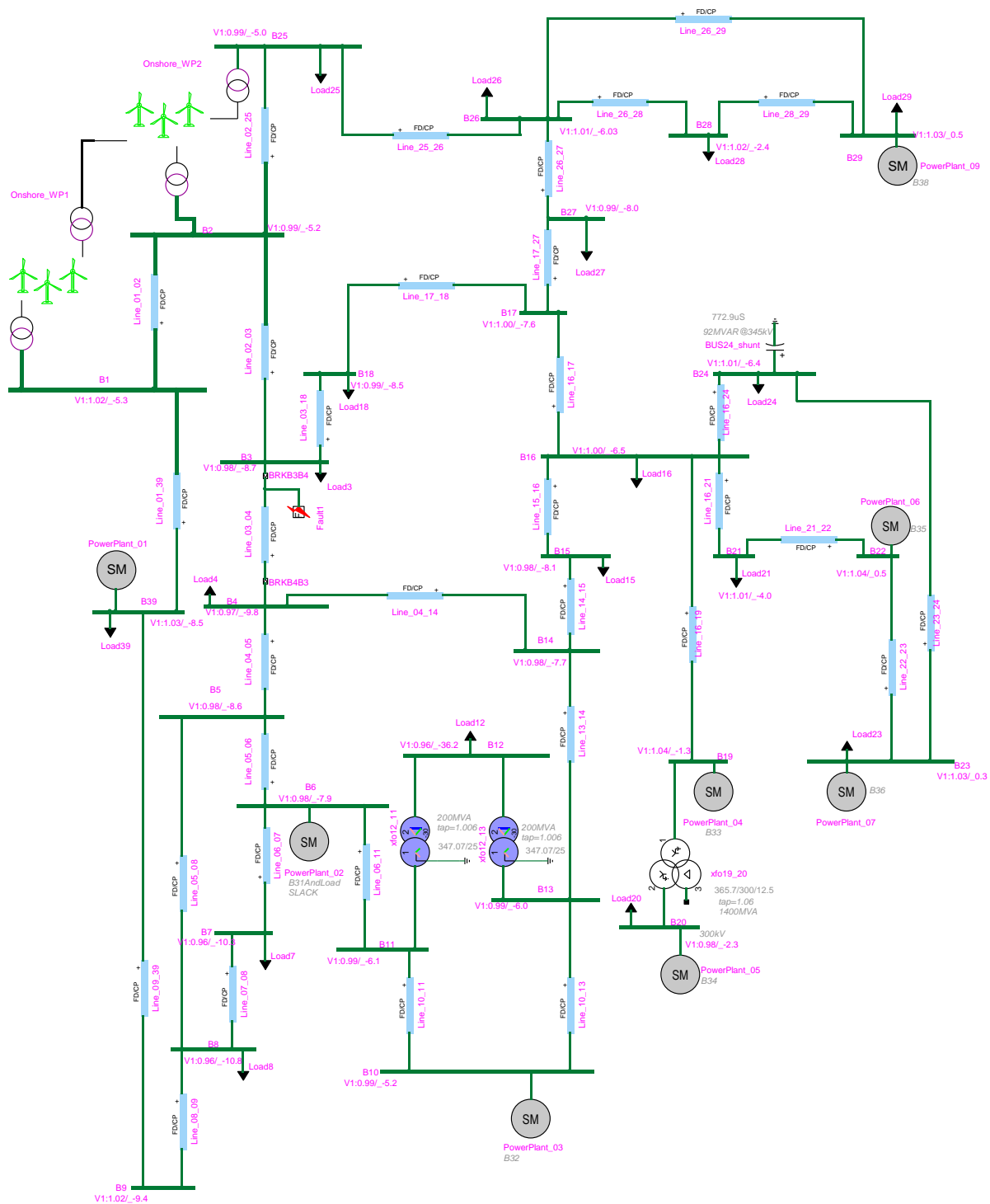


Figure 3.12 : Le réseau IEEE-39 nœuds avec production éolienne on shore



Tableau 3.12 : Détail de la production éolienne

Nombre	Type	Génération (MW)	Nombre d'éoliennes	Tension nominale (kV)
WP1	III	67.5	45	34.5
	III	67.5	45	34.5
	IV	120	60	34.5
WP2	III	150	100	34.5
	III	150	100	34.5
	IV	150	75	34.5
	III	150	100	34.5

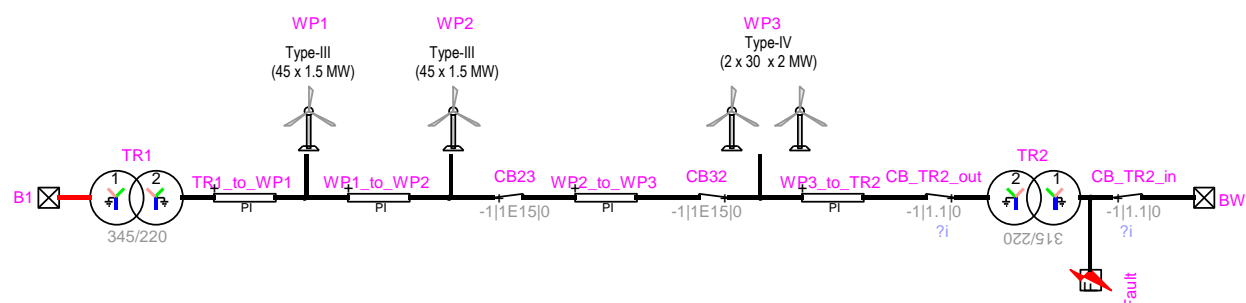


Figure 3.13 : Parc éolien 1 entre le nœud B1 et le Parc 2

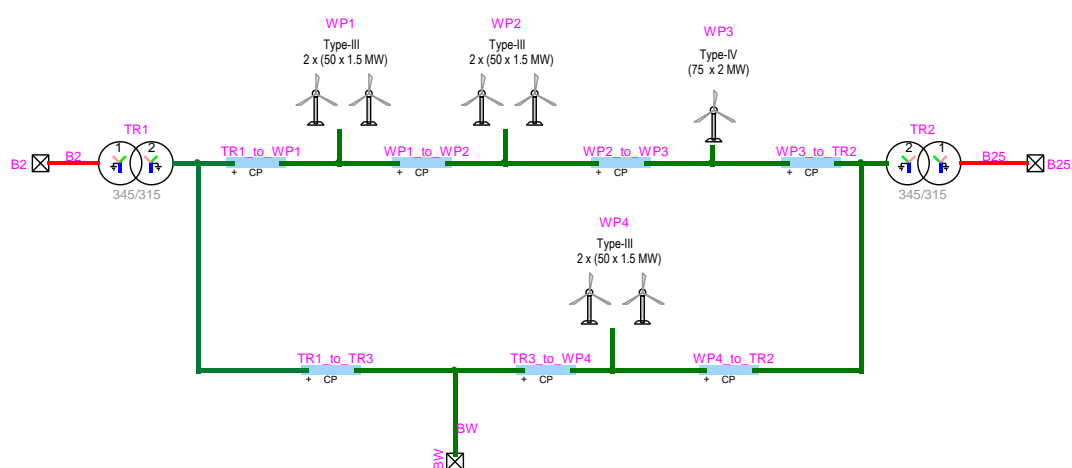


Figure 3.14 : Parc éolien 2 entre les nœuds B2, B25 et le parc 1



### 3.3.2 Écoulement de puissance

Le Tableau 3.13 présente la solution de l'écoulement de puissance du réseau avec la tension au nœud  $V$  en per-unit et l'angle  $Ang$  en degré.

Tableau 3.13 : Écoulement de puissance du réseau IEEE-39 Wind

Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)
1	1.02	-7.0	14	0.96	-12.0	28	1.03	-3.4
2	0.99	-7.2	15	0.93	-14.2	29	1.04	2.4
3	0.96	-14.0	16	0.96	-11.7	30	1.04	-38.3
4	0.93	-15.0	17	0.96	-12.9	31	0.98	-30
5	0.97	-11.2	18	0.96	-13.8	32	0.98	-29.7
6	0.98	-10.3	20	0.98	-2.1	33	1.00	-25.9
7	0.94	-14.7	21	0.97	-6.6	34	1.01	-26.8
8	0.94	-15.2	22	1.05	2.3	35	1.05	-22.7
9	1.03	-13.9	23	1.04	2.0	36	1.06	-20.2
10	0.99	-7.8	24	0.97	-11.6	37	1.03	-32.5
11	0.99	-8.7	25	0.99	-6.9	38	1.03	-20.5
12	0.96	-38.7	26	0.99	-10.1	39	1.03	-12.2
13	0.99	-8.6	27	0.96	-14.0			

### 3.3.3 Étude transitoire en réponse à un défaut

Dans cette partie le réseau IEEE-39 modifié est soumis à une perturbation afin d'étude sa réponse transitoire : elle consiste en un défaut fugitif triphasé-terre réalisé au nœud B3 à  $t = 5$  s, pour une durée de 100ms. Dans la Figure 3.15, la crête du premier pic de variation de la vitesse de rotation du rotor subit une faible variation (de l'ordre de 0.8%), ce qui est une variation acceptable. Ensuite, les transitoires durent environ 10 secondes et les génératrices ne sont pas perturbées par le défaut et cela prend quelques secondes au réseau pour dissiper le défaut et revenir aux conditions d'équilibre d'avant défaut. La Figure 3.16 illustre l'évolution des puissances actives et réactives



échangées entre les parcs éoliens et le réseau en pu. On constate que le système est stable pour la perturbation qui est simulée.

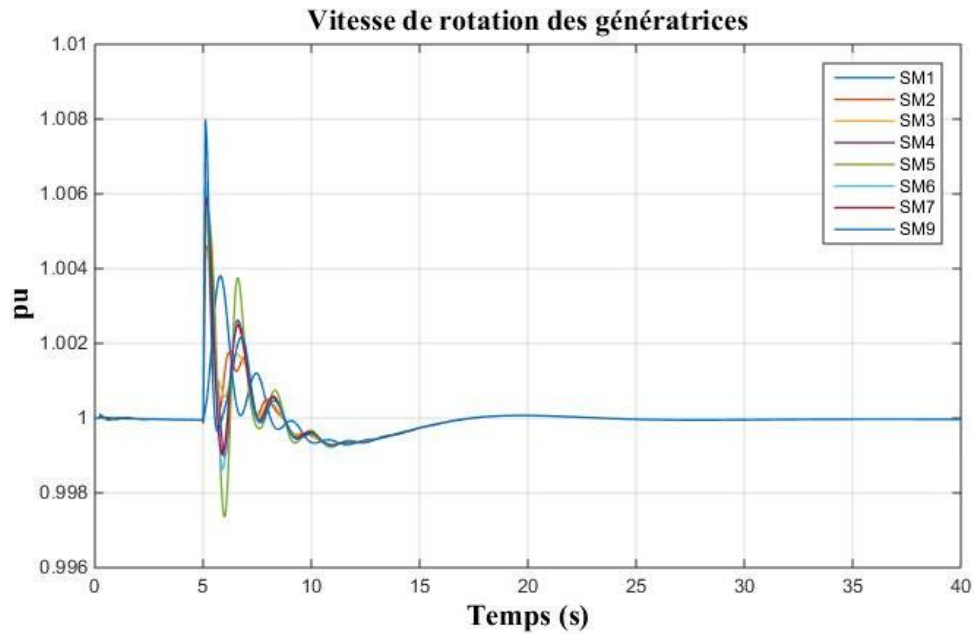


Figure 3.15 : Vitesse de rotation du rotor des 8 génératrices

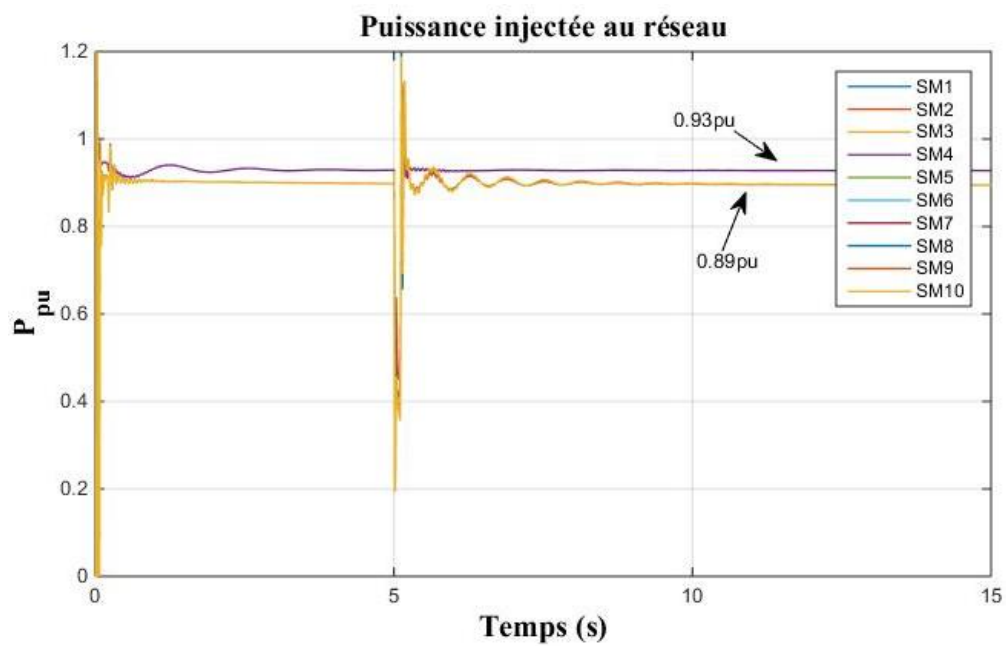


Figure 3.16 : Puissance réelle échangée entre les parcs éoliens et le réseau



### **3.4 Réseau IEEE-39 : production éolienne terrestre et maritime**

Dans cette section, le réseau IEEE-39 de base présenté à la Section 3.1 est modifié afin d'y intégrer une production éolienne onshore et offshore. Pour cela, la génératrice SM8 est remplacée par un parc d'éoliennes offshore tandis que la génératrice SM10 est remplacée par un parc d'éoliennes terrestre. La Figure 3.17 montre une représentation du réseau.



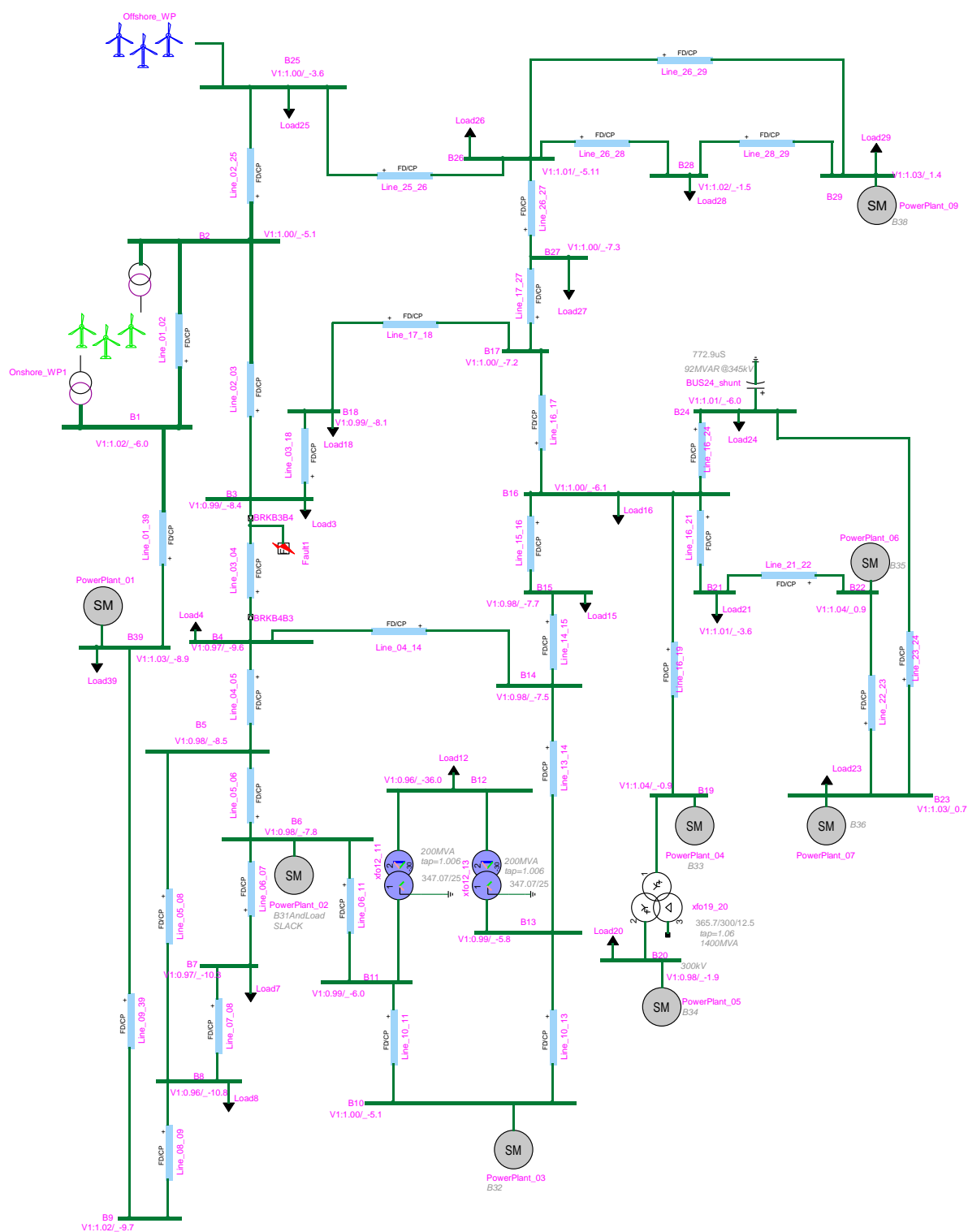


Figure 3.17 : Le réseau IEEE-39 nœuds avec production éolienne onshore et offshore



### 3.4.1 Changements du réseau

En ce qui concerne la production terrestre, le parc éolien inclut des éoliennes de types III et IV qui opèrent à 34kV tel qu'illustré dans la Figure 3.18. Ensuite, la production éolienne marine dont la puissance active totale générée est détaillée dans la Figure 3.19. La génération totale est de 255MW qui se répartit de la manière suivante :

- Type-III : 2 parcs de 45 éoliennes de 1,5MW;
- Type-IV : 2 parcs de 30 éoliennes de 2MW.

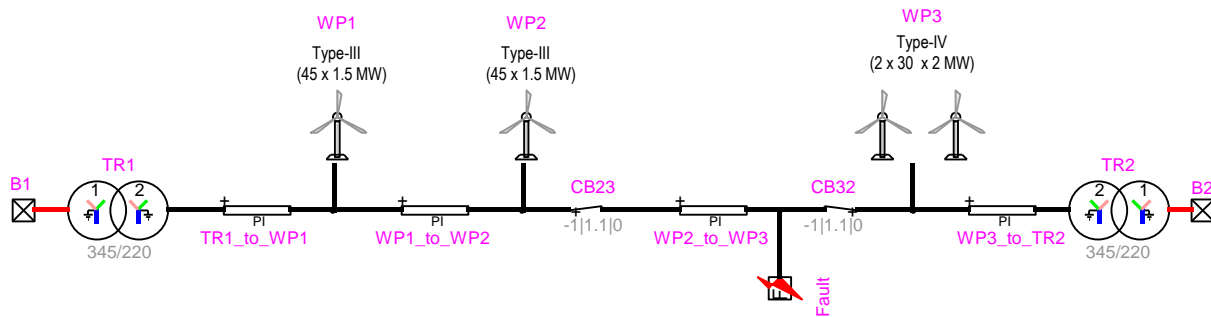


Figure 3.18 : Parcs éoliens terrestres du réseau IEEE-39

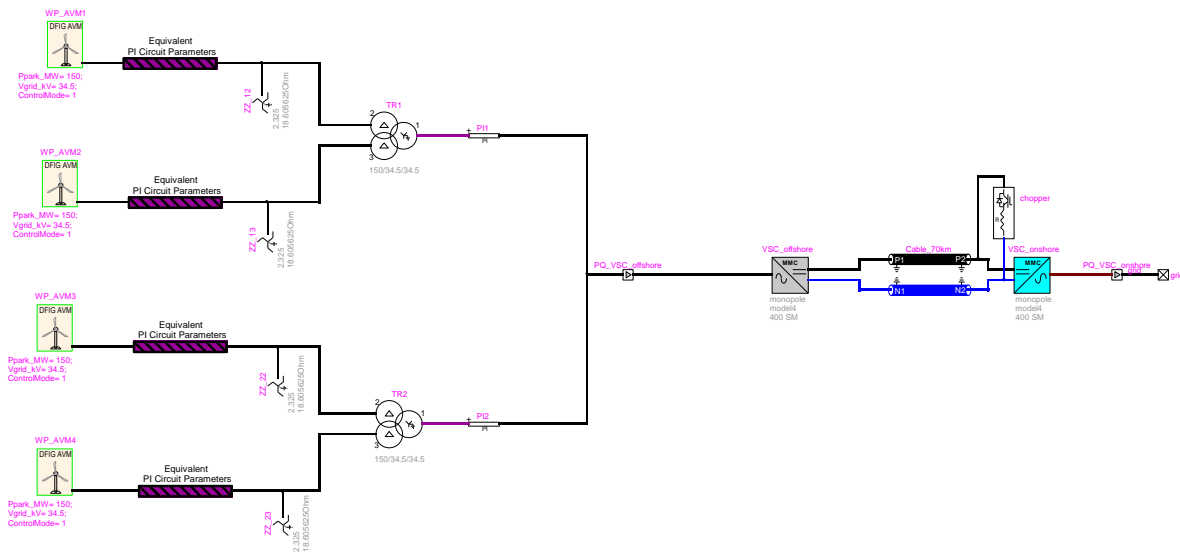


Figure 3.19 : Parcs éoliens maritime du réseau IEEE-39



### 3.4.2 Écoulement de puissance

Le Tableau 3.14 présente les résultats de l'écoulement de puissance dans lequel la tension du nœud  $V$  est exprimée en pu, l'angle en degré et il est montré que les tensions obtenues sont bien dans un intervalle acceptable (0.95-1.05 pu).

Tableau 3.14 : Écoulement de puissance du réseau IEEE-39 Wind Offshore

Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)
1	1.02	-5.9	14	0.98	-7.5	27	1	-7.4
2	1.01	-5.1	15	0.98	-7.7	28	1.03	-1.4
3	0.99	-8.5	16	1.01	-6.1	29	1.03	1.5
4	0.97	-9.7	17	1	7.2	30	1.04	-38.3
5	0.98	-8.5	18	0.99	-8.2	31	0.98	-30
6	0.98	-7.8	19	1.04	-0.8	32	0.98	-27
7	0.97	-10.4	20	0.98	-1.9	33	1	-25.6
8	0.96	-10.9	21	1.01	-3.5	34	1.01	-26.5
9	1.02	-9.7	22	1.04	1.1	35	1.05	-23.9
10	1	-5.1	23	1.03	0.9	36	1.06	-21.2
11	0.99	-6	24	1.01	-6	37	1.03	-32.5
12	0.96	-36	25	1.01	-3.6	38	1.03	-21.4
13	0.99	-5.8	26	1.02	-5.13	39	1.03	-9

### 3.4.3 Étude transitoire en réponse à un défaut

Dans cette partie le réseau IEEE-39 nœuds modifié est soumis à un défaut triphasé-terre réalisé au nœud B3 à  $t=1s$ , pour une durée de 100ms, suivi par un déclenchement de la ligne 03\_04. Les Figure 3.20 à Figure 3.23 montrent l'évolution des vitesses des génératrices ainsi que des puissances actives et réactives échangées entre les parcs éoliens et le réseau dans lesquelles WP1 correspond aux parcs terrestres et WP correspondent aux parcs en mer. Les conditions de régime



permanent mettent quelques secondes pour s'établir en ce qui concerne les puissances et 50s en ce qui concerne les vitesses de rotation des machines.

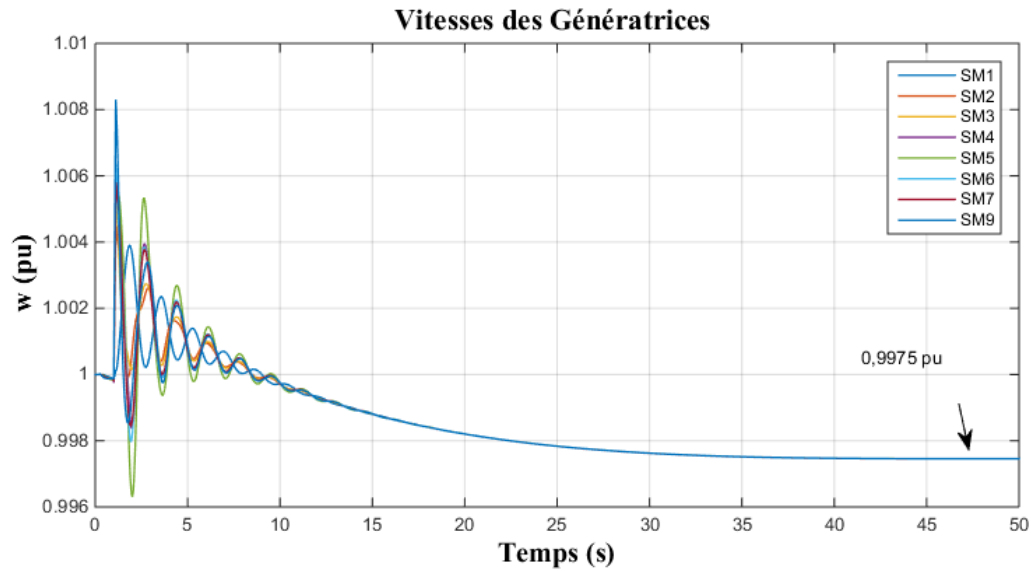


Figure 3.20 : Vitesse de rotation du rotor des 8 génératrices

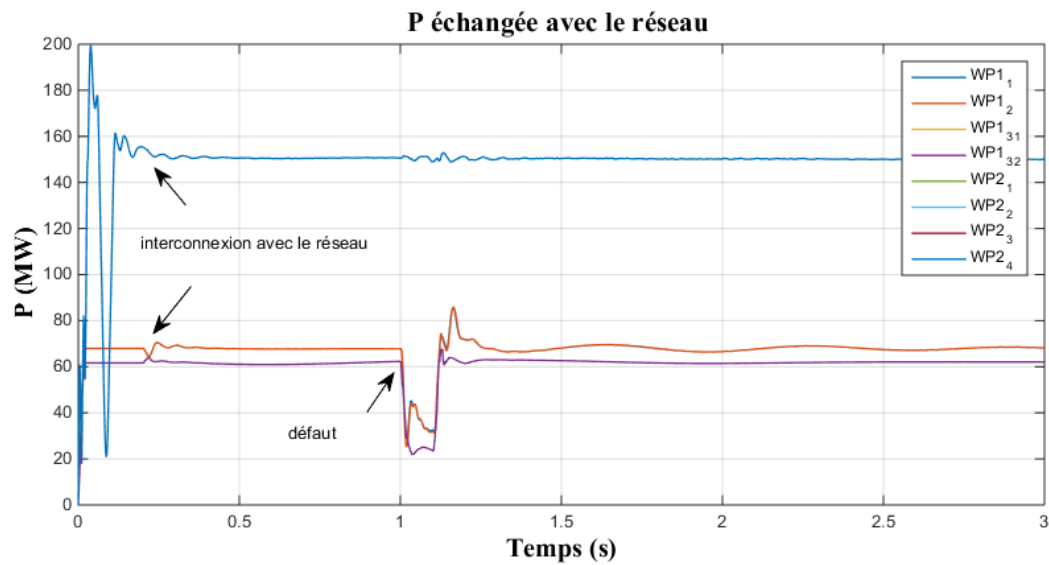


Figure 3.21 : Puissance active échangée avec le réseau par les parcs éolien en mer et terrestres



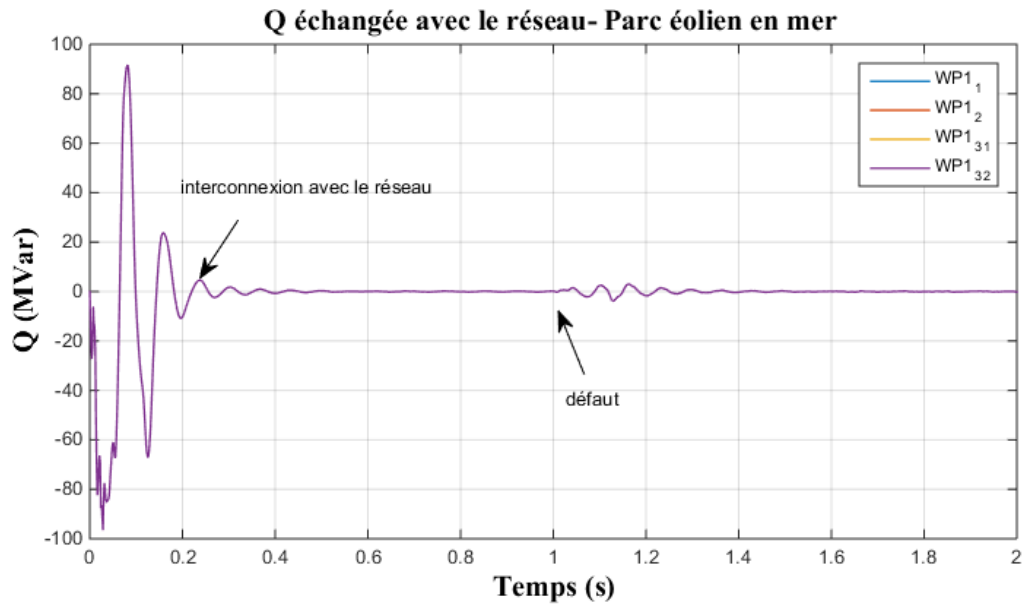


Figure 3.22 : Puissance réactive échangée avec le réseau par les parcs éoliens en mer

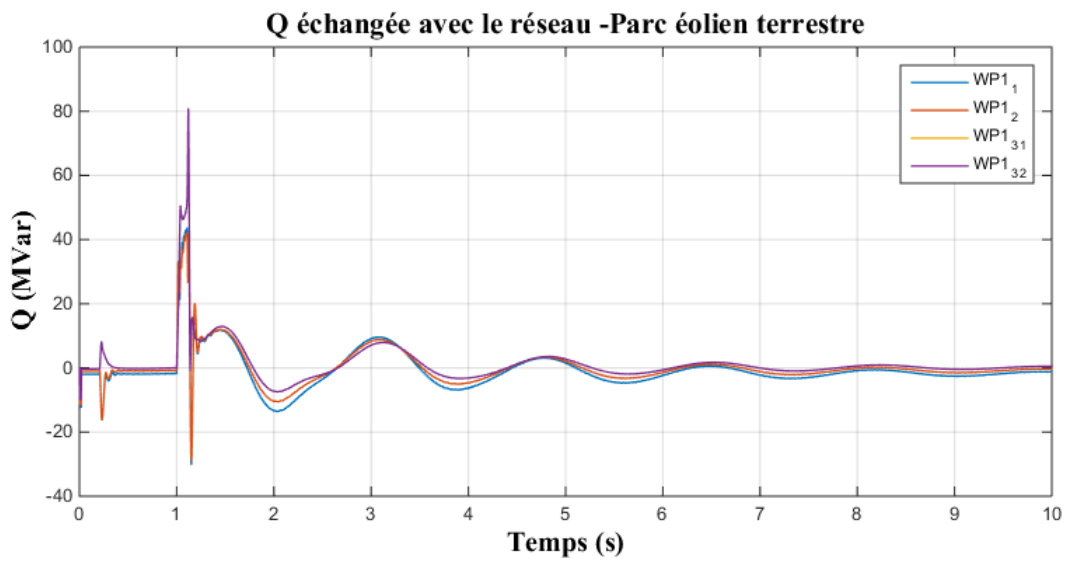


Figure 3.23 : Puissance réactive échangée avec le réseau par les parcs éoliens terrestres



## **CHAPITRE 4    RÉSEAU T0**

### **4.1 Réseau T0**

Le réseau T0 est présenté à la Figure 4.1, qui en montre sa représentation sous environnement EMTP. Ce chapitre détaille les différents paramètres du réseau ainsi que les études réalisées.



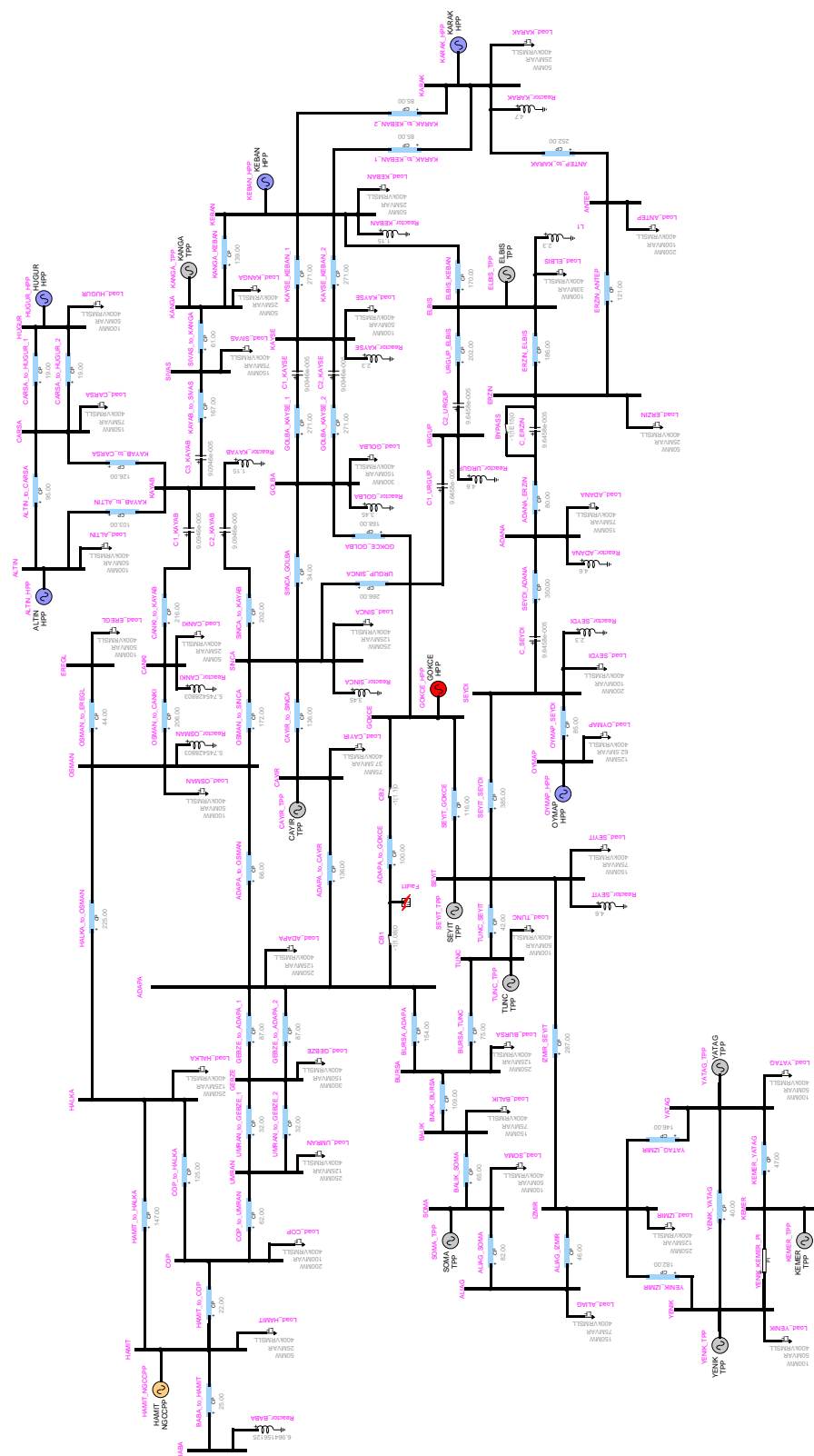


Figure 4.1 : Représentation unifilaire du réseau 400 kV T0



### 4.1.1 Paramètres du réseau T0

Tout d'abord, les différents nœuds ont été numérotés par souci de clarté et pour faciliter les notations dans les sections suivantes comme il est explicité dans le Tableau 4.1.

Tableau 4.1 : Équivalence entre la numération et le nom des postes du réseau T0

Nom	Numéro	Nom	Numéro	Nom	Numéro	Nom	Numéro
KEMER	1	SEYDI	11	GOLBA	21	OSMAN	31
YENIK	2	OYMAP	12	SINCA	22	EREGL	32
YATAG	3	ADANA	13	CAYIR	23	HALKA	33
IZMIR	4	ERZIN	14	KANGA	24	HAMIT	34
ALIAG	5	ANTEP	15	SIVAS	25	BABA	35
SOMA	6	KARAK	16	KAYAB	26	COP	36
BALIK	7	KEBAN	17	ALTIN	27	UMRAN	37
BURSA	8	ELBIS	18	CARSA	28	GEBZE	38
TUNC	9	URGUP	19	HUGUR	29	ADAPA	39
SEYIT	10	KAYSE	20	CANKI	30	GOKCE	40

#### 4.1.1.1 Lignes de transmission

En ce qui concerne les paramètres du réseau équivalent, tout d'abord, les lignes de transmission sont représentées par leur équivalent CP à l'exception de la ligne 1\_2 qui est modélisée par une Section-PI, étant de longueur faible. Les lignes sont toutes continuellement transposées avec les mêmes données linéiques pour toutes les lignes de transmission. Le Tableau 4.2 et Tableau 4.3 détaillent les paramètres utilisés. Le Tableau 4.3 décrit les longueurs de ligne  $l$  exprimées en km.

Tableau 4.2 : Données des lignes CP

$R_0' (\Omega/\text{km})$	$L_0' (\text{mH}/\text{km})$	$C_0' (\mu\text{F}/\text{km})$	$R_1' (\Omega/\text{km})$	$L_1' (\text{mH}/\text{km})$	$C_1' (\mu\text{F}/\text{km})$
0.30299	3.15446	0.00842	0.02089	0.8467	0.01378



Tableau 4.3 : Longueur des lignes de transmission du réseau T0

Ligne	$l$ (km)	Ligne	$l$ (km)	Ligne	$l$ (km)	Ligne	$l$ (km)
01_02	12	12_11	85	20_21	271	30_31	206
01_03	47	13_14	80	21_22	34	31_32	44
02_03	40	14_15	121	22_23	136	33_31	225
02_04	182	14_18	186	22_26	202	33_34	147
03_04	146	15_16	252	22_31	172	33_36	125
04_10	287	16_17	85	23_39	136	34_36	22
05_06	82	16_17	85	24_25	61	35_36	25
06_07	65	17_18	170	25_26	167	36_37	62
07_08	154	17_20	271	26_27	103	37_38	32
08_09	75	17_20	271	26_27	126	37_38	32
08_39	154	17_24	139	26_30	216	38_39	87
09_10	42	18_19	202	27_28	95	38_39	87
10_11	385	19_22	266	28_29	19	39_31	66
10_40	116	20_21	271	28_29	19	39_40	100
11_13	350						

#### 4.1.1.2 Transformateurs

Les 35 transformateurs de génération, qui connectent les SMs de niveau de tension entre  $10.5 \text{ kV}_{rmsLL}$  et  $20 \text{ kV}_{rmsLL}$  au réseau Haute Tension, sont connectés en  $DY_g + 30^\circ$ . Le Tableau 4.4 détaille la résistance  $R_{pu}$  et l'impédance  $X_{pu}$ , exprimés en pu, des transformateurs. Le Tableau 4.5 présente la puissance apparente  $S$  en MVA des transformateurs de génération ainsi que les tensions de génération  $V_1$  et  $V_2$  en  $\text{kV}_{rmsLL}$  et le nombre  $Nb$  d'unités de génération.



Tableau 4.4 : Paramètres communs des transformateurs

$R_{pu}$	$X_{pu}$	Ratio de distribution
0.003	0.12	0.5

Tableau 4.5 : Paramètres des transformateurs de génération

Nœud	$S$	$V_1$	$V_2$	$Nb$	Nœud	$S$	$V_1$	$V_2$	$Nb$
1	250	400	15	2	17	210	400	10.5	2
2	250	400	15	1	18	375	400	20	1
3	250	400	15	2	23	175	400	15	2
6	200	400	10.5	4	24	175	400	15	1
9	175	400	15	1	27	200	400	15	2
10	175	400	15	2	29	200	400	10.5	2
12	150	400	10.6	2	34	125	400	10.5	4
16	325	400	15	2	34	125	400	10.5	3
17	210	400	15	1	40	125	400	10.6	1

#### 4.1.1.3 Charges

La demande totale dans ce réseau est de 5695 MVA. Les charges sont représentées par leur modèle à impédance constante, à la tension nominale de  $400 \text{ kV}_{rmsLL}$ . Le



Tableau 4.6 détaille les valeurs des charges sur chaque nœud, avec  $P$  la puissance active en MW et  $Q$  la puissance réactive en MVar.



Tableau 4.6 : Données de charge

Nœud	$P$	$Q$	Nœud	$P$	$Q$	Nœud	$P$	$Q$	Nœud	$P$	$Q$
2	100	50	11	200	100	21	300	150	31	100	50
3	100	50	12	125	62.5	22	250	125	32	100	50
4	250	125	13	150	75	23	75	37.5	33	250	125
5	150	75	14	50	25	24	50	25	34	50	25
6	100	50	15	200	100	25	150	75	36	200	100
7	150	75	16	50	25	27	100	50	37	250	125
8	250	125	17	50	25	28	150	75	38	300	150
9	100	50	18	100	33.33	29	100	50	39	250	125
10	150	75	20	100	50	30	50	25			

#### 4.1.1.4 Compensation série et shunt

Il y a deux types de compensation réactive dans ce réseau : des capacités en série avec les lignes de transmission et des inductances shunts. Le Tableau 4.7 décrit les valeurs des inductances shunt du circuit et le Tableau 4.8 celles des capacités séries.

Tableau 4.7 : Paramètres des inductances shunt

Nœud	10	11	13	16	17	18	19	20	21	22	26	30	31	35
$L$ (H)	4.6	2.3	4.6	4.7	1.15	2.3	4.6	2.3	3.45	3.45	1.15	5.74	5.75	7.0

Tableau 4.8 : Paramètres des capacités séries

Ligne	20_21	20_21	22_26	25_26	26_30	11_13	18_19	19_22
$C$ ( $\mu$ F)	90.946	90.946	90.946	90.946	90.946	96.458	96.458	96.458



#### 4.1.1.5 Génératrices

Le réseau T0 comporte 16 génératrices qui regroupent plusieurs SMs pour un total de 35 SMs. Elles sont connectées en  $Y$  mise à la terre à une masse et incluent une modélisation de la saturation. Le modèle inclue aussi AVR (de type ST1), un exciteur et un PSS (de type PSS1A) [37]. Le Tableau 4.9 détaille les données électriques et mécaniques des deux types de machines synchrones utilisées dans ce réseau. Les génératrices connectées aux nœuds 01, 02, 03, 06, 09, 10, 18, 23, 24 et 34 sont du modèle 1 et celles connectées aux nœuds 12, 16, 17, 27, 29 et 40 du modèle 2. Dans le Tableau 4.9,  $X_0$  représente la réactance de séquence homopolaire,  $X_1$  la réactance de pertes de l'armature,  $X_d$  et  $X_q$  les réactances synchrones,  $X_d'$  et  $X_q'$  les réactances transitoires,  $X_d''$  et  $X_q''$  les réactances sous-transitoires,  $T_d'$  et  $T_q'$  les constantes de temps de court-circuit transitoires,  $T_d''$  et  $T_q''$  les constantes de temps de court-circuit sous-transitoires,  $T_{d0}'$  et  $T_{q0}'$  les constantes de temps en circuit ouvert,  $T_{d0}''$  et  $T_{q0}''$  les constantes de temps en circuit ouvert sous-transitoires et  $H$  la constante d'énergie. Dans le Tableau 4.10,  $S$  est la puissance apparente en MVA,  $P$  la puissance active générée en MW et  $V$  la tension de génération en  $kV_{rmsLL}$ .



Tableau 4.9 : Données électriques et mécaniques des génératrices

	Modèle 1	Modèle 2
$X_o$ (pu)	0.148	0.1
$X_i$ (pu)	0.148	0.1
$X_d$ (pu)	2.21	1.13
$X_q$ (pu)	2.055	0.66
$X'_d$ (pu)	0.225	0.3
$X''_d$ (pu)	0.176	0.2
$X'_q$ (pu)	0.399	0.2
$X''_q$ (pu)	0.176	n.a.
$T'_{d0}$ (s)	7.563	6
$T''_{d0}$ (s)	0.017	0.05
$T'_{q0}$ (s)	1.133	0.12
$T''_{q0}$ (s)	0.05	n.a.
$H$ (s)	4	4.25

Tableau 4.10 : Contraintes PV liées aux nœuds des génératrices

Nœud	$S$	$P$	$V$	Nœud	$S$	$P$	$V$	Nœud	$S$	$P$	$V$
1	247	200	15	12	150	115	10.5	24	175	150	15
2	247	200	15	16	325	250	15	27	200	150	15
3	247	200	15	17_1	210	150	15	29	147.5	100	10.5
6	195	150	10.5	17_2	185	130	10.5	34_1	115	90	10.5
9	175	150	15	18	365	300	20	34_2	125	90	10.5
10	175	150	15	23	175	150	15	40	110	115	10.5



### 4.1.2 Écoulement de puissance

Une solution de l'écoulement de puissance doit être trouvée avant de réaliser des études dans le domaine du temps comme présenté en Tableau 4.11 , avec  $V$  l'amplitude en pu, et  $Ang$  l'angle en degré de la tension du nœud. Les machines synchrones sont modélisées par des contraintes PV et les charges par des contraintes PQ.

Tableau 4.11 : Écoulement de puissance

Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)
1	1.00	43.86	15	0.99	25.03	28	0.99	25.73
2	1.00	43.52	16	0.99	30.44	29	0.99	25.83
3	1.00	43.39	17	0.99	29.52	30	0.98	24.18
4	0.99	37.28	18	0.99	27.64	31	0.98	22.61
5	0.99	36.29	19	1.00	26.40	32	0.98	22.19
6	0.99	35.69	20	1.00	25.58	33	0.98	21.56
7	0.98	32.05	21	0.98	24.22	34	0.98	23.44
8	0.98	27.51	22	0.98	24.27	35	0.98	23.45
9	0.98	28.38	23	0.99	25.15	36	0.98	22.48
10	0.99	28.65	24	0.99	27.28	37	0.97	21.41
11	0.98	24.40	25	0.98	25.71	38	0.97	21.53
12	0.98	25.28	26	0.99	25.34	39	0.98	23.11
13	0.98	23.81	27	0.99	26.49	40	0.99	25.61
14	0.99	24.78						

### 4.1.3 Simulation dans le domaine du temps

Plusieurs simulations sont réalisées afin d'étudier le comportement transitoire du réseau T0 soumis différentes perturbations comme la perte d'une unité de génération ou encore un défaut triphasé suivi d'un décrochage de ligne. Dans tous les cas, le réseau reste stable et ne subit pas de pertes de synchronisme ou de sous-tensions. Le pas de calcul est de 50 $\mu$ s pour une simulation de durée 50s.



#### 4.1.3.1 1<sup>er</sup> cas

Le premier cas considère un défaut permanent qui se produit à  $t=1s$  sur la ligne qui connecte le nœud 39 au nœud 40 qui sera suivi d'un déclenchement de lignes à 1.08s et 1.10s. La simulation est réalisée pour 30 secondes. La Figure 4.2 montre la puissance électrique de sortie de la machine CAYIR (nœud 23) exprimée en pu. En conséquence au défaut à 1s, la puissance montre 3 fréquences de transitoires, à savoir 1.5Hz (oscillation électromécanique entre les masses de la centrale), 50Hz et 2500Hz; les valeurs extrêmes sont de 1.42 pu et -1.235 pu. La fréquence de 50Hz correspond à la fréquence du réseau, la fréquence de 1.5Hz est une fréquence sous-synchrone. Les valeurs en pu ont été définies en se basant sur les bases de puissance de chaque SM correspondante. La Figure 4.3 montre la vitesse de rotation du rotor de la génératrice 23 en pu avec une vitesse initiale de 1pu, une crête à 1.00695pu et une valeur finale de 1.00025 pu. La Figure 4.4 montre la valeur instantanée du courant de défaut au nœud 39.

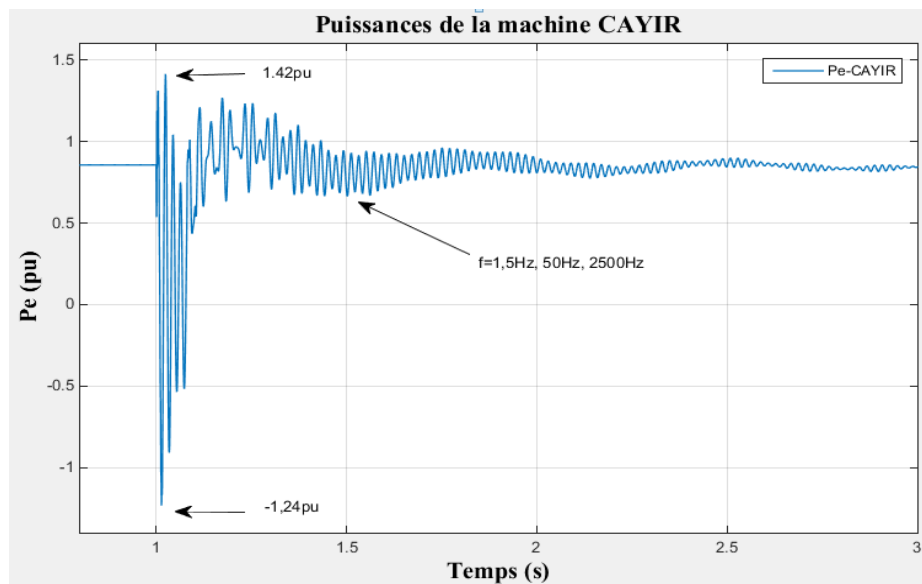


Figure 4.2 : Puissance électrique de sortie de la génératrice CAYIR



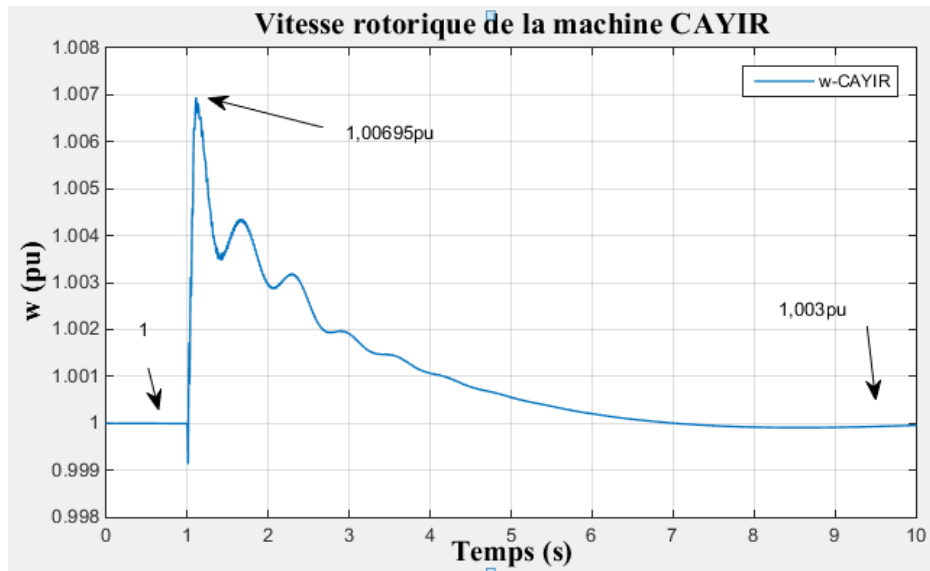


Figure 4.3 : Vitesse de rotation du rotor de la génératrice CAYIR

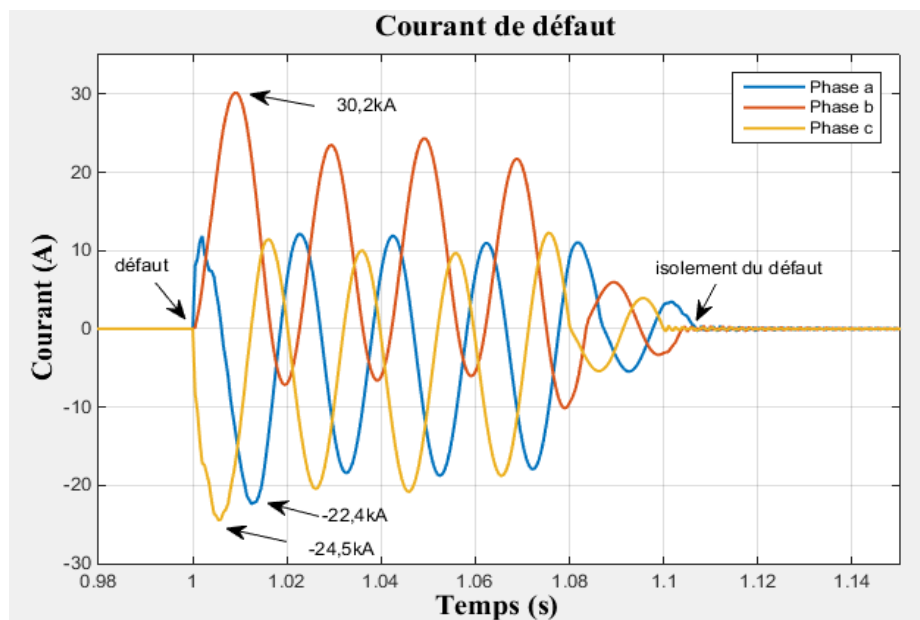


Figure 4.4 : Courant de défaut nœuds 39 : phase a (bleu, crête à 22.4kA), phase b (orange, crête à 30,2kA et phase c (jaune, crête à 24,5kA)



#### 4.1.3.2 2<sup>ème</sup> cas

Dans un second temps, pour étudier la stabilité du système, on peut étudier un cas de défaut suivi d'un déclenchement de ligne et de la perte d'un nœud. Ce cas étudie le défaut triphasé-terre au nœud ADAPA (39) à  $t=1s$ , suivi par une déconnection 150ms plus tard des lignes reliées au nœud ADAPA qui entraîne la perte de ce nœud dans le circuit. Comme on peut le voir dans les figures suivantes qui illustrent les résultats de simulations, le système reste stable malgré la gravité du défaut mais les valeurs en régime permanent sont affectées. Par exemple, la puissance électrique de la machine GT6 passe de 0.7825 pu à 0.7340 pu tandis que pour la machine ST1 du même nœud ne change pas et reste à 0.720 pu, comme exposé dans la Figure 4.5 et Figure 4.6. La Figure 4.7 montre que la vitesse de rotation du rotor de la machine passe de 1 pu à 1.00275 pu après le défaut. La Figure 4.8 et Figure 4.9 représentent les tensions triphasées des nœuds 35 (BABA) et 16 (KARAK). La tension passe de 392kV à 122kV pendant le défaut pour le nœud 35 et de 392kV à 275.5kV pour le nœud 16 pour ensuite revenir aux conditions d'équilibre qui précédaient le défaut.

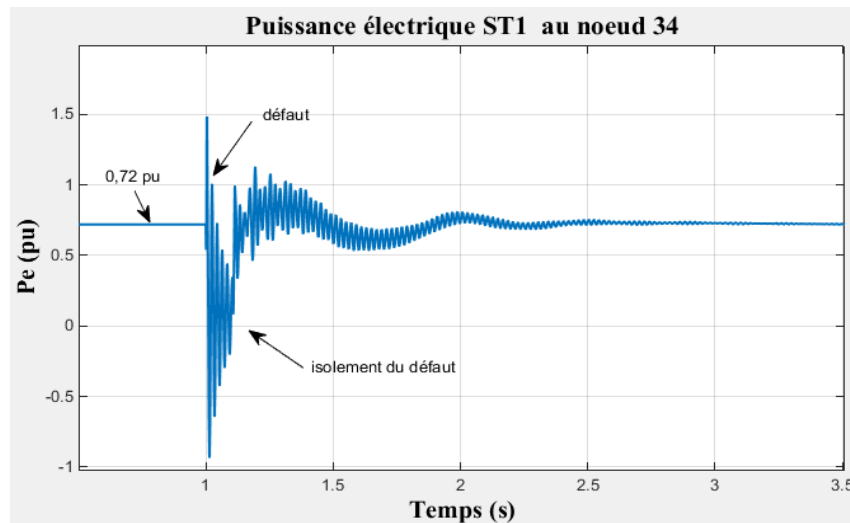


Figure 4.5 : Puissance électrique de sortie de la génératrice ST1 du nœud 34



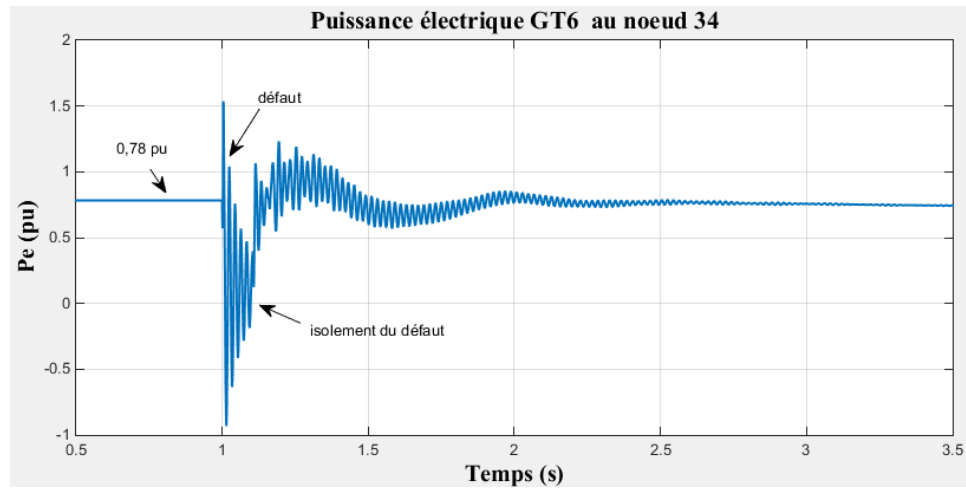


Figure 4.6 : Puissance électrique de sortie de la génératrice GT6 du nœud 34

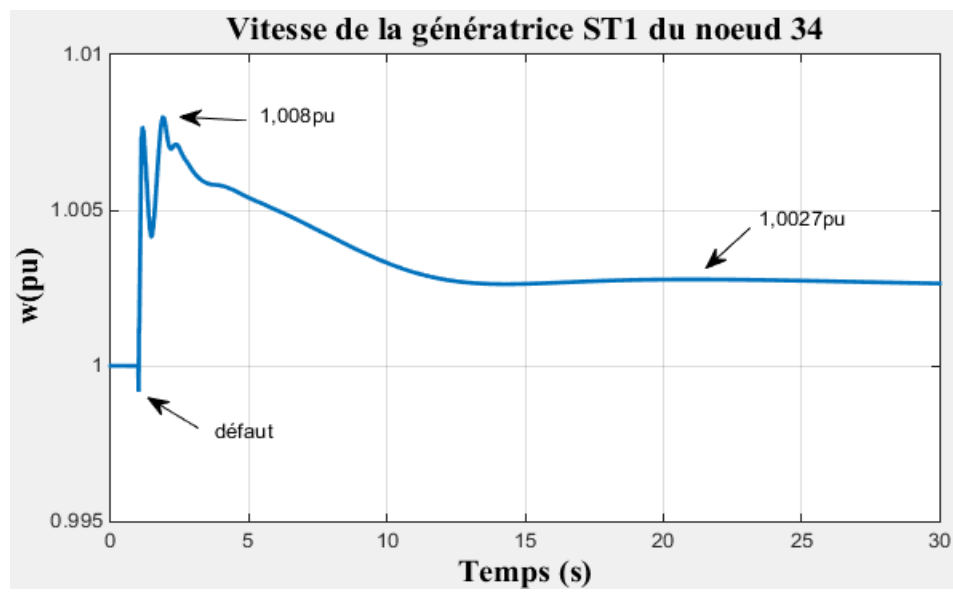


Figure 4.7 : Vitesse de rotation du rotor de la machine HAMIT ST1 du nœud 34



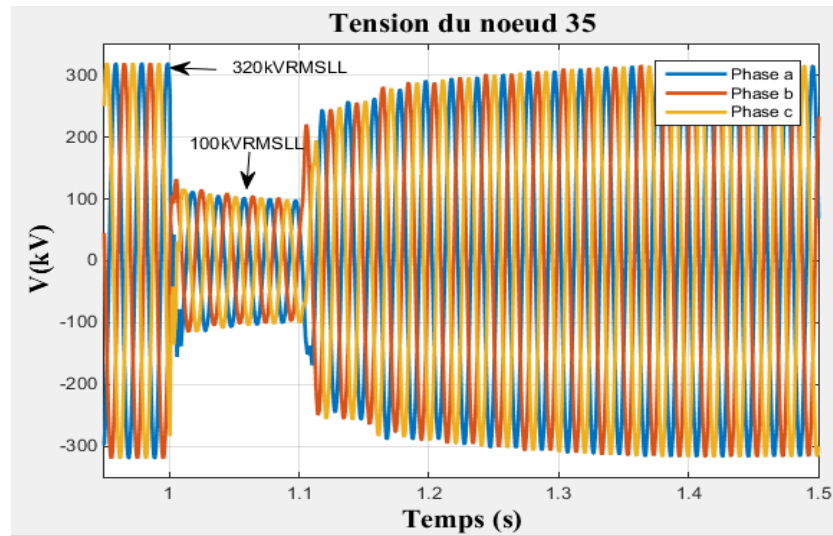


Figure 4.8 : Tension instantanée au nœud 35

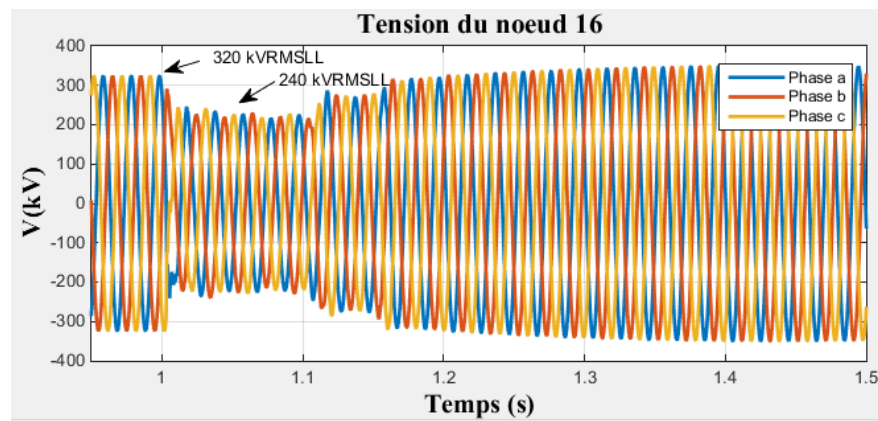


Figure 4.9 : Tension instantanée au nœud 16

## 4.2 Réseau T0 avec production éolienne

Désormais, les machines CAYIR et SEYIT sont remplacées par des parcs éoliens terrestres entre les nœuds 13 et 31.

### 4.2.1 Production éolienne terrestre

La Figure 4.10 montre une représentation du réseau et la Figure 4.11 détaille le parc éolien. Le Tableau 4.12 résume les modifications du benchmark avec  $P_{gen}$  la puissance active générée,  $Nb$







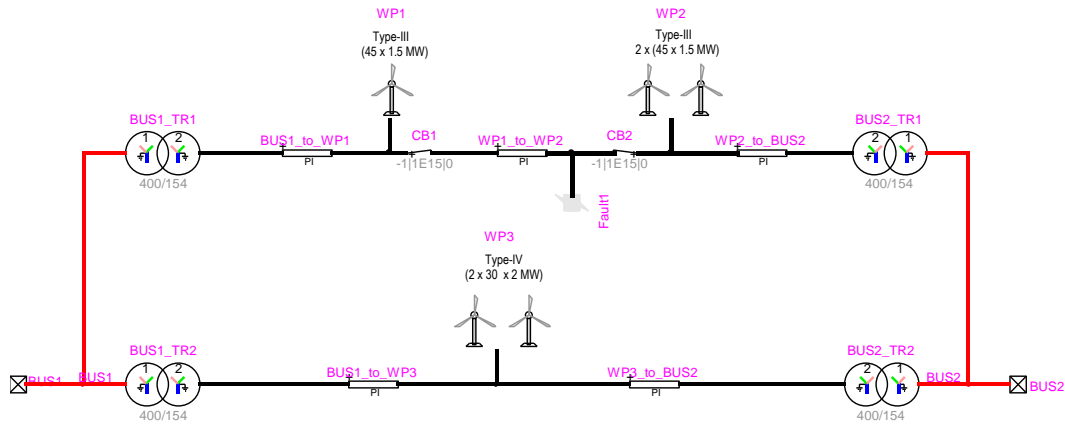


Figure 4.11 : Détail des éoliens connectés entre les nœuds 13 et 31

Tableau 4.12 : Données des paramètres des parcs éoliens

Nombre	Type	$P_{gen}$ (MW)	$Nb$	$V_{base}$ ( $kV_{rmsLL}$ )
WP1	III	67.5	45	34.5
WP2	III	67.5	45	34.5
	III	67.5	45	34.5
WP3	IV	60	30	34.5
	IV	60	30	34.5

#### 4.2.1.1 Écoulement de puissance

Le Tableau 4.13 présente la solution de l'écoulement de puissance du réseau, avec  $V$  l'amplitude en pu, et  $Ang$  l'angle en degré de la tension du nœud.



Tableau 4.13 : Écoulement de puissance du réseau T0-Wind

Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)	Nœud	$V$ (pu)	$Ang$ (°)
1	1.00	44.75	15	0.99	26.54	28	0.99	27.57
2	1.00	44.41	16	0.99	32.07	29	0.99	27.66
3	1.00	44.28	17	0.99	31.17	30	0.98	26.26
4	0.99	38.16	18	0.99	29.23	31	0.98	25.26
5	0.99	37.22	19	1.00	28.03	32	0.98	24.83
6	0.99	36.71	20	1.00	27.23	33	0.98	23.95
7	0.98	33.14	21	0.98	25.87	34	0.98	25.77
8	0.98	28.72	22	0.98	25.96	35	0.98	25.78
9	0.99	29.18	23	0.99	26.10	36	0.98	24.79
10	0.99	29.24	24	0.99	29.03	37	0.97	23.66
11	0.98	25.45	25	0.98	27.51	38	0.97	23.76
12	0.98	26.33	26	0.99	27.17	39	0.98	25.30
13	0.98	25.15	27	0.99	28.32	40	0.99	27.00
14	0.99	26.22						

#### 4.2.1.2 Étude transitoire

Le réseau est soumis à des perturbations pour étudier la stabilité du benchmark T0 Wind. Un défaut triphasé-terre est réalisé sur la ligne de transmission 23\_39 à  $t = 1s$  suivi par un décrochage de la ligne à  $t = 1.08s$  et  $t = 1.11s$  pour isoler le défaut.



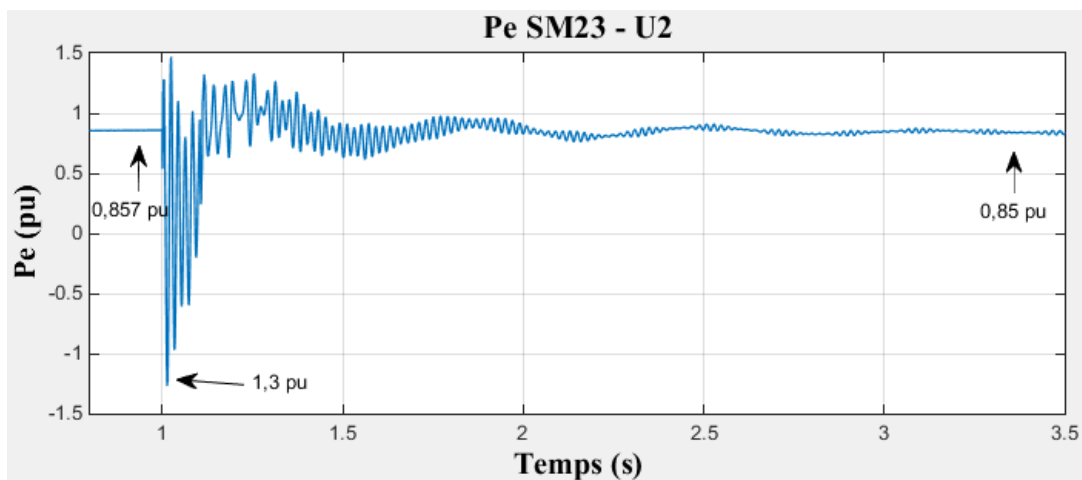


Figure 4.12 : Puissance électrique de la génératrice connectée au nœud 23

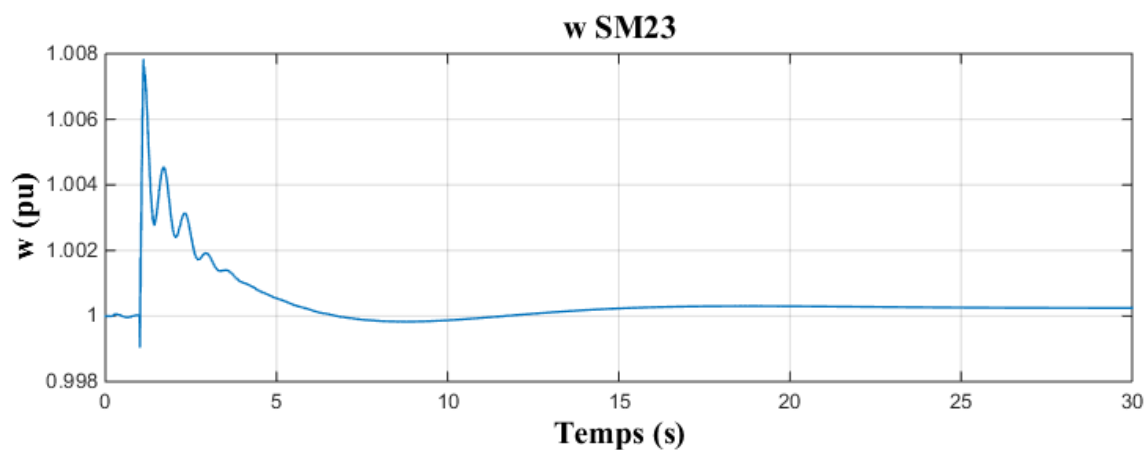


Figure 4.13 : Vitesse du rotor de la génératrice connectée au nœud 23

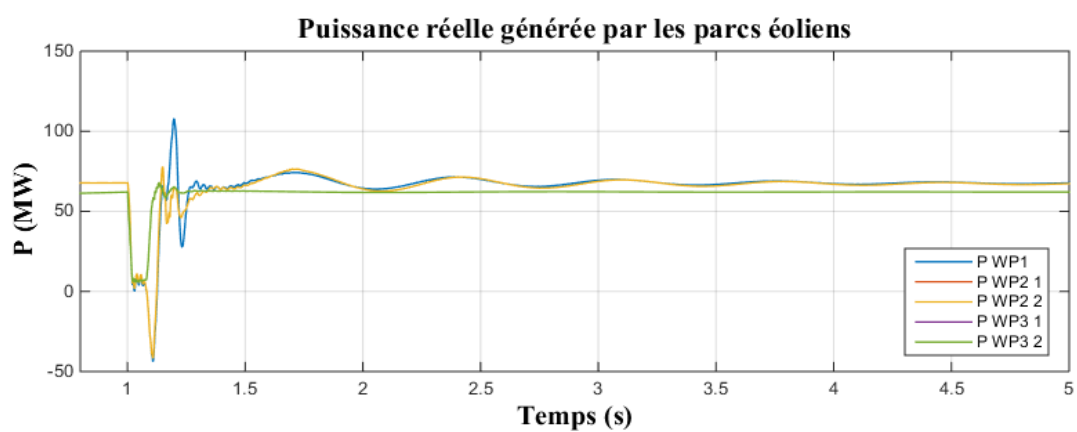


Figure 4.14 : Puissance réelle échangée entre les parcs éoliens et le réseau



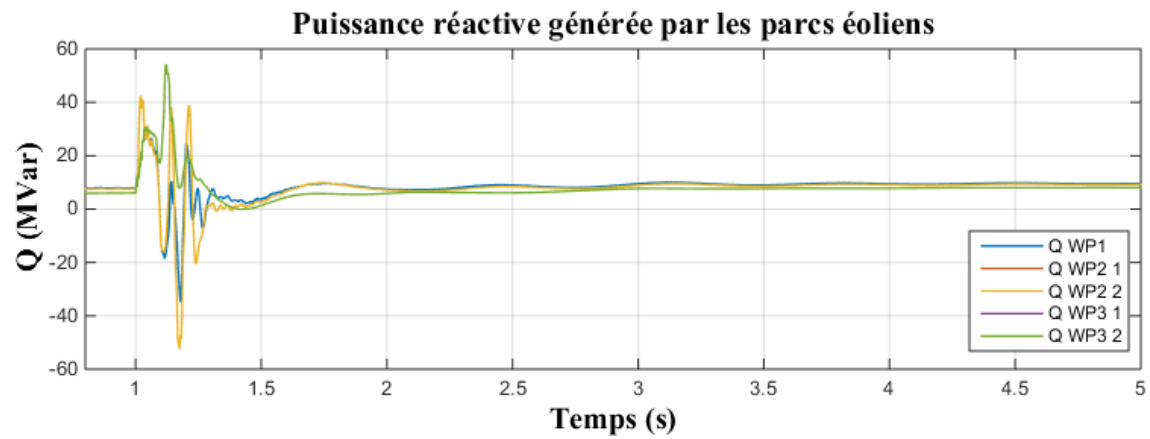


Figure 4.15 : Puissance réactive échangée entre les parcs éoliens et le réseau

Tableau 4.14 : Comparaison entre les puissances échangées avant et après le défaut

Parc éolien		WP1	WP2 1	WP2 2	WP3 1	WP3 2
P (MW)	Avant défaut	67.99	67.99	67.99	61.68	61.68
	Après défaut	66.89	66.89	66.68	61.98	61.98
Q (MVar)	Avant défaut	7.937	7.635	7.635	6.003	6.003
	Après défaut	9.117	8.784	8.784	7.648	7.648



## **CHAPITRE 5 RÉSEAU IEEE-118**

Ce mémoire fournit les justifications quant aux choix des différentes modifications effectuées qui sont dues au manque initial des informations ou à l'adaptation du réseau pour le type d'études réalisées. En ce qui concerne la version GMD du réseau qui est dédiée pour l'étude des phénomènes de perturbations géomagnétiques, le réseau IEEE-118 est construit pour des fins d'études des phénomènes géomagnétiques en utilisant une modélisation précise du réseau et des éléments géomagnétiques. Elle inclut des modèles additionnels comme les résistances de mises à la Terre ou des postes ou encore l'utilisation de Changeur de prises en charge (OLTCs). Les modèles de machines synchrones comprennent AVR/Gouverneur, excitateur et PSS (Power System Stabilizer). Chaque Machine Synchrone a été connectée au réseau de transmission par un transformateur  $Yd-30^\circ$ . Les modèles de transformateur tiennent compte de la saturation. Les lignes de transmission ont été représentées par un modèle à paramètres constants. Les charges sont supposées être passives à toutes les fréquences et ont été représentées par leurs modèles équivalents RLC.

### **5.1 Réseau IEEE-118 modifié**

Comme il a été évoqué, les données fournies peuvent être utilisées pour des études d'écoulement de puissance mais ne suffisent pas pour la réalisation de simulations de transitoires électromagnétiques. Il est donc nécessaire d'ajouter des données complémentaires issues des standard IEEE. Le modèle EMTP proposé qui sera le réseau de référence pour les différentes études comprend ces différents ajouts : les données électriques et mécaniques, les données de transformateur, le type de connexion, les données de saturation et un modèle précis de lignes de transmission qui prennent en compte les dimensions des pylônes, le type de conducteur, les longueurs de ligne et les données de séquence (résistance, réactance inductive et capacitive). Le but étant de construire et développer un réseau précis, réaliste qui puisse servir de base pour des simulations de phénomènes EMT. Une seconde version, qui sera développée pour l'étude des effets des événements géomagnétiques, nécessite entre autres les valeurs du champ géoélectrique et les données caractéristiques de saturation des transformateurs. Les Tableau 5.1 à Tableau 5.3 montrent l'équivalence entre la numérotation et le nom des différents postes.



Tableau 5.1 : Équivalence des noms du réseau IEEE-118 (001 à 054)

Nœud	Nom	U (kV)	Nœud	Nom	U (kV)
001	Riversde	138	028	Mullin	138
002	Pokagon	138	029	Grant	138
003	HickyCk	138	030	Sorenson	345-138
004	NwCarlsI	138	031	DeerCrk	138
005	Olive	138-345	032	Delaware	138
006	Kankakee	138	033	Haviland	138
007	JacksnRd	138	034	Rochhill	138
008	Olive	345-138	035	WestLima	138
009	Bequine	345	036	Sterling	138
010	Breed	345	037	EastLima	138-345
011	SouthBnd	138	038	EastLima	345-138
012	TwinBrch	138	039	NwLibrty	138
013	Concord	138	040	WestEnd	138
014	GoshenJt	138	041	S.Tiffin	138
015	FtWayne	138	042	Howard	138
016	N.E.	138	043	S.Kenton	138
017	Sorenson	138-345	044	WMVernon	138
018	McKinley	138	045	N.Newark	138
019	Lincoln	138	046	W.Lancst	138
020	Adams	138	047	Crooksvl	138
021	Jay	138	048	Zanesvll	138
022	Randolph	138	049	Philo	138
023	CollCrnr	138	050	WCambrdg	138
024	Trenton	138	051	Newcmrst	138
025	TannrsCk	138-345	052	SCochoct	138
026	TannrsCk	345-345	053	Wooster	138
027	Madison	138	054	Torrey	138



Tableau 5.2 : Équivalence des noms du réseau IEEE-118 (055 à 108)

Nœud	Nom	U (kV)	Nœud	Nom	U (kV)
055	Wagenhls	138	082	Logan	138
056	Sunnysde	138	083	Sprigg	138
057	WNwPhil1	138	084	BetsyLne	138
058	WNwPhil2	138	085	BeaverCk	138
059	Tidd	138	086	Hazard	138
060	SWKammer	138	087	Pineville	138
061	Kammer	138-345	088	Fremont	138
062	Natrium	138	089	ClinchRv	138
063	Tidd	345	090	Holston	138
064	Kammer	345-138	091	HolstonT	138
065	Muskngum	345-138	092	Saltville	138
066	Muskngum	138-345	093	Tazewell	138
067	Summerfl	138	094	Switchbk	138
068	Sporn	345-138	095	Carswell	138
069	Sporn	138-345	096	Baileysv	138
070	Portsmth	138	097	Sundial	138
071	NPortsmt	138	098	Bradley	138
072	Hillsbro	138	099	Hinton	138
073	Sargents	138	100	GlenLyn	138
074	Bellefnt	138	101	Wythe	138
075	SthPoint	138	102	Smythe	138
076	Darrah	138	103	Claytor	138
077	Turner	138	104	Hancock	138
078	Chemical	138	105	Roanoke	138
079	CapitHl	138	106	Cloverdl	138
080	Kanawha	138-345	107	Reusens	138
081	Kanawha	345-138	108	Blaine	138



Tableau 5.3 : Équivalence des noms du réseau IEEE-118 (109 à 118)

Nœud	Nom	U (kV)	Nœud	Nom	U (kV)
109	Franklin	138	114	WMedford	138
110	Fieldale	138	115	Medford	138
111	Danriver	138	116	KygerCrk	345
112	Danville	138	117	Corey	138
113	DeerCrk2	138	118	WHuntngd	138

### 5.1.1 Lignes de transmission

La section 2.2.2 présente la démarche qui aboutit au choix des paramètres de lignes. Les Tableau 5.4 et Tableau 5.5 renseignent les longueurs des lignes de transmission du réseau IEEE-118.

Tableau 5.4 : Longueurs des lignes du réseau IEEE-118 (001\_002 à 040\_042)

Ligne	$L$ (km)	Ligne	$L$ (km)	Ligne	$L$ (km)	Ligne	$L$ (km)
001_002	39.63	011_013	35.32	019_034	58.64	030_038	175.1
001_003	16.82	012_014	33.29	021_022	38.48	031_032	39.07
002_012	29.68	012_016	93.3	022_023	73.42	032_113	80.52
003_005	42.84	012_117	2.3	023_024	34.86	032_114	9.99
003_012	63.47	013_015	96.95	023_025	56.98	034_036	10.63
004_005	6.17	014_015	83.87	023_032	131.4	034_037	4.93
004_011	31.96	015_017	27.56	024_070	187.6	034_043	29.88
005_006	21.42	015_019	35.12	024_072	94.21	035_036	4.05
005_011	27.05	015_033	49.35	025_027	136.5	035_037	19.71
006_007	8.25	016_017	17.47	026_030	278.9	037_039	42.05
007_012	29.9	017_018	20.03	027_028	33.92	037_040	146.5
008_009	134.2	017_031	62	027_032	83.19	038_065	319.8
008_030	163.5	017_113	54.02	027_115	96.38	039_040	138
009_010	164.8	018_019	33.12	028_029	37.41	040_041	86.03
011_012	13.25	019_020	46.41	029_031	13.13	040_042	72.59



Tableau 5.5 : Longueurs des lignes du réseau IEEE-118 (041\_042 à 114\_115)

Ligne	$L$ (km)	Ligne	$L$ (km)	Ligne	$L$ (km)	Ligne	$L$ (km)
041_042	53.55	056_058	12.08	077_078	57.69	093_094	29.04
042_049	128.1	056_059	99.56	077_080	82.71	094_095	17.22
043_044	97.34	059_060	57.52	077_082	69.21	094_096	34.47
044_045	35.74	059_061	59.5	078_079	11.43	094_100	5.4
045_046	53.79	060_061	14.09	079_080	27.93	095_096	21.7
045_049	73.78	060_062	23.59	080_096	72.19	096_097	35.11
046_047	50.38	061_062	36.82	080_097	37.05	098_100	71
046_048	74.97	062_066	86.47	080_098	42.84	099_100	35.33
047_049	24.79	062_067	46.41	080_099	81.71	100_101	52.62
047_069	110.2	064_065	97.94	082_083	27.69	100_103	34.74
048_049	20.03	065_068	77	082_096	33.88	100_104	80.92
049_050	29.83	066_067	40.26	083_084	23.72	100_106	9.02
049_051	54.34	068_081	102.6	083_085	58.71	101_102	44.43
049_054	140.9	068_116	23.01	084_085	25.43	103_104	62.83
049_066	36.45	069_070	128.5	085_086	17.51	103_105	64.46
049_069	128.5	069_075	98.88	085_088	52.36	103_110	71.92
050_057	53.15	069_077	78.32	085_089	68.62	104_105	31.6
051_052	23.32	070_071	43.67	086_087	82.27	105_106	21.7
051_058	28.52	070_074	52.48	088_089	9.27	105_107	33.09
052_053	64.86	070_075	60.14	089_090	15.11	105_108	27.89
053_054	48.39	071_072	71.4	089_092	20.03	106_107	21.5
054_055	33.47	071_073	34.6	090_091	12.95	108_109	15.35
054_056	59.53	074_075	16.1	091_092	21.53	109_110	35.58
054_059	98.02	075_077	79.29	092_093	33.84	110_111	39.63
055_056	28.02	075_118	22.87	092_094	62.67	110_112	41.57
055_059	85.6	076_077	58.71	092_100	117	114_115	4.13
056_057	12.08	076_118	26.42	092_102	60.35		



## 5.1.2 Transformateurs

Les données originales ne présentaient pas les données des transformateurs. Il y a trois types de transformateurs dans le réseau, à savoir les transformateurs de charges qui ont un ratio de transformation de 138kV/25kV, les transformateurs de génération et les transformateurs haute-tension 345kV/138kV. Tous les transformateurs incluent une modélisation de la saturation. La résistance de magnétisation est choisie égale à 500 pu, ce qui correspond à une spécification de 0.2% de pertes active et réactive du cœur du transformateur à tension nominale.

### 5.1.2.1 Transformateurs Haute Tension

Il y a deux niveaux de tension dans ce réseau 138kV et 345kV. Il comprend 9 transformateurs. Le modèle proposé est un transformateur à 3 enroulements  $Y_g Y_g D$  (345/138/15kV), avec l'enroulement Delta qui peuvent être connecté à un réseau de distribution. Cette configuration se base sur des pratiques commerciales sur le réseau Hydro-Québec. Le modèle inclut les données de saturation des transformateurs obtenues en se basant sur [56]. Le Tableau 5.6 et le Tableau 5.7 présentent les données des transformateurs dont les impédances sont exprimées en pu, la puissance apparente  $S$  en MVA et les tensions du primaire  $V_1$ , secondaire  $V_2$  et tertiaire  $V_3$  en  $kV_{rmsLL}$ . Les données de saturation utilisées sont identiques à celle présentées dans la section 2.3.6.

Tableau 5.6 : Puissance apparente nominale des transformateurs de réseau HT

Nœud	Ratio	$S$	Nœud	Ratio	$S$	Nœud	Ratio	$S$
005_008	0.99	400	038_037	0.94	400	065_066	1.03	200
025_026	1.00	400	063_059	0.96	200	068_069	0.94	400
030_017	0.96	400	064_061	0.99	200	081_080	0.94	200

Tableau 5.7 : Données des transformateurs du réseau HT

$R_{12}$ (pu)	$R_{13}$ (pu)	$R_{23}$ (pu)	$X_{12}$ (pu)	$X_{13}$ (pu)	$X_{23}$ (pu)	$V_1$	$V_2$	$V_3$
0.004725	0.00584	0.002	0.093	0.192	0.10	345	138	15



### 5.1.2.2 Transformateurs de charge

Les 91 transformateurs de charges sont des transformateurs  $Yd - 30^\circ$  138kV/25kV et le primaire de ces transformateurs est le niveau 138kV. En se basant sur la norme ANSI C37-010-1997 [57], on peut choisir une réactance de 0.15 pu. Les unités choisies sont des unités de 44 MVA ou 125 MVA (2 unités de 22MVA et 2 unités de 62.5 MVA). Pour les charges qui excèdent 125 MVA, plusieurs unités de 125 MVA sont mises en parallèle comme c'est le cas pour les charges des nœuds 54, 59 et 80 qui possèdent 2, 3 et 2 unités de 125 MVA en parallèle. Pour le choix du ratio  $X / R$ , on retient la valeur de 30 pour les unités 44 MVA et 40 pour les unités de 125 MVA (Standard IEEE C37.010-1979). La valeur de  $R$  peut être ainsi déduite étant donné le fait que l'inductance est prise comme égale à 15%. Le Tableau 5.8 et Tableau 5.9 présentent les données des transformateurs de charge, à savoir le ratio  $X / R$ , les impédances, la puissance apparente  $S$  en MVA et les valeurs des tensions de transformation.

Tableau 5.8 : Données des transformateurs de charge utilisés dans le réseau IEEE-118

$R$ (pu)	$X$ (pu)	$X / R$	Ratio	$S$ (MVA)
0.00375	0.15	40	138/25	125
0.005	0.15	30	138/25	44



Tableau 5.9 : Puissance apparente des transformateurs de charge

Nœud	$S$ (MVA)	Nœud	$S$ (MVA)	Nœud	$S$ (MVA)	Nœud	$S$ (MVA)
1	125	32	125	57	44	93	44
2	44	33	44	58	44	94	44
3	125	34	125	59	125	95	125
4	44	35	125	60	125	96	125
6	125	36	44	62	125	97	44
7	44	39	44	66	125	98	125
11	125	40	44	67	44	100	125
12	125	41	125	70	125	101	44
13	125	42	125	74	125	102	44
14	44	43	44	75	125	103	44
15	125	44	44	76	125	104	125
16	44	45	125	77	125	105	44
17	44	46	44	78	125	106	125
18	125	47	125	79	125	107	44
19	125	48	44	80	125	108	44
20	44	49	125	82	125	109	44
21	44	50	44	83	44	110	125
22	44	51	44	84	44	112	44
23	44	52	44	85	44	114	44
27	125	53	44	86	44	115	44
28	44	54	125	88	125	117	44
29	44	55	125	90	125	118	125
31	125	56	125	92	125		

### 5.1.2.3 Transformateurs de génération

Les transformateurs de génération sont des transformateurs élévateurs  $Yd - 30^\circ$  avec un primaire à 138kV ou 345kV et un secondaire de tension entre 10.5kV et 20kV. Ils connectent les génératrices



et les compensateurs synchrones au réseau de transport. Comme pour la section précédente, la puissance nominale ainsi que les impédances des transformateurs est trouvée en utilisant les mêmes standards. Les Tableau 5.10 et Tableau 5.11 proposent les données électriques des transformateurs de génération. Dans ce tableau, les valeurs de  $R$  et  $X$  sont renseignées en pu et ont été sélectionné afin d'obtenir un ratio  $X / R$  compris en 15 et 50 et l'inductance a été fixée à 15%, en se basant sur les standards employés pour les transformateurs des génératrices.



Tableau 5.10 : Données électriques des transformateurs de génération (001 à 062)

Nœud	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$X / R$	$S$ (MVA)	$V_1$ (kV)	$V_2$ (kV)	# d'unités
001	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
004	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
006	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
008	0.005	0.15	30	50	138	10.5	1
010	0.003	0.15	50	375	345	20	2
012	0.006	0.15	25	25	138	10.5	4
015	0.003	0.15	50	125	138	10.5	1
018	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
019	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
024	0.003	0.15	50	610	138	10.5	1
025	0.0033	0.15	45	250	138	15	1
026	0.0033	0.15	45	200	345	15	2
027	0.003	0.15	50	500	138	10.5	1
031	0.01	0.15	15	10	138	10.5	1
032	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
034	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
036	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
040	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
042	0.006	0.15	25	40	138	10.5	1
046	0.01	0.15	15	12	138	15	2
049	0.00375	0.15	40	150	138	15	1
054	0.005	0.15	30	50	138	15	3
055	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
056	0.006	0.15	25	25	138	10.5	1
059	0.00375	0.15	40	125	138	15	2
061	0.0033	0.15	45	300	138	15	1
062	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1



Tableau 5.11 : Données électriques des transformateurs de génération (065 à 116)

Nœud	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$X / R$	$S$ (MVA)	$V_1$ (kV)	$V_2$ (kV)	# d'unités
065	0.0033	0.15	45	300	345	20	2
066	0.0033	0.15	45	300	138	20	2
069	0.0033	0.15	45	200	138	20	1
070	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
072	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
073	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
074	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
076	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
077	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
080	0.0033	0.15	45	200	138	20	2
085	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
087	0.0083	0.15	18	15	138	15	1
089	0.0033	0.15	45	300	138	20	3
090	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
091	0.005	0.15	30	50	138	10.5	1
092	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
099	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
100	0.00375	0.15	40	125	138	15	1
103	0.0033	0.15	45	200	138	10.5	1
104	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
105	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
107	0.006	0.15	25	30	138	10.5	1
110	0.00375	0.15	40	125	138	10.5	1
111	0.0043	0.15	35	75	138	15	1
112	0.006	0.15	25	30	138	10.5	1
113	0.01	0.15	15	10	138	10.5	1
116	0.0033	0.15	45	250	345	10.5	1



### 5.1.3 Charge

La version du réseau utilise les mêmes charges que pour le réseau IEEE-39 nœuds. Elles sont représentées par une impédance constante et sont connectées au réseau de transport via des transformateur abaisseur 138kV/25kV et un changeur de prises. Le réseau comprend plusieurs compensateurs inductifs et capacitifs. Les inductances shunt sont placées du côté 138kV tandis que les batteries de condensateurs sont placées du côté 25kV. Les valeurs de ces compensateurs ont été ajustées par rapport à celle fournit afin d'obtenir une solution d'écoulement de puissance optimale. Les Tableau 5.12, Tableau 5.13 et Tableau 5.14 montrent la demande active  $P$  et réactive  $Q$  sur chacun des nœuds en MW et MVar et le ainsi que la compensation réactive présente  $Q_{comp}$  dans le Tableau 5.15 qui est négative s'il s'agit d'une capacitance et positive s'il s'agit d'une inductance.

Tableau 5.12 : Charges du réseau IEEE-118 (001 à 042)

Nœud	$P$ (MW)	$Q$ (MVar)	Nœud	$P$ (MW)	$Q$ (MVar)
001	51	27	021	14	8
002	20	9	022	10	5
003	39	10	023	7	3
004	30	12	027	62	13
006	52	22	028	17	7
007	19	2	029	24	4
011	70	23	031	43	27
012	47	10	032	59	23
013	34	16	033	23	9
014	14	1	034	59	26
015	90	30	035	33	9
016	25	10	036	31	17
017	11	3	039	27	11
018	60	34	040	20	23
019	45	25	041	37	10
020	18	3	042	37	23



Tableau 5.13 : Charges du réseau IEEE-118 (043 à 110)

Nœud	$P$ (MW)	$Q$ (MVar)	Nœud	$P$ (MW)	$Q$ (MVar)
043	18	7	079	39	32
044	16	8	080	130	26
045	53	22	082	54	27
046	28	10	083	20	10
047	34	0	084	11	7
048	20	11	085	24	15
049	87	30	086	21	10
050	17	4	088	48	10
051	17	8	090	78	42
052	18	5	092	65	10
053	23	11	093	12	7
054	113	32	094	30	16
055	63	22	095	42	31
056	84	18	096	38	15
057	12	3	097	15	9
058	12	3	098	34	8
059	277	113	100	37	18
060	78	3	101	22	15
062	77	14	102	5	3
066	39	18	103	23	16
067	28	7	104	38	25
070	66	20	105	31	26
074	68	27	106	43	16
075	47	11	107	28	12
076	68	36	108	2	1
077	61	28	109	8.0	3
078	71	26	110	39.0	30



Tableau 5.14 : Charges du réseau IEEE-118 (112 à 118)

Nœud	$P$ (MW)	$Q$ (MVar)	Nœud	$P$ (MW)	$Q$ (MVar)
112	25.0	13	116	0.0	0
114	8.0	3	117	20.0	8
115	22.0	7	118	33.0	15

Tableau 5.15 : Compensation réactive du réseau IEEE-118

Nœud	$Q_{comp}$ (MVar)	Nœud	$Q_{comp}$ (MVar)	Nœud	$Q_{comp}$ (MVar)
001	-24	056	-12	095	-12
005	40	074	-24	105	-24
013	-12	076	-36	106	-12
031	-12	077	-12	107	-12
037	25	078	-24	112	-8
040	-12	082	-24	117	-8
045	-12	083	-10	118	-12
053	-12				

### 5.1.4 Génération

Le réseau comprend 54 centrales électriques comprenant 20 génératrices et 34 Compensateurs Synchrones qui servent au support de puissance réactive. Étant donné que certaines centrales électriques contiennent plusieurs machines synchrones (SMs), le nombre total de SMs est 69. Les données initiales fournissaient les données d'écoulement de puissance des SMs. Le nœud 69 (Sporn) est la barre d'équilibre et les autres génératrices ont des contraintes PV dont les données de tension désirées (amplitude et angle), la puissance active et les limites réactives sont originellement fournies. Tout d'abord, les limites réactives des contraintes PV de plusieurs génératrices comme les machines 26, 87, 111, 112 et 116 dont les limites de 1000 MVAR sont jusqu'à 250 fois plus grand, comparé à la puissance active générée par la machine. En pratique, la limite réactive ne doit pas excéder la puissance apparente nominale de la machine et il est même



d'usage qu'elle n'en excède pas la moitié. De plus, le total des compensateurs synchrones en activité dans le réseau IEEE-118 était de 1000 MVar en 1968 [58] ce qui justifie le fait de modifier les limites de certaines machines. La procédure suivante a été utilisée pour modifier le réseau :

- **Génératrices** : la puissance apparente installée et le nombre d'unités correspondants ont été choisis en utilisant les données les plus récentes du gestionnaire de réseau. Ensuite, en se basant sur un facteur de puissance de 0.85, la puissance active générée par chaque machine a été déduite et les contraintes PV modifiées en conséquence. Aussi, les limites réactives ont été établies à 50% de la puissance apparente installée en accord avec les courbes de capacités typiques de génératrices de [25] et [59] en modifiant les limites de ceux qui ne respectent pas ce critère.
- **Compensateurs Synchrones (CS)**: dans le réseau original, plusieurs contraintes PV proposaient une puissance active désirée égale à zéro ou négative. Pour les CS avec une puissance active de zéro et pour lesquelles les données de la centrale électrique correspondant ne peuvent être trouvées, les limites réactives sont prises comme étant 85% de la puissance apparente de la machine.

### **5.1.5 Solution de l'écoulement de puissance**

Une solution de l'écoulement de puissance du réseau IEEE-118 est trouvée, dans laquelle toutes les tensions aux différents sont dans le bon intervalle de valeurs (0.94-1.06 pu).

### **5.1.6 Étude transitoire**

Plusieurs séries de simulation sont effectuées afin d'étudier le comportement du réseau soumis à des perturbations transitoires ainsi que sa stabilité.

#### **5.1.6.1 1<sup>er</sup> cas**

Un défaut triphasé-terre est appliqué au nœud 68 (Sporn) à  $t=50s$  et dure 100ms. Le défaut est réalisé en connectant un interrupteur idéal au nœud 68. Les figures suivantes montrent les résultats.



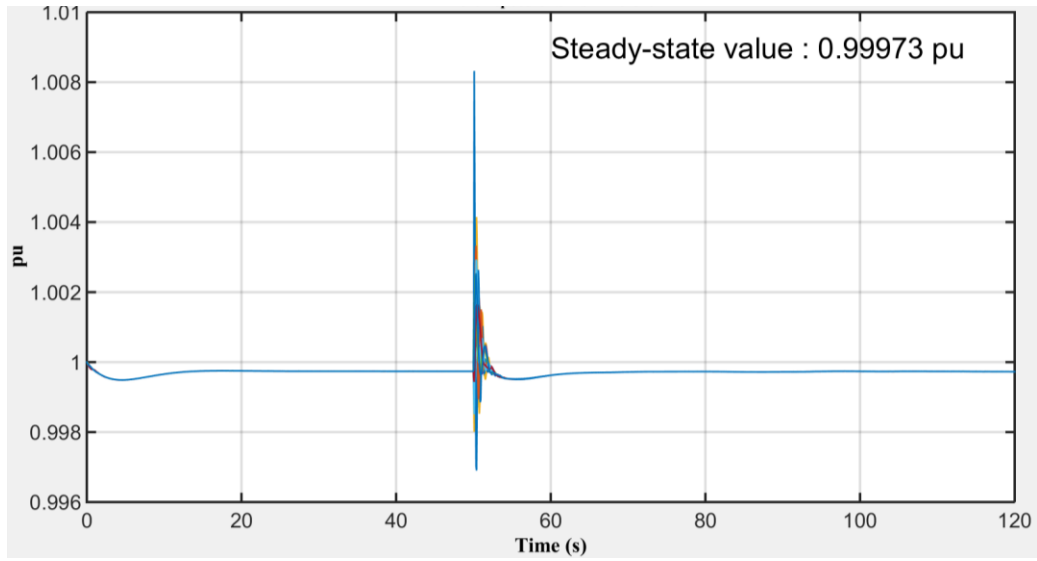


Figure 5.1 : Vitesse de rotation du rotor des compensateurs synchrones (pu)

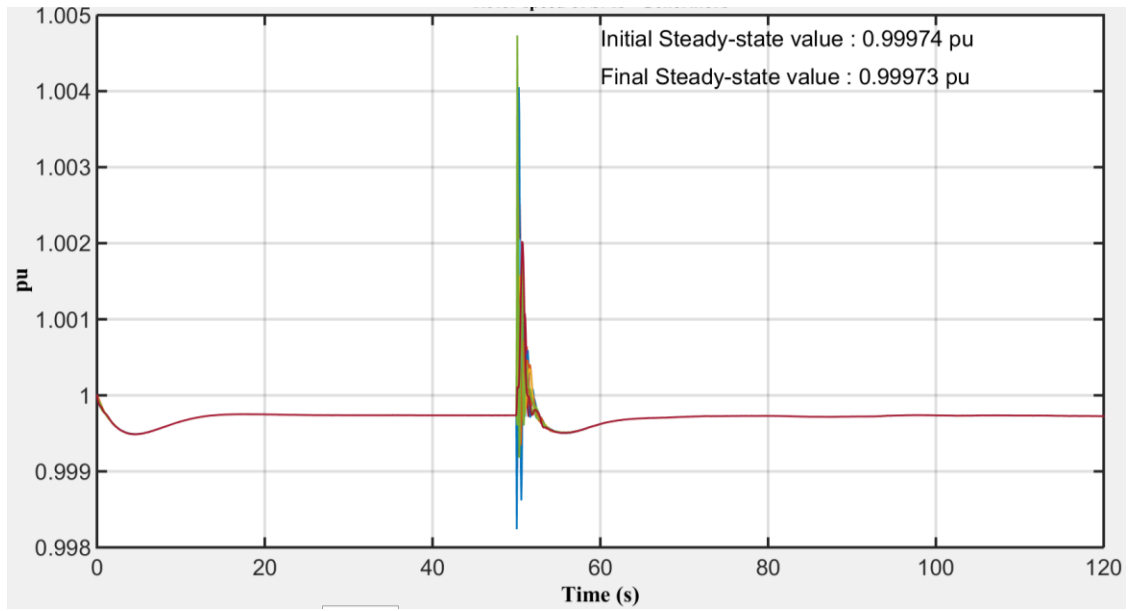


Figure 5.2 : Vitesse de rotation des génératrices (pu)



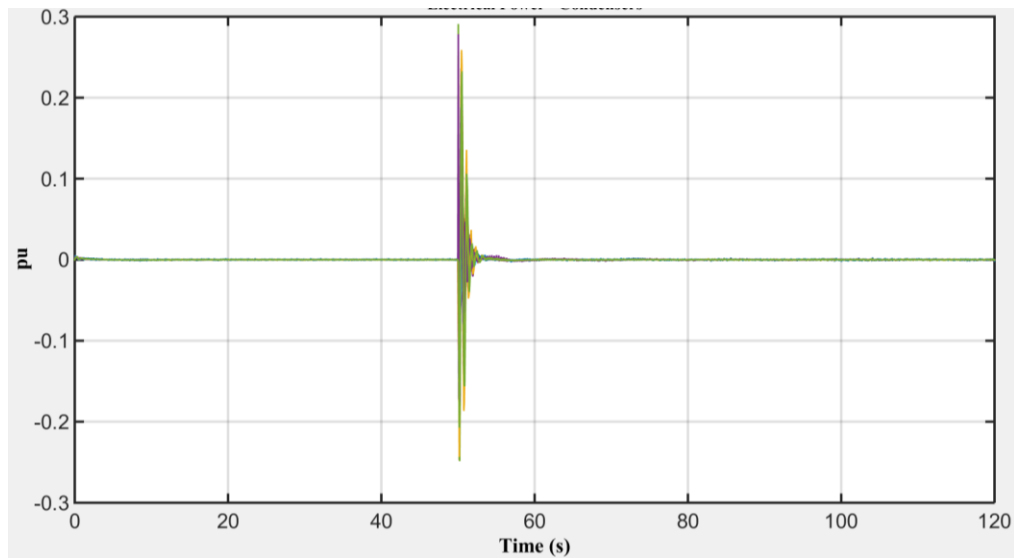


Figure 5.3 : Puissance électrique des Compensateurs synchrones (pu)

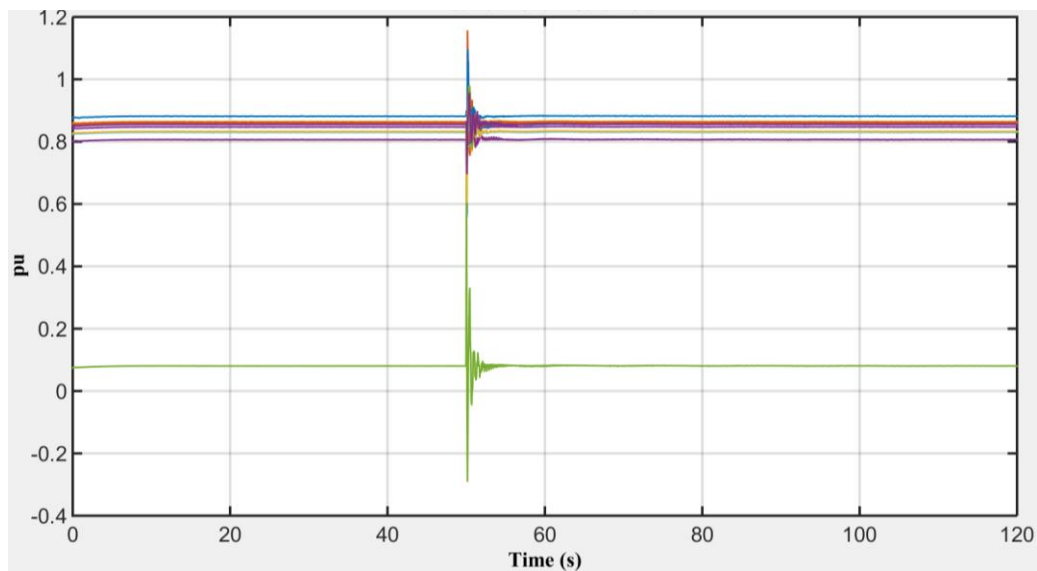


Figure 5.4 : Puissance électrique des génératrices (pu)

### 5.1.6.2 2<sup>ème</sup> cas

Le réseau est désormais soumis à un défaut triphasé-terre appliqué au nœud 1 à  $t=1s$ , d'une durée de 100ms suivi par un déclenchement et isolement de la ligne 001\_003.



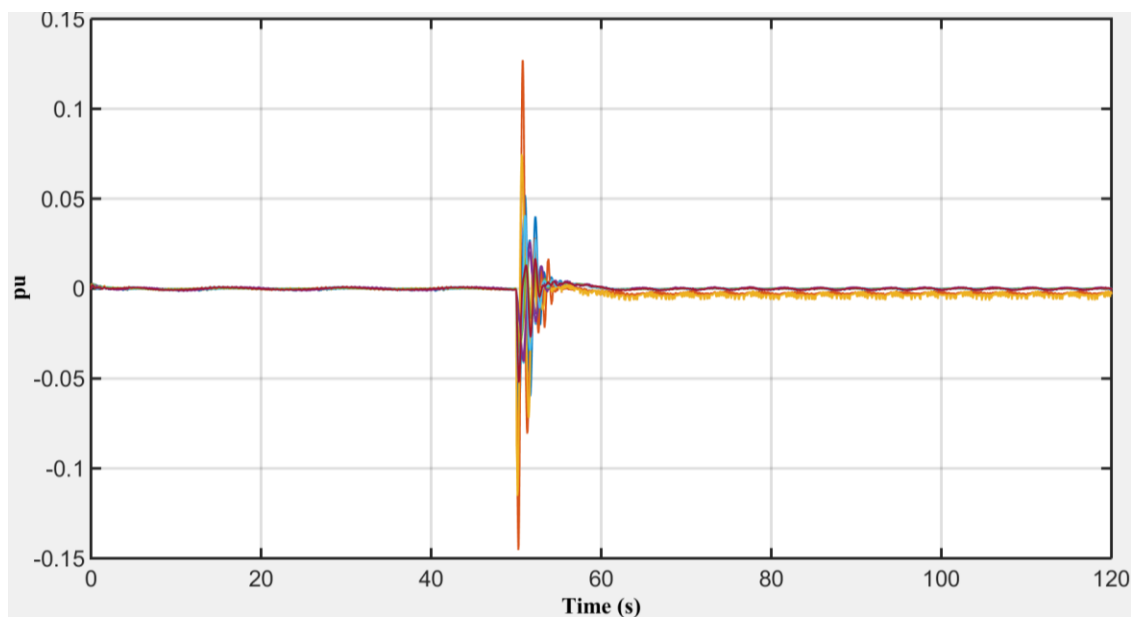


Figure 5.5 : Puissance électrique des compensateurs synchrones (pu)

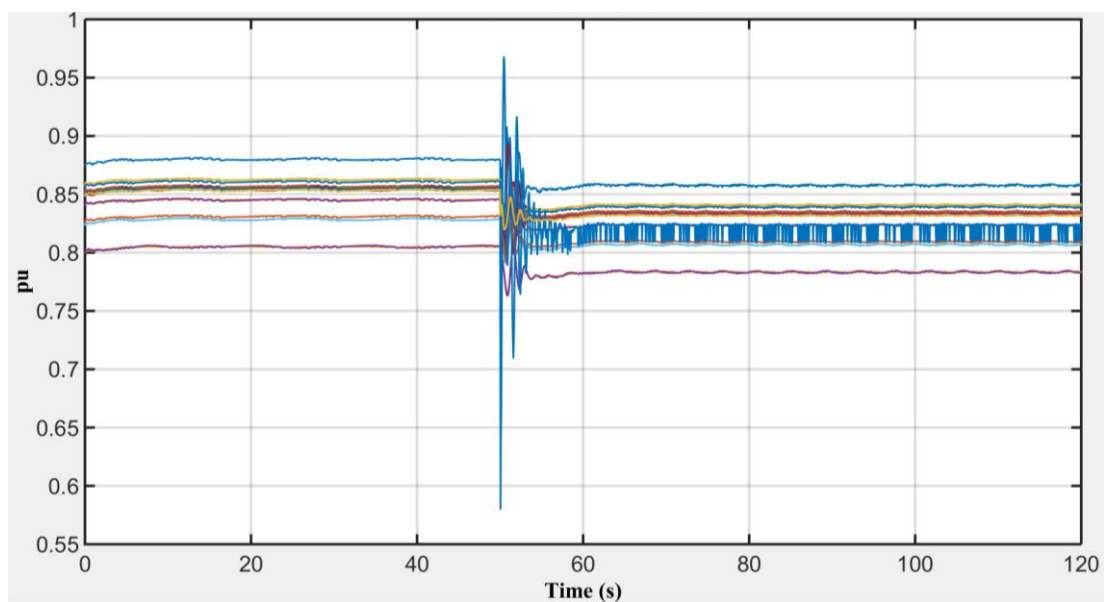


Figure 5.6 : Puissance électrique des génératrices (pu)



## 5.2 Réseau IEEE-118 : études géomagnétiques

Cette section s'intéresse au fait que le réseau ainsi construit est capable d'être employé pour la réalisation d'études géomagnétiques. Tout d'abord, les modifications nécessaires à apporter au réseau ont été présentées dans la section 2.7. On peut déterminer 4 différents niveaux de sévérité d'un orage magnétique [60] :

- Mineur ( $< 1.5 \text{ V/km}$ )
- Modéré ( $1.5 \text{ V/km} - 4 \text{ V/km}$ )
- Sévère ( $4 \text{ V/km} - 7 \text{ V/km}$ )
- Extrême ( $> 7 \text{ V/km}$ )

Le réseau IEEE-118GMD sera étudié pour un niveau modéré ( $2 \text{ V/km}$ ) et un niveau sévère ( $5 \text{ V/km}$ ). Cette section se consacre à l'étude de l'effondrement de tension dans le cas d'orages magnétiques. Les changeurs de prises en charge maintiennent la tension de charge dans un intervalle acceptable. Dans le cas d'un champ géoélectrique de  $2 \text{ V/km}$ , il n'est pas suffisant pour mener à l'effondrement de tension comme il est montré dans la Figure 5.7 qui présente les courants dc qui circulent dans le neutre des transformateurs et la Figure 5.8 qui montre le maintien de la tension avec l'action des changeurs de prises.



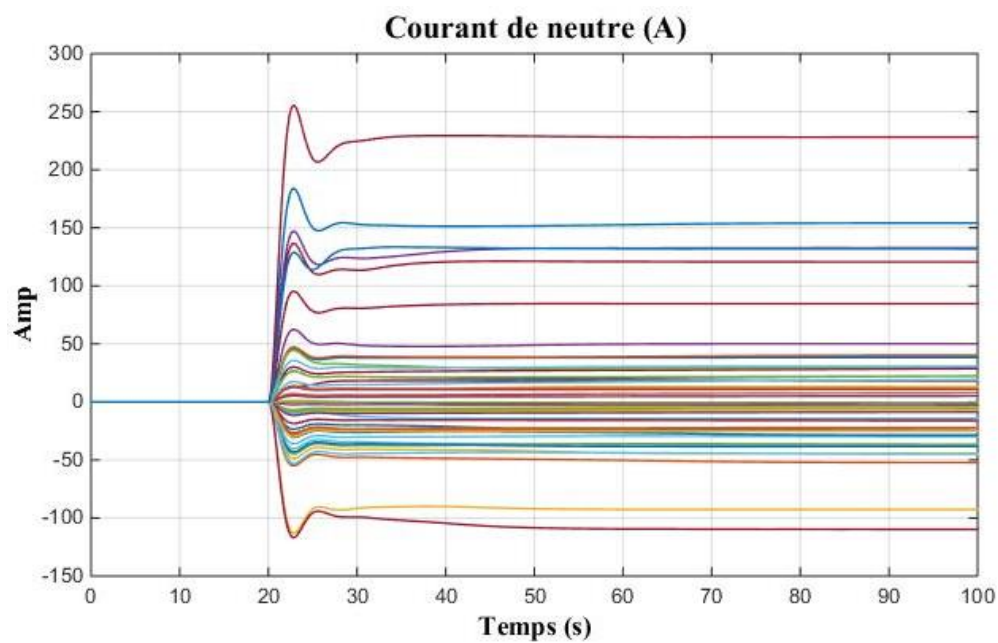


Figure 5.7 : Courants dc de neutre des transformateurs (GEF : 2V/km)

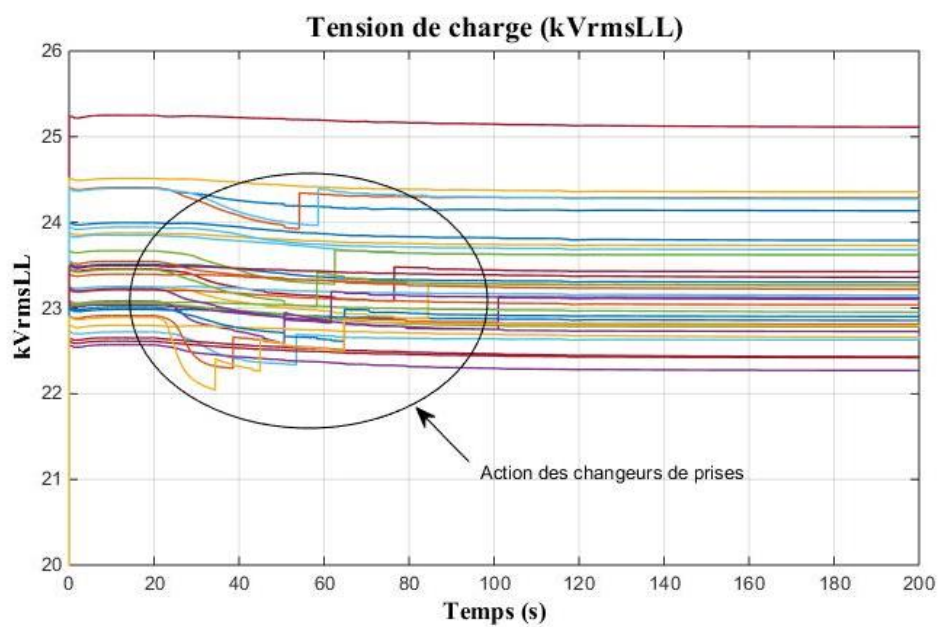


Figure 5.8 : Tension de charges (GEF : 2V/km)



En revanche, pour le cas 5V/km, la Figure 5.9 montre l'action des changeurs de prises qui une fois atteint la prise de -8, ils ne peuvent plus agir pour maintenir la tension. Quant à elle, la Figure 5.10 montre l'effondrement de tension qui se produit à 200s.

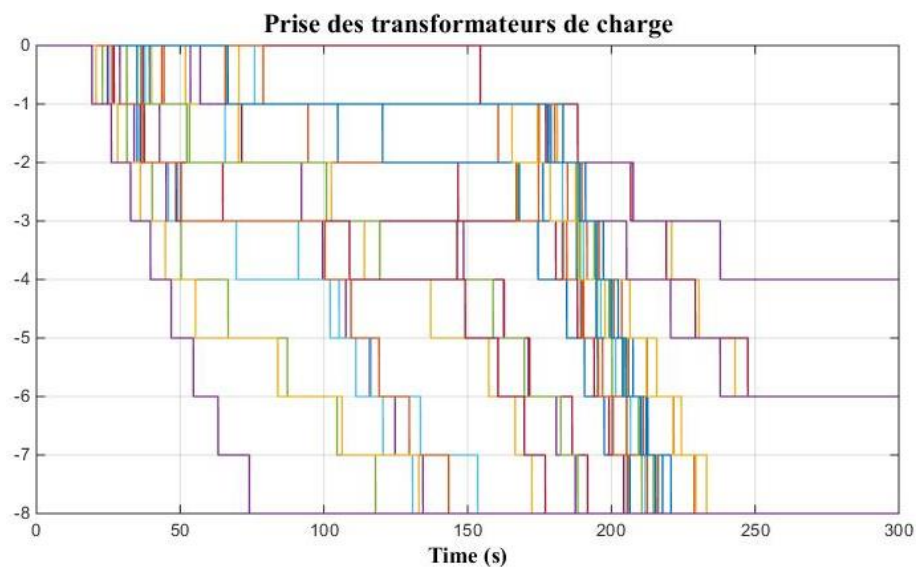


Figure 5.9 : Évolution des prises des OLTCs pour les transformateurs de charge (GEF : 5V/km)

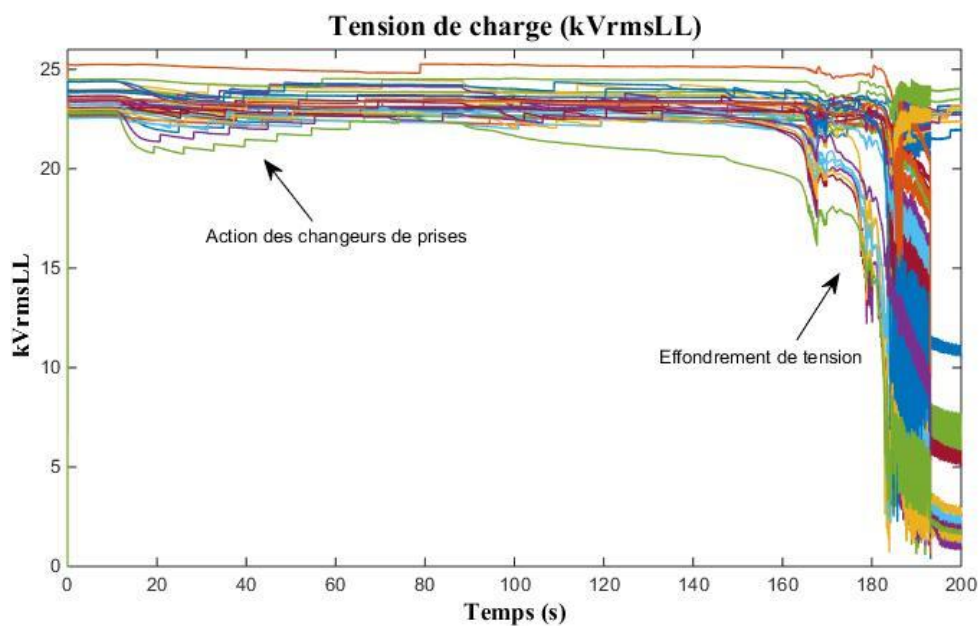


Figure 5.10 : Tension de charges (GEF : 5V/km)



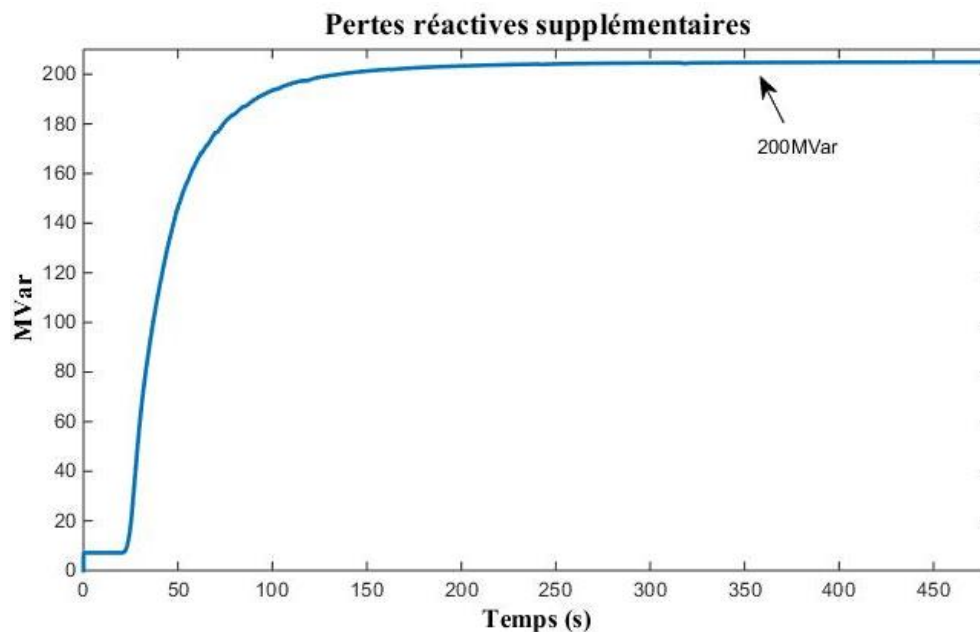


Figure 5.11 : Total des pertes réactives de tous les transformateurs de charge (GEF : 2V/km)

On peut observer en que le courant de neutre est proportionnel au GEF, ce qui correspond au fait que plus l'intensité de l'orage est importante, plus le courant de neutre est important et peut faire déclencher les relais. De plus, la consommation totale de VAR des transformateurs est linéaire avec le GEF. Pour aboutir à un effondrement de tension, il faut que les conditions soient réunies, ce qui consistent à avoir une perte réactive des transformateurs suffisante pour entrainer les changeurs de prises à agir une fois atteint la prise minimale, ils ne sont plus capables de réguler la tension. En effet, on a pu voir que pour une amplitude de GEF de 2V/km, la somme totale des pertes réactives n'est pas suffisante pour mener le réseau en effondrement.



## CHAPITRE 6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Pour conclure le développement du projet effectué, tout d'abord, l'objectif général de ce mémoire consistait à implémenter, modifier, simuler et documenter des réseaux électriques typiques (benchmarks) qui serviront aux ingénieurs et à la communauté scientifique pour la simulation des transitoires électromagnétiques, au développement de modèles et algorithmes de calcul.

En premier lieu, il convenait de fournir les différentes données du réseau et de le documenter. Lorsqu'elles n'étaient pas fournies initialement, il fallait se baser sur les standards issus des pratiques des exploitants de réseaux et de la littérature scientifique afin de combler les paramètres lacunaires, comme ce fut le cas pour le réseau IEEE-39 ou encore le réseau IEEE-118. Les paramètres qui ont été présentés sont les données de séquence des lignes de transmission, les paramètres des transformateurs.

Une fois l'implémentation des paramètres effectuée sous environnement EMTP, le choix des données était validé par la simulation comme ce fut le cas pour les réseaux IEEE-39 (Réseau de base, IEEE-39 avec introduction d'éoliennes terrestre, IEEE-39 avec introduction d'éoliennes terrestre et marine) et IEEE-118 (IEEE-118 de base et IEEE-118 pour études géomagnétiques) qui sont détaillés dans le Chapitre 3.

Les phénomènes de perturbations géomagnétiques ont été étudiés dans le réseau IEEE-118 afin d'analyser l'impact sur la stabilité de tension (qui se manifeste par l'effondrement de tension) et sur les pertes réactives supplémentaires des transformateurs dues à la saturation du cœur des transformateurs pour des champs géoélectriques uniformes et non uniformes basés sur des relevés. De plus il a été montré qu'il n'y a pas de relation linéaire entre la consommation réactive d'un transformateur et la puissance nominale du transformateur. Les valeurs en régime permanent du courant dc de neutre des transformateurs dépendent uniquement de la topologie du réseau. Les OLTCs et les limiteurs d'excitations (OELs) influent sur l'effondrement de tension si le réseau ne possède pas assez de réserve réactive. Le fait de prendre en compte la saturation des génératrices accélèrent ce même effondrement.

Les réseaux IEEE-39 et IEEE-118 ont été présentés de manière détaillée et peuvent être utilisés pour des études transitoires (réponse à un défaut, pertes de lignes de transmission) ainsi que pour des



études de perturbations géomagnétiques de manière précise (mesure des pertes réactives additionnelles, modélisation du champ géoélectrique, résistance des sous-stations).



## BIBLIOGRAPHIE

- [1] J. Mahseredjian, S. Denetière, L. Dubé et al., «On a new approach for the simulation of transients in power systems,» *Electric power systems research*, vol. 77, n° 11, pp. 1514-1520, 2007.
- [2] «EMTP-RV | The reference for power systems transients,» EMTP, [En ligne]. Available: <http://emtp-software.com/>.
- [3] J. Mahseredjian, «Simulation des transitoires électromagnétiques dans les réseaux électriques,» *Les Techniques de l'Ingénieur*, p. 12, 2008.
- [4] J. Machoski, J. Bialek et J. Bumby, *Power system dynamics and stability*, 1997.
- [5] J. Mahseredjian, «Introduction aux réseaux électriques, Notes du cours Comportement des réseaux électriques (ELE8457),» École Polytechnique de Montréal, Montréal.
- [6] F. Milano, *Power system modelling and scripting*, Springer Science & Business Media, 2010.
- [7] H. Dommel, «Digital computer solution of electromagnetic transients in single-and multiphase networks,» *IEEE transactions on power apparatus and systems*, n° 14, pp. 388-399, 1969.
- [8] M. Moffet, F. Sirois et D. Beauvais, «Review of Open-Source Code Power Grid Simulation Tools for Long-Term Parametric Simulation,» CanmetENERGY, 2011.
- [9] P. Kundur, «Power System Stability and Control,» McGraw-hill, New York, 1994.
- [10] J. Mahseredjian, S. Denetière, L. Dubé et al., «On a new approach for the simulation of transients in power systems,» chez *Proceedings of International Conference on Power Systems Transients, IPST 2005 in Montréal*, June 19th-23rd, 2005.
- [11] Powersys, «EMTP Brochure».



- [12] J. Mahseredjian, V. Dinavahi et J. Martinez, «An overview of simulation tools for electromagnetic transients in power systems,» chez *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007.
- [13] «Power Cases - Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG),» [En ligne]. Available: <http://icseg.iti.illinois.edu/power-cases/>.
- [14] J. R. Marti, «Accurate Modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 sur %2PAS-101, n° %11, pp. 147-157, 1982.
- [15] A. Morched, B. Gustavsen et M. Tartibi, «A universal model for accurate calculation of electromagnetic transients on overhead lines and underground cables,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, n° %13, pp. 1032-1038, 1999.
- [16] C. Morin and B. Khodabakhchian, «765 kV Power Transformer Losses Upon Energizations: A Comparison Between Field Test Measurements And EMTP-RV Simulations,» chez *IPST*, Vancouver, Jul. 2013.
- [17] L. Gérin-Lajoie, O. Saad et J. Mahsredjian, «Report on the EMTP-RV 39-bus system,» IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls, 04 Mars 2015.
- [18] N. Ozay and A.N. Guven, «Investigation of subsynchronous resonance risk in the 380 kV Turkish Electric Network,» chez *IEEE International Symposium on Circuits and Systems ISCAS*, 1988.
- [19] «Power Systems Test Case Archive - 118 Bus Power Flow Test Case,» [En ligne]. Available: [http://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf118/pg\\_tca118bus.htm](http://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm).
- [20] J. Mahseredjian, «“Transmission line models,” Notes du cours Comportement des réseaux électriques (ELE8457),» École Polytechnique de Montréal, 2012.



- [21] J. Glover, M. Sarma et T. Overbye, «Chapitre 12 : Transmission Lines - Transient Operation,» chez *Power System Analysis and Design*, Cengage Learning Inc., 2008, pp. 608-678.
- [22] J. Mahseredjian, «Frequency independent transmission line models, Notes du cours Comportement des réseaux électriques (ELE8457),» École Polytechnique de Montréal,, 2012.
- [23] J. Glover, M. Sarma et T. Overbye, *Power system analysis and design*, China Machine Press, 2004.
- [24] A. Monteith, E. Harder et J. Clayton, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 1964.
- [25] P. Kundur, chez *Power system stability and control*, 1994, pp. 1-23, 1176.
- [26] Hydro-Québec, «Service d'électricité en moyenne tension Norme E.21-12, 3ièème édition,» mai 2011.
- [27] «Power Systems Test Case Archive - 30 Bus Dynamic Test Case,» [En ligne]. Available: [https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/dyn30/pg\\_tcadyn30.htm](https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/dyn30/pg_tcadyn30.htm).
- [28] W. Price, H. Chiang et H. Clark, «Load representation for dynamic performance analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 12, pp. 472-482, 1993.
- [29] General Electric Company Institute, *Transmission line reference book, 345 kV and above*, Electric Power Research Institute, 1982, p. 37&55.
- [30] P. Kundur, J. Balu Neal et M. Lauby, «Transmission Lines,» chez *Power System Stability and Control*, New York, McGraw-hill, 1994, pp. 200-230.
- [31] J. Mahseredjian, «3-phase, 3 winding transformers, based on 1-phase units,» 2016.



- [32] K. Dartawan et C. Pierre, «Evaluating Generator Circuit Breakers Short-Circuit Duty Using IEEE C37. 010 and C37. 013,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, n° %16, pp. 4164-4170, 2014.
- [33] C. Cooper, «IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants,» *Electronics and Power*, vol. 33, n° %110, p. 658, 1987.
- [34] International Electrotechnical Commission, «International Standard IEC 60076-1, Power transformers,» 2000.
- [35] U.S. Department of Energy, «Large Power Transformers and the U.S. Grid,» April 2014.
- [36] A. Bossi, J. Dind et J. Frisson, «An international survey on failures in large power transformers in service,» *CIGRE Electra*, vol. 88, pp. 21-48, 1983.
- [37] IEEE std 421.5, «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,» IEEE Power & Energy Society, 1992.
- [38] J. Mahseredjian et L. Gérin-Lajoie, «Simulation of an extra-large network in EMTP: from electromagnetic to electromechanical transients,» chez *International Conference on Power Systems Transients (IPST2009)*, Kyoto, Japan, June 3-6, 2009.
- [39] J. Mahseredjian, S. Denetière, L. Dubé, B. Khodabakhchian et L. Gérin-Lajoie, «On a new approach for the simulation of transients in power systems,» chez *Proceedings of International Conference on Power Systems Transients, IPST 2005 in Montréal*, June 19th-23rd, 2005.
- [40] J. Mahseredjian, «Notes de cours ELE8457 ‘Comportement des réseaux électriques,’- Multiphase load-flow method,»,» Montréal, 2017.
- [41] L. Trichtchenko et D. Boteler, «Modelling of geomagnetic induction in pipelines,» *Annales Geophysicae*, vol. 20, n° %17, pp. 1063-1072, 2002.



- [42] K. Zheng, D. Boteler et R. Pirjola, «Effects of system characteristics on geomagnetically induced currents,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, n° %12, pp. 890-898, 2014.
- [43] D. Boteler, R. Shier, T. Watanabe et R. Horita, «Effects of Geomagnetically Induced Currents in the B.C. Hydro 500 kV System,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n° %11, pp. 818-823, January 1989.
- [44] T. J. Overbye, K. S. Shetye, T. R. Hutchins, Q. Qiu, and J. D. Weber, «Power Grid Sensitivity Analysis of Geomagnetically Induced Currents,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n° %14, pp. 4821-4828, 2013.
- [45] S. D. Team, «Benchmark Geomagnetic Disturbance Event Description - Project GMD Mitigation,» December 5, 2014.
- [46] J. L. Gilbert, «Modeling the effect of the ocean-land interface on induced electric fields during geomagnetic storms,» *Space Weather*, vol. 3, n° %14, 2005.
- [47] V. Albertson, J. Kapperman et N. Mohan, «Load-flow studies in the presence of geomagnetically-induced currents,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 sur %2PAS-100, n° %12, pp. 594-607, 1981.
- [48] D. H. Boteler and R. J. Pirjola, «Modeling geomagnetically induced currents produced by realistic and uniform electric fields,» *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 13, p. 1303–1308, Oct. 1998.
- [49] A. H. Etemadi et A. Rezaei-Zare, «Optimal placement of GIC blocking devices for geomagnetic mitigation,» *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 29, Nov. 2014.
- [50] T. F. NERC, «Special Reliability Assessment Interim Report: Effects of Geomagnetic Disturbances on the Bulk Power System,» *North American Electric Reliability Council*, 2012.



- [51] G. Tagg, «Earth Resistance (1964) London,» *George Newnes Limited*, 1964.
- [52] E. Sunde, *Earth conduction effects in transmission systems*, 1949.
- [53] O. Samuelsson, «Geomagnetic disturbances and their impact on power systems- Status report,» 2013.
- [54] EPRI, «EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above,» *3rd ed. Palo Alto, CA*.
- [55] IEEE Committee Report, «Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies,» *Transactions in Power Apparatus & Systems*, vol. 92, n° %16, pp. 1904-1915, 1973.
- [56] S. Jazebi et F. De léon, «Experimentally validated reversible single-phase multiwinding transformer model for the accurate calculation of low-frequency transients,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, n° %11, pp. 193-201, 2015.
- [57] Institute of Electrical and Electronics Engineers, «IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers - IEEE Std C37.010-1999,» 2000.
- [58] T. J. Nagel et G. S. Vassell, «Basic principles of planning VAR control on the American Electric Power System,» *IEEE Trans. Power Apparatus And Systems*, vol. 87, n° %12, pp. 488-495, Feb. 1968.
- [59] J. Jackson, «Interpretation and use of generator reactive capability diagrams,» *IEEE Transactions Industry and General Applications*, vol. 7, n° %16, pp. 729-732, 1971.
- [60] L. Marti, A. Rezaei-are et A. Yan, «Modelling considerations for the hydro one real-time GMD management system,» chez *Power and Energy Society General Meeting (PES)*, 2013 *IEEE*, 2013.