



**Faculté des Sciences de l'ingénieur  
Département D'Electromécanique**

**THESE**

Présentée en vue de l'obtention du diplôme **DE DOCTORAT**

Année 2007

**ETUDE DU COMPORTEMENT DES DIELECTRIQUES SOLIDES  
ET COMPENSATION DES COURANTS DE FUITE DANS UN  
RESEAU ELECTRIQUE**

Option

Electromécanique

Par

**Mr. BOUKHENAF MESSAOUD**

**DIRECTEUR DE THESE: Dr. HADDOUCHE ALI M.C U. Annaba**

**DEVANT LE JURY**

Président	: Dr. LAABAR HOCINE	M.C	U. de ANNANA
Examineurs :			
	Dr. GUERSI NOUREDDINE	M.C	U. de ANNABA
	Dr. BENACHAIBA CHELLALI	M.C	U. de BECHAR
	Dr. TAMALI MOHAMMED	M.C	U. de BECHAR
	Dr. LACHOURI ABDEREZZAK	M.C	U. de SKIKDA

## **Abstract**

In this work, we present a method for the compensation of the active and reactive currents at the earth fault point allowing the state evaluation of the zero sequence system. This method provides compensation of the watt component of the failure current in the point of ground fault. Under failure free network condition it enables equalization of phase voltages against the ground potential. The principal idea is based on connecting a variable phase earth reactance of inductive character between each network phase and the point of ground potential. A first tuning of the two sound phases reactance values carry out parallel resonance and consequently the compensation of the capacitive current. Then, while maintaining the resonance mode, and following the phases sequence, a second reactance values tuning leads to compensating the Watt current. The System does not require an artificial neutral and is suitable even for the transformation of insulated neutral networks into compensated ones. A detailed description of the method suggested, as well as the wiring and the equations describing the principle of compensation were given. The results obtained theoretically were validated by simulations of the network considered using software ATP-EMTP in the Bio Electro and Mechanical Systems laboratory (BEAMS) of the ULB.

The principal advantage of this method compared to the method of connecting only one reactance to the neutral point (Petersen coil), is that it allows in addition to the compensation of the capacitive current an effective compensation of the Watt current. That has as a consequence improving the system safety, safety evaluation, and preventive maintenance for earth fault.

**Key words: Current compensation, earth fault, three variable inductances, resonance, zero-sequence state evaluation, leakage current.**

## **Résumé**

Dans ce travail, nous présentons une méthode pour la compensation des courants actifs et réactifs au point de défaut permettant l'évaluation de l'état des paramètres homopolaires. Cette méthode permet la compensation de la composante watt-métrique du courant de défaut au point du défaut de terre. En présence d'un défaut permanent de terre dans le réseau, elle permet l'égalisation des tensions de phase au potentiel de terre. L'idée principale est basée sur le branchement d'une réactance variable phase-terre à caractère inductif entre chaque phase du réseau et le potentiel de terre. Un premier accord des valeurs de réactance des deux phases saines mène à la résonance parallèle et par conséquent la compensation du courant capacitif. Puis, tout en maintenant l'accord, et en suivant la séquence des phases, on effectue un deuxième ajustement des valeurs des bobines des deux phases saines afin de compenser le courant Watt métrique. Le système n'a pas besoin d'un neutre artificiel et convient aussi à la transformation des réseaux à neutres isolés en réseaux compensés.

Une description détaillée de la méthode proposée, ainsi que le schéma du montage et les équations décrivant le principe de compensation ont été donnés. Les résultats obtenus théoriquement ont été validés par des simulations du réseau considéré à l'aide du logiciel ATP-EMTP dans le laboratoire des Système Bio et Electro Mécaniques (BEAMS) de l'ULB.

L'avantage principal de cette méthode par rapport à la méthode de connexion d'une seule bobine au point de neutre (Bobine de Petersen), est qu'elle permet en plus de la compensation du courant capacitif une compensation effective du courant watt-métrique. Cela a par conséquent d'améliorer la sûreté du système, une évaluation en sécurité des paramètres du réseau, et la maintenance préventive des défauts de la terre.

**Mots clés : Compensation du courant, défaut de terre, trois inductances variables, résonance, évaluation de la tension homopolaire, courant de fuite**

## REMERCIEMENTS

Je tiens d'abord à remercier Dr. Ali HADDOUCHE, Maître de Conférences et directeur de laboratoire de recherche (systèmes électromécaniques) à l'Université de Annaba, pour avoir dirigé mon travail, pour sa disponibilité, son soutien et son aide précieuse, qu'il trouve ici ma gratitude et ma reconnaissance.

J'exprime ma reconnaissance au Professeur Jean-Claude MAUN, vice doyen de la faculté des sciences appliquées de l'Université Libre de Bruxelles (ULB), pour les contacts fructueux, pour le bon accueil qu'il m'a réservé au sein du Laboratoire BEMS et pour l'aide qu'il m'a procurée tout le long de ce travail. Sans oublier de remercier tous les membres de son équipe de recherche y compris le corps administratif.

J'adresse mes remerciements au Dr. Hocine LAABAR, Maître de Conférences et Président du comité scientifique de département électrotechnique à l'Université de Annaba, qui m'a fait l'honneur de Présider ce jury.

Je remercie vivement le Dr. Chellali BENACHAIBA et le Dr. Mohammed TAMALI, Maîtres de Conférences au Centre universitaire de Bechar, d'avoir accepté d'examiner mon travail et de se déplacer pour participer au jury.

Je remercie vivement Dr. Abderezzak LACHOURI, Maître de Conférences à l'université de Skikda, d'avoir accepté de faire partie de ce jury.

J'adresse mes vifs remerciements au Dr. Noureddine GUERSI, Maître de Conférences à l'Université de Annaba, qui a suivi cette étude de très près à travers de nombreuses discussions, et qui a beaucoup contribué pour mener à bien ce travail. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde reconnaissance et de ma sincère amitié, d'avoir accepté de participer à ce jury.

J'exprime aussi ma profonde gratitude au Professeur Mohamed BOUNOUALA, président du comité scientifique de département mines à l'Université de Annaba pour sa disponibilité ses orientations et son encouragement. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde reconnaissance et de ma sincère amitié.

Je remercie en particulier tous les amis à l'intérieur et à l'extérieur d'Annaba avec qui je partage de bons souvenirs

Enfin, je remercie ma famille, et plus particulièrement ma mère, pour leur amour et pour avoir accepté ma longue absence.

Les travaux présentés dans cette thèse ont été réalisés au laboratoire des Systèmes Electromécaniques de l'Université Badji Mokhtar Annaba et le laboratoire du Groupe Energie du Service de Systèmes Bio et Electro Mécaniques (BEAMS) de l'Université libre de Bruxelles.

# TABLE DES MATIERES

<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	8
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	9
<b>LISTE DES SYMBOLES</b> .....	12

## CHAPITRE 1 : INTRODUCTION GENERALE

## CHAPITRE 2 : LES DIELECTRIQUES SOLIDES

3. TYPES DE RESISTANCES DES MATERIAUX ISOLANTS SOLIDES .....	22
3.1 La résistance transversale (ou volumique).....	22
3.3 La résistance d'isolement .....	22
4. RIGIDITE DIELECTRIQUE DES ISOLANTS SOLIDES .....	23
4.1 Définitions.....	23
4.2 Mécanismes de claquage.....	23
4.2.1 Claquage électronique.....	24
4.2.2 Claquage thermique .....	24
5. PERMITTIVITE ET PERTES DIELECTRIQUES.....	25
5.1 Définitions.....	25
5.2 Signification de la permittivité et des pertes diélectriques .....	26
5.3 Mesures de la permittivité et de $\text{tg } \delta$ .....	27
6. COMPORTEMENT D'UN DIELECTRIQUE SOLIDE .....	29
6.1 Pour une tension continue.....	29
6.3 Les pertes dans les câbles. ....	33
7. INFLUENCE DES DIVERS FACTEURS SUR L'ISOLEMENT DES RESEAUX .....	34
7.1 Les facteurs inhérent au réseau électrique .....	34
7.1.1 Influence de la tension du réseau .....	34
7.1.2 Le nombre de branchement.....	37
7.1.3 Les longueur des lignes.....	38
7.2 Les paramètres environnementaux du réseau électrique .....	39
7.2.1 Influence de la température.....	40
7.2.2 Influence du Taux d'humidité.....	40
7.2.3 Influence de la qualité de service:.....	42
8. METHODES DE MESURE DE LA RESISTANCE D'ISOLEMENT .....	43
8.1 Méthode basée sur l'influence du temps d'application de la tension .....	43
8.2 Méthode basée sur l'influence de la variation de la tension .....	46
9. CONCLUSION.....	46

## CHAPITRE 3 : LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

1. INTRODUCTION .....	48
2. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION.....	48
2.1 Structure de réseau.....	48
2.2 Défauts dans les réseaux de distribution.....	50
2.2.1 Origine et nature de défauts .....	50
2.2.2 Types de défaut .....	50
2.2.3 Caractéristiques électriques .....	51
2.3 Traitement du point neutre.....	52
2.3.1 Neutre relié directement à la terre.....	52
2.3.2 Neutre relié à la terre par impédance .....	52
2.3.3 Mise à la terre du neutre par bobine d'extinction .....	53
2.3.4 Système du neutre isolé .....	53
2.4 Classification des réseaux de distribution.....	54
2.5 Les recherche de modification du point neutre.....	54
3. LE NEUTRE COMPENSE.....	55
3.1 Historique du neutre compensé.....	55
3.2 Objectifs et avantages du neutre compensé .....	55
3.3 Principe de réalisation du neutre compensé.....	56
3.4 Inconvénients du neutre compensé .....	56
4. DEFINITION DES PARAMETRES DU NEUTRE COMPENSE.....	57
4.1 Les éléments du réseau .....	57
4.2 Les paramètres fondamentaux .....	59
4.2.1 Le désaccord .....	59
4.2.2 L'amortissement .....	61
4.2.3 L'asymétrie globale du réseau.....	62
4.2.4 Les asymétries de départs .....	63
4.3 La tension de déplacement du neutre.....	64
4.4 Les courants résiduels des départs .....	67
5. LE PRINCIPE DE COMPENSATION DES COURANTS DE DEFAUT.....	69
5.1 Cas d'un défaut franc .....	69
5.2.Cas d'un défaut haute et basse impédance.....	72
6. CONCLUSION.....	76

## CHAPITRE 4: METHODES DE DETERMINATION DES PARAMETRES

1. INTRODUCTION .....	78
2. DEFAUT ARTIFICIEL A LA TERRE .....	79
3. RECHERCHE DU MAXIMUM DE LA TENSION NEUTRE –TERRE .....	79
3.1 La modulation du désaccord .....	79
3.2 La courbe de résonance.....	79
3.3 Méthode du maximum de la tension Résiduelle $ V_{NG} $ .....	82
3.4 Algorithme des moindres carrée basé sur $ 1/V_{NG} $ .....	85
4. LE CERCLE DES LIEUX.....	87
4.1 Cas d'une bobine à noyau plongeur .....	87
4.2 Le cas d'une bobine réglable à pas discrets.....	89

5. MESURE DES PARAMETRES AVEC INJECTION DE COURANT .....	92
5.1 Historique de l'injection de courant.....	92
5.2 Le principe du système d'injection.....	92
5.3 La réalisation et les avantages du système d'injection.....	98
6. MESURE DES PARAMETRES AVEC INJECTION DE DEUX FRERQUENCES .....	100
6.1 Le principe du système d'injection de deux fréquences.....	100
6.2 Avantage de l'injection de deux fréquences .....	102
6.3 Conditions additionnelles.....	102
6.4 Mode de fonctionnement .....	103
6.5 Types d'injections de Courants multifréquences (CI).....	103
6.6 Impédance homopolaire du transformateur .....	106
6.7 Évaluation des paramètres pour chaque départ.....	107
7. CONCLUSION.....	111

## **CHAPITRE 5 : METHODE DES TROIS BOBINES PHASE-TERRE**

1. INTRODUCTION .....	113
2. DISCRIPTION DE LA METHODE .....	114
2.1 Circuit des trois bobines.....	114
3. MODEL MATHEMATIQUE.....	115
3.1 Schéma équivalent des trois bobines .....	115
3.2 Phénomène de la compensation .....	117
3.2.1 Obtention de la caractéristique de résonance.....	118
3.2.2 Compensation du courant capacitif du réseau .....	120
3.2.3 Compensation de la composante watt métrique.....	122
4. VALIDATION DE LA METHODE PAR SIMULATION.....	124
4.1 Description du réseau réel.....	124
4.2 Les donnée des éléments du réseau simulé.....	125
4.2.1 Le transformateur.....	125
4.2.2 Les bobines de compensation .....	126
4.2.3 Ligne aérienne.....	127
4.2.4 Les câbles.....	129
4.3 Réseau sans défaut .....	130
5. SIMULATION DUN DEFAUT PHASE-TERRE AVEC ATP-EMTP .....	132
5.1 Cas d'une seule bobine au point neutre. ....	132
5.2 Cas des trois bobines phase-terre.....	135
6. CONCLUSION.....	141
CONCLUSION GENERALE.....	143

## LISTE DES TABLEAUX

### CHAPITRE 2 : LES DIELECTRIQUES SOLIDES

Tableau 2.1 : Facteur de dissipation diélectrique des différents types de câble	31
Tableau 2.2 : Variation du courant de fuite suivant la tension du réseau	32
Tableau 2.3 : Probabilité de courant de fuite dans le réseau 380 et 660V	32
Tableau 2.4 : Variation des résistances actives et ohmiques en fonction de la tension	34

### CHAPITRE 3 : LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Tableau 3.1 : Niveaux de tension principalement utilisées en Algérie	47
Tableau 3.2 : Classement des défauts réels pour leur résistance	49
Tableau 3.3 : Zones d'influence et caractéristiques des différentes méthodes	50

### CHAPITRE 5 : METHODES DES TROIS BOBINES PHASE-TERRE

Tableau 5.1 : Valeurs des éléments du transformateur pour la simulation avec ATP	123
Tableau 5.2 : Valeurs de la bobine de compensation utilisées pour la simulation	124
Tableau 5.3 : paramètres linéiques d'une ligne aérienne représentative	127
Tableau 5.4 : Paramètres linéique du câble modalisé avec atp	128
Tableau 5.5 : Valeurs des capacités utilisées pour la modélisation de la partie saine du réseau avec ATP-EMTP	134
Tableau 5.6 : valeurs des tensions phase-terre avant et après le défaut	136
Tableau 5.7 : Le résultat de simulation avant compensation de $I_w$	139
Tableau 5.8 : Le résultat de simulation après compensation de $I_w$ et $I_c$	140

## LISTE DES FIGURES

### CHAPITRE 2 : LES DIELECTRIQUES SOLIDES

Figure 2. 1: les conditions de stabilité et d'instabilité pour le claquage thermique.....	25
Figure 2. 2 : représentation des origines des pertes dans un matériau.....	28
Figure 2. 3 : Schéma équivalent de l'isolement à deux couches .....	29
Figure 2. 4: Charge d'un condensateur à deux couches de diélectriques .....	31
Figure 2. 5: Courant d'absorption en fonction du temps .....	31
Figure 2. 6 : paramètres d'un condensateur à deux couches.....	33
Figure 2. 7: Courant traversant l'isolant d'un câble .....	33
Figure 2. 8 : La probabilité en fonction du courant de fuite du réseau.....	35
Figure 2. 9 : La variation de la résistance active dans les différents réseaux .....	35
Figure 2. 10 : La fonction de répartition en fonction de la capacité d'isolement. ....	36
Figure 2. 11: Variations de la conductance en fonction du nombre de branchement.....	37
Figure 2. 12: Variations de la capacité phase-terre en fonction du nombre de branchement ..	38
Figure 2. 13 : Variations de la conductance en fonction de la longueur des lignes.....	39
Figure 2. 14: Variations de la capacité phase-terre en fonction de la longueur des lignes.....	39
Figure 2. 15: Correction de la résistance d'isolement en fonction de la température .....	40
Figure 2. 16: Fonction de répartition des paramètres d'isolement.....	41
Figure 2. 17: Fonction de répartition en fonction de la capacité .....	41
Figure 2. 18 : La résistance et la capacité d'isolement en fonction de l'humidité.....	42
Figure 2. 19 : Probabilité du courant de fuite en fonction de la résistance active d'isolement	43
Figure 2. 20: Courbe des composantes de courant en test d'isolement .....	44
Figure 2. 21: Variations typiques de résistances d'isolement en fonction de temps de mesure .....	45

### CHAPITRE 3 : LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Figure 3. 1 : Schéma de principe du transport et de la distribution d'électricité.....	49
Figure 3. 2 : Des différents traitements du point neutre dans le monde .....	54
Figure 3. 3 : Circuit équivalent du réseau de distribution.....	57
Figure 3. 4 : Circuit équivalent du réseau compensé.....	64
Figure 3. 5 : Cercle des lieux de la tension de déplacement du neutre .....	66
Figure 3. 6 : Courbe de résonance ( $ k  = 0.005$ ).....	67
Figure 3. 7 : Diagramme vectoriel pour déterminer l'admittance phase-terre et l'asymétrie ....	69
Figure 3. 8 : Circuit d'un réseau compensé avec un défaut de terre franc sur la phase 1 .....	70
Figure 3. 9 : Circuit homopolaire simplifié d'un réseau compensé .....	71
Figure 3. 10 : Diagrammes vectoriels .....	71
Figure 3. 11: Circuit simplifié d'un réseau compensé avec un défaut sur la phase 1.....	73
Figure 3. 12 : Schéma équivalent du circuit de la Figure 3.11 .....	75

**CHAPITRE 4 : METHODES DE DETERMINATION DES PARAMETRES**

Figure 4. 1 : Détermination des paramètres fondamentaux à partir de la courbe de résonance.....80

Figure 4. 2 : Circuit équivalent monophasé pour un réseau compensé. .... 82

Figure 4. 3: la variation de  $V_{NG}$  en fonction de  $I_{pos}$ ..... 83

Figure 4. 4 : diagramme de lieu de  $V_{NG}$  ..... 83

Figure 4. 5 : Principe de la résonance parallèle ..... 83

Figure 4. 6: la variation de VNG en fonction de  $I_{pos}$  pour la détermination de IW ..... 85

Figure 4. 7: Courbe de résonance inverse estimée à partir des échantillons..... 87

Figure 4. 8 : Détermination des paramètres fondamentaux à partir du cercle des lieux..... 88

Figure 4. 9: Lieux de la tension neutre-terre avec Q=10 de la bobine du neutre..... 91

Figure 4. 10 : Courbe de résonance à facteur de qualité de la bobine de neutre constant. .... 92

Figure 4. 11 : Schéma équivalent d'un réseau compensé avec injection active d'un courant dans le neutre..... 93

Figure 4. 12 : Schéma équivalent du réseau avec injection du courant dans le système homopolaire ..... 93

Figure 4. 13: Variation de la tension neutre-terre due à l'injection d'un courant de mesure dans le neutre..... 97

Figure 4. 14: Schéma équivalent du réseau avec système d'injection d'un courant dans le neutre ..... 100

Figure 4. 15: Circuit équivalent avec l'injection de courants à deux fréquences..... 101

Figure 4. 16: Circuit équivalent avec injection d'un courant différent de 50Hz ..... 101

Figure 4. 17: Injection de courant utilisant un Convertisseur de Fréquence (FC)..... 104

Figure 4. 18 : injection de courant avec trois fréquences à l'aide..... 104

Figure 4. 19 : échantillon d'impulsion pour AC-1 ..... 105

Figure 4. 20 : Spectre de fréquence pour AC-1 ..... 105

Figure 4. 21 : Injection de courant avec un commutateur AC pour deux fréquences (AC-2) 105

Figure 4. 22 : Exemple d'échantillon d'impulsion avec AC-2..... 106

Figure 4. 23 : Spectre de fréquence pour AC-2 ..... 106

Figure 4. 24 : Exemple d'échantillon d'impulsion avec AC-2 avec allumage des phases ..... 107

Figure 4. 25 : Circuit équivalent simple avec impédance homopolaire du transformateur non négligeable..... 107

Figure 4. 26: Évaluation des paramètres pour chaque départ..... 110

Figure 5. 3 : caractéristique de Résonance..... 118

**CHAPITRE 5 : METHODES DES TROIS BOBINES PHASE-TERRE**

Figure 5. 1: Schéma simplifié des trois inductances variables entre phase et terre. .... 114

Figure 5. 2: Circuit équivalent monophasé du circuit des trois inductances ..... 117

Figure 5. 3: Représentation de l'admittance en fonction de  $\omega$  ..... 118

Figure 5. 4: Caractéristique logarithmique de  $V_{NG}$  ..... 119

Figure 5. 5 : Diagramme des lieux de la tension homopolaire  $V_{NG}$  ..... 119

Figure 5. 6 : Le diagramme vectoriel d'un défaut phase-terre avec  $Z_F = 0\Omega$  ..... 122

Figure 5. 7 : Diagramme vectoriel de la compensation du courant wattmétrique et capacitif 124

Figure 5. 8: Schéma symbolique du réseau-simulé avec ATP-EMTP.....	124
Figure 5. 9: Définition des paramètres géométriques d'une ligne aérienne .....	128
Figure 5. 10: Définition des paramètres linéiques d'un câble à trois conducteurs isolés (HN33-S-23/150mm <sup>2</sup> ).....	130
Figure 5. 11: Schéma symbolique du réseau a neutre compensé avec ATP-EMTP.....	132
Figure 5. 12: les valeurs des trois tensions phase-terre.....	133
Figure 5. 13: Les courants capacitifs des phases saines.....	134
Figure 5. 14: La compensation des courants capacitifs .....	134
Figure 5. 15 : Schéma équivalent de compensation par phase .....	135
Figure 5. 16: les valeurs des trois tensions phase-terre.....	135
Figure 5. 17: Représentation vectoriel des tensions phase-terre.....	136
Figure 5. 18: Les courants capacitifs des phases saines.....	136
Figure 5. 19: la valeur du courant dans les deux bobines .....	137
Figure 5. 20 : Le courant wattmetrique du réseau .....	137
Figure 5. 21: La valeur du courant de défaut .....	137
Figure 5. 22 : Diagramme vectoriel des courants et des tensions av.comp. ....	138
Figure 5. 23: Les valeurs des trois tensions phase-terre ap.Comp.I <sub>w</sub> .....	139
Figure 5. 24: les valeurs des courants capacitifs et inductifs ap.Comp.I <sub>w</sub> .....	139
Figure 5. 25: domaines temporelles des courants mesurés ap.comp.I <sub>w</sub> .....	140
Figure 5. 26: Diagramme vectoriel après compensation du courant I <sub>w</sub> .....	140

## LISTE DES SYMBOLES

$a, a^2$	opérateurs complexes de rotation
$B_L$	susceptance inductive
$B_C$	susceptance capacitive
$C$	capacité totale phase-terre du réseau
$C_i$	capacité totale phase-terre du départ i
$C_{tref}$	capacité de référence
$C_1, C_2, C_3$	capacités phase-terre d'une phase du réseau
$C_{1i}, C_{2i}, C_{3i}$	capacités phase-terre d'une phase du départ i
$C_v$	la capacité de du diélectrique dans le vide
$\Delta C, \Delta G$	déséquilibre de la (capacitance, conductance)
$c_0$	capacité équivalente d'isolement
$c_1, c_2$	la capacité des deux condensateurs
$C_x$	la capacité d'un système d'électrodes immergées
$C_p$ et $R_p$	capacité et résistance du circuit parallèle équivalent
$C_s$ et $R_s$	capacité et résistance du circuit série équivalent.
$c_V$	capacité thermique massique à volume constant
$d$	amortissement
$E_1$	tension nominale simple du réseau
$\underline{E}_1, \underline{E}_2, \underline{E}_3$	tension simple phase-neutre (source de tension)
$f$	fréquence nominale du réseau (50 Hz)
$G$	conductance totale phase-terre du réseau
$G_1, G_2, G_3$	conductance phase-terre d'une phase du réseau
$GND$	terre
$i_{ab}$	diélectrique laisse passer un courant d'absorption
$I_{C1}, I_{C2}$	courant capacitif des phases saines
$I_{G1}, I_{G2}$	courant de fuite des phases saines
$I_{L1}, I_{L2}$	courant inductif des phases saines
$I_T, I_{TL}$	courant total (réseau, inductances)
$I_C, I_L$	courant total (capacitif, inductive)
$I_G, I_{RL}$	courant total watt métrique (réseau, inductances)
$\Delta I_L$	variation de courant des inductances
$\underline{I}_F$	courant dans le défaut
$\underline{I}_{CI}$	courant d'injection
$\underline{I}_k$	courant d'asymétrie
$\underline{I}_{ki}$	courant d'asymétrie du départ i
$I_{poisI}, I_{posII}$	valeurs distinctes du courant de position de la bobine
$I_{res}$	courant de bobine correspondant au maximum de la courbe de résonance
$\Delta I_m$	courant de désaccord
$\underline{I}_{NG}$	courant neutre-terre

---

$\underline{I}$	courant résiduels total du réseau
$\underline{I}_a, \underline{I}_b$	courants résiduels totaux du réseau pour deux configurations différentes
$\underline{I}_i$	courant résiduel du départ i
$\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$	courants phase-terre
$j$	$j^2 = -1$
$\underline{k}$	asymétrie des résistances phase-terre
$\underline{k}_{CI}$	déséquilibre d'injection
$\underline{k}_C$	asymétrie
$\underline{k}_i$	asymétrie du départ i
$\underline{k}_r$	asymétrie des capacités phase-terre
$\underline{L}_{NG}$	inductance neutre-terre
$l$	longueur des cables
$m$	désaccord
$m_I, m_{II}$	valeurs distinctes du désaccord
$\Delta m$	différence entre deux valeurs du désaccord
$N$	neutre
$N_b$	nombre de branchement
$i$	nombre de départs du réseau
$O$	Origine du système de coordonnées
$q$	produit du désaccord et de la capacité globale phase-terre
$Q$	facteur de qualité de la bobine
$R_d$	résistance équivalente à la terre du réseau
$R_{NG}$	résistance neutre-terre
$R$	résistance totale phase-terre du réseau (résistance d'isolement)
$R_i$	résistance totale phase-terre du départ i
$R_1, R_2, R_3$	résistances phase-terre d'une phase du réseau
$R_{1i}, R_{2i}, R_{3i}$	résistances phase-terre d'une phase du départ i
$tg\delta$	facteur de dissipation électrique (tangente de l'angle de perte)
$t$	temps
$t_1$	domaine temporaire du défaut
$t_2$	domaine temporaire du défaut
$V_0$	tension homopolaire
$U$	tension entre âme et écran métallique
$V$	tension continue
$\underline{V}_{NG-CI}$	tension neutre-terre due à l'injection
$\underline{v}_{NG-CI}$	tension neutre-terre réduite due à l'injection
$\underline{V}_{NG}$	tension neutre-terre
$\underline{V}_{NGa}, \underline{V}_{NGb}$	tension neutre-terre pour deux configurations différentes
$\underline{v}_{NG}$	tension neutre-terre réduite
$\underline{V}_{NG-res}$	tension neutre-terre maximale
$\underline{v}_{NG-res}$	tension neutre-terre maximale réduite
$\underline{v}_{NGI}, \underline{v}_{NGII}$	points distincts de la tension neutre-terre
$\underline{V}_{12}, \underline{V}_{32}$	tension compensée phase-phase

---

$\underline{V}_1, \underline{V}_2, \underline{V}_3$	tensions phase-terre
$W_d$	pertes par hystérésis diélectrique
$x$	rapport de tensions réduites
$\underline{Y}_{NG}$	admittance neutre-terre
$\underline{Y}$	admittance totale phase-terre du réseau
$\underline{Y}_i$	admittance totale phase-terre du départ i
$\underline{Y}_1, \underline{Y}_2, \underline{Y}_3$	admittance phase-terre d'une phase du réseau
$\underline{Y}_{1i}, \underline{Y}_{2i}, \underline{Y}_{3i}$	admittance phase-terre d'une phase du départ i
$Y_{TL}$	admittance total des trois inductances
$Y_{n1}$	admittance total du réseau
$Y_U$	admittance phase-terre du défaut
$Y_w$	admittance wattmétrique du réseau
$\alpha, \theta, \beta$	angles des courant respectivement ( $I_L, I_{TL}, I_T$ ).
$\omega$	pulsation du réseau (50Hz)
$\omega_1$	pulsation du courant d'injection a la fréquence $f_1$
$\omega_2$	pulsation du courant d'injection a la fréquence $f_2$
$\varepsilon, \varepsilon_r$	permittivité (absolue, relative)
$\varepsilon_0$	constante diélectrique du vide
$\tau$	constante du temps

# **Chapitre 1**

## **Introduction Générale**

## CHAPITRE 1

### INTRODUCTION GENERALE

Après avoir connu une forte croissance de la consommation d'énergie électrique jusqu'à présent, les exploitants des réseaux électriques se voient aujourd'hui confrontés à des exigences de plus en plus sévères. D'une part, les clients demandent une meilleure qualité de fourniture du courant avec un nombre de coupures le plus faible possible, et une tension constante. D'autre part, les réglementations de sécurité imposent des contraintes supplémentaires pour la conduite des réseaux.

Dans les réseaux de distribution d'énergie électrique, le traitement du point de neutre des réseaux triphasés, et surtout celui des réseaux de distribution à moyenne tension HT/MT, se révélait être une question importante. Le choix de la méthode de mise à la terre du neutre dépend de ses particularités, (topologie du réseau, facteurs géographiques et climatiques), mais aussi des réseaux voisins ou de la philosophie propre à l'entreprise d'exploitation, elle a aussi une influence importante sur les dispositifs de protection et sur le comportement du réseau en service normal et lors d'un défaut. Par conséquent le choix de la méthode intervient au niveau de la fiabilité, du coût, de la sécurité des réseaux et de leur exploitation.

L'avantage du neutre compensé est alors, d'une part, l'amélioration de la qualité de service: la plupart des défauts monophasés disparaissent automatiquement ce qui entraîne une réduction importante des coupures de courant, d'autre part, la réduction du courant de défaut, qui induit une amélioration de la sécurité pour le personnel et pour le public. Le matériel (isolateurs, appareils électroniques,...) est également mieux protégé.

Il faut noter, qu'aujourd'hui, en Algérie, les défauts permanents, qui ne sont pas auto-extincteurs, sont éliminés automatiquement par le déclenchement du départ en défaut. Dans d'autres pays, une stratégie différente, dite "le défaut maintenu" est parfois appliqué : avec un neutre compensé le maintien de l'alimentation est conservé jusqu'à ce que le défaut soit localisé. Cette stratégie demande par contre un dimensionnement adapté du système.

Plusieurs pays ont lancé une modification du régime de neutre des postes de transformation HT/MT en passant d'une mise à la terre résistive à une mise à la terre inductive.

Les objectifs de ce changement de système du neutre des réseaux de distribution sont la réduction des courants de défaut et l'amélioration de la qualité de service. Cette réduction

diminue les risques pour le personnel et pour le public lors d'un défaut et en limite les répercussions sur les autres installations électriques. Par ailleurs, pour des défauts avec arc, cette réduction en provoque l'extinction sans gêne pour l'exploitation du réseau, et, par conséquent, apporte une amélioration considérable de la qualité de la fourniture.

Quelle sont les solutions choisie jusqu'à présent et comment le neutre compensé, peut contribuer à réduire le nombre de coupures de l'alimentation.

Chaque modification représente donc un enjeu énorme au niveau des coûts des interventions.

L'amplitude du courant de défaut de terre dépend du système de mise à la terre du neutre. Les systèmes de distribution à neutre "isolé" et à neutre "compensé", sont des options très importantes dans la conception des réseaux électriques, pour l'obtention d'une qualité optimale de l'alimentation en énergie.

Pour prévenir et pouvoir se prémunir des risques liés à un isolement insuffisant ou à une dégradation du niveau de l'isolement, des mesures doivent être effectuées. Elle concerne aussi bien les matériaux électriques que des installations sur lesquelles ils sont connectés. Ces mesures sont réalisées lors de la mise en route, sur des éléments neufs ou rénovés, et aussi périodiquement, afin de juger leur évolution dans le temps.

Dans les systèmes de distribution, certains paramètres, sont mesurés facilement à l'aide d'un voltmètre ou d'un ampèremètre (comme : la tension homopolaire  $V_{NG}$ , le courant homopolaire  $I_{NG}$  pour chaque poste source). Alors que d'autres paramètres ne peuvent pas être mesurés directement (comme : la capacité et la conductance phase-terre, etc..).

Afin de résoudre le problème, quelques techniques de mesure récentes ont été présentées :

Jusqu'à présent les algorithmes suivants sont principalement employés pour déterminer les paramètres du réseau ainsi que pour accorder la bobine de Petersen. Le changement relatif de la tension homopolaire est normalement employé comme critère de détection de défaut dans le réseau.

1) *défaut artificiel de terre* : En mesurant le courant du défaut artificiel de terre et en recherchant le minimum du courant par ajustement de la bobine de Petersen, [52] la position de résonance et les paramètres du réseau équivalent peuvent être déterminés. Cette méthode n'est actuellement employée que pour contrôler la qualité d'un algorithme de contrôle

2) *Recherche du max de  $|V_{NG}|$*  : Cette méthode permet la détermination des paramètres fondamentaux à partir des points de la courbe de résonance, la tension de résonance  $V_{NG-rés}$  et l'impédance de la bobine de neutre (sous forme de courant de position de la bobine) sont

connues. Il faut noter que pour l'application de cette méthode, une mesure continue de la courbe de résonance est nécessaire.

3) *Cercle des lieux de  $V_{NG}$*  : Cette méthode est basée sur le fait qu'un cercle peut être construit avec seulement trois points [56]. Elle suppose que le troisième point du cercle est l'origine du plan complexe. Une courte désadaptation peut se produire par exemple en insérant une capacité en parallèle avec la bobine de Petersen. Cette façon de faire nous permet d'avoir un deuxième point sur le lieu de  $V_{NG}$  : En mesurant l'amplitude et la phase de la tension il nous est possible de construire le cercle des lieux de  $V_{NG}$ .

4) *Injection d'un courant à 50Hz* : Cet algorithme est basé sur l'idée d'injecter un courant artificiel dans le point du neutre du système [44] s'il n'y a aucun courant de dissymétrie dû au déséquilibre naturel. L'influence du déséquilibre naturel peut être en partie compensée en utilisant une mesure différentielle à deux instants différents du temps. en combinaison avec la position de la bobine  $I_{pos}$ , permet la détermination des paramètres du réseau.

5) *Injection de courant a deux fréquences* : Cette nouvelle méthode utilise l'injection de deux courants artificiels avec des fréquences inégales à 50 hertz dans le système homopolaire pour le calcul des paramètres du réseau. [44]

En utilisant deux fréquences différentes  $f_1$  et  $f_2$  on aura deux équations complexes avec trois variables. La durée de l'injection est de 240ms

La compensation des courants capacitifs homopolaires est habituellement résolue par la connections d'une bobine de Petersen entre le neutre du réseau et le potentiel de terre ou par l'insertion d'une bobine de Petersen dans l'enroulement secondaire du transformateur en zig-zig Cependant, de tels systèmes ne permettent pas la compensation de la composante watt métrique du courant du défaut de terre. En plus, quant on utilise ce genre de systèmes, le courant de défaut de terre augmente sous l'effet des pertes watt métriques dans les enroulements la bobine de Petersen. Récemment des méthodes d'injection de courants (un ou deux fréquences) dans l'enroulement secondaire de la bobine de Petersen ont été proposées. L'inconvénient de ces méthodes étant une énergie insuffisante pour une compensation efficace.

Dans ce travail, nous proposons une méthode pour évaluer les paramètres d'un réseau électrique à neutre isolé, qui utilise les tensions et les courants du réseau, et qui consiste en l'insertion d'une inductance variable entre chaque phase et terre du système (soit trois bobines). Cela transforme le réseau à neutre isolé en réseau compensé, et permet une

compensation active et réactive du courant du défaut, ainsi que l'égalisation de la tension de la phase en défaut au potentiel zéro (potentiel de terre). Il s'en suit une meilleure protection du personnel et du matériel.

Dans ce chapitre 1, nous avons commencé par donner les raisons qui nous ont fait opter pour un réseau compensé, ensuite nous avons donné un bref aperçu sur les méthodes les plus utilisées pour la détermination des paramètres des réseaux à neutre compensés. Et nous avons terminé par la proposition d'une solution qui consiste en une nouvelle méthode de compensation par phase en insérant trois bobines, une par phase. Solution qui sera détaillée dans le chapitre 5.

Le chapitre 2 donne une analyse pragmatique des caractéristiques des diélectriques utilisés (Résistance d'isolement, Rigidité etc....) et l'influence de l'environnement sur ces caractéristiques. Parmi les paramètres influant sur les caractéristiques d'un diélectrique solide on a donné un aperçu sur les paramètres inhérents du réseau (tension de service, longueur des lignes, etc....) et ceux de l'environnement (humidité, température, etc....). Nous avons mis en évidence ses imperfections afin de mieux comprendre son influence sur le fonctionnement d'un réseau.

Dans le chapitre 3 nous donnons d'abord une vue d'ensemble sur le fonctionnement et la structure des réseaux de distribution. Nous citons les méthodes de traitement du point de neutre les plus prépondérantes, Ensuite nous présentons une introduction sur l'origine, la nature et les différents types de défaut qui peuvent exister dans un réseau de distribution. Nous montrons l'influence de la compensation du neutre sur les caractéristiques de ces défauts.

Le chapitre 4 résume les méthodes classiques pour la détermination des paramètres fondamentaux d'un réseau. Pour ces méthodes, le réseau peut être plus ou moins loin de l'accord pendant la période de mesure.

Ensuite nous avons donné une description des méthodes basées sur l'injection de courant à une ou deux fréquences dans le secondaire de la bobine du neutre.

Le chapitre 5 concerne la description de la méthode que nous avons proposée pour la compensation des courants actif et réactif dans le défaut phase-terre. Nous avons donné le schéma du montage ainsi que les équations décrivant le principe de compensation. Les résultats obtenus théoriquement ont été validés par des simulations du réseau considéré à l'aide du logiciel ATP-EMTP dans le laboratoire des Systèmes Bio et Electro Mécaniques (BEAMS) de l'ULB

# **Chapitre 2**

## **Les diélectriques solides**

## CHAPITRE 2

### LES DIELECTRIQUES SOLIDES

#### 1. INTRODUCTION

Tout matériel électrique est constitué de matériaux conducteurs qui servent à transporter l'énergie électrique là où elle doit être utilisée et de matériaux isolants qui s'opposent au passage du courant entre conducteurs. Le rôle essentiel des isolants étant de servir de barrière, on s'intéressera en premier lieu à leurs propriétés électriques.

Comme notre thèse a pour but la compensation des courants de fuite dans un réseau compensé et que généralement le courant de défaut homopolaire dans les réseaux de distribution dépend du matériau utilisé (isolement des lignes électriques).

Dans ce chapitre nous allons faire une analyse pragmatique des caractéristiques des diélectriques utilisés (Résistance d'isolement, Rigidité ...) et l'influence de l'environnement sur ces caractéristiques. Parmi les paramètres influant sur les caractéristiques d'un diélectrique solide, nous allons faire un aperçu sur les paramètres inhérent du réseau (tension de service, longueur des lignes.....) et ceux de l'environnement (humidité, température...).

C'est pour cette raison que la plupart des caractéristiques électriques sont mesurées après quelles matériaux ont été soumis à un conditionnement normalisé.

Cette partie va nous permettre de mettre en évidence les imperfections d'un diélectrique solide et de mieux comprendre ces influences sur le fonctionnement d'un réseau compensé et surtout en cas de défaut de terre.

#### 2. CLASSIFICATION DES DIELECTRIQUES SOLIDES

Les matériaux solides couramment utilisés comme isolants peuvent être classés en différentes familles :

- Les isolants minéraux : verre, céramique, ... ;
- Les isolants naturels : cellulose ou latex ;
- Les polymères thermoplastiques ;
- Les polymères thermodurcissables ;
- Les élastomères.

Les propriétés des matériaux isolants, et tout particulièrement leurs propriétés électriques, dépendent de divers paramètres. Parmi ceux-ci, deux sont à considérer en premier lieu :

- L'état hygrométrique de l'isolant ;
- Les impuretés contenues dans les matériaux

### 3. TYPES DE RESISTANCES DES MATERIAUX ISOLANTS SOLIDES

Lorsque l'on applique une tension continue à une éprouvette de matériau isolant, celui-ci n'étant pas parfait est traversé par un courant que l'on peut mesurer. Il est donc possible de déterminer une résistance. L'ordre de grandeur du courant mesuré dans le cas de l'isolant qui s'exprime en nanoampères, picoampères. La mesure de courants aussi faibles est difficile et nécessite des appareils et des techniques de mesure très spécifiques. Pour les matériaux isolants, on est de ce fait amené à définir plusieurs types de résistances (et de résistivités).

#### 3.1 La résistance transversale (ou volumique)

La résistance transversale est le quotient de la tension continue appliquée entre deux électrodes placées sur deux faces opposées d'une éprouvette, par le courant circulant en régime établi entre ces électrodes, à l'exclusion du courant circulant en surface et en ne tenant pas compte des phénomènes de la polarisation éventuels sur les électrodes [15] Cette résistance caractérise les propriétés internes du matériau, il fallait s'affranchir du courant superficiel. Pour y parvenir, on utilise une troisième électrode appelée électrode de garde qui dérive à la terre les courants superficiels Pour mesurer la résistance transversale.

#### 3.2 La résistance superficielle (ou de surface)

La résistance superficielle est le quotient de la tension continue appliquée entre deux électrodes placées sur la même face d'une éprouvette, par le courant circulant entre les électrodes après une durée d'application donnée de la tension, en ne tenant pas compte des phénomènes de polarisation éventuels sur les électrodes [15].

En général, ce courant passe essentiellement dans une couche superficielle de l'éprouvette ainsi que dans le dépôt d'humidité et d'impuretés superficielles, mais il comprend également une composante circulant dans le volume du matériau. [1]

#### 3.3 La résistance d'isolement

La résistance d'isolement est le quotient de la tension continue appliquée entre deux électrodes en contact avec l'échantillon, par le courant total qui les traverse à un moment donné après

l'application de cette tension. Ce rapport dépend à la fois de la résistance superficielle et de la résistance transversale de l'éprouvette [16].

Cette résistance n'est pas une caractéristique intrinsèque du matériau mais elle présente un intérêt pratique pour la comparaison de différents matériaux isolants. La norme [16] décrit différentes méthodes de mesure de la résistance transversale, ou la résistance superficielle.

## 4. RIGIDITE DIELECTRIQUE DES ISOLANTS SOLIDES

### 4.1 Définitions

La rigidité diélectrique d'un matériau est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut lui appliquer sans que se produise une dégradation irréversible nommée claquage ou perforation diélectrique. Le claquage est précédé par une augmentation importante du courant circulant dans le matériau avec des conséquences thermiques destructives : fusion, évaporation, décomposition, carbonisation, ...

En pratique, la rigidité diélectrique est le rapport entre la tension de claquage et la distance entre les électrodes auxquelles cette tension est appliquée dans des conditions d'essai spécifiées. Pour que cela soit tout à fait exact, il conviendrait que le champ soit uniforme, c'est-à-dire que les électrodes soient planes et parallèles avec des bords tels qu'ils ne provoquent en aucun point de renforcement du champ. On se contente de faire souvent d'électrodes dont le rayon de courbure est grand devant la distance inter électrodes.

Divers mécanismes peuvent conduire au claquage. Nous analyserons les principaux mécanismes invoqués actuellement.

### 4.2 Mécanismes de claquage

Le claquage est l'aboutissement d'une série de processus complexes et interactifs, assez souvent, l'un des mécanismes est prédominant.

On distingue le claquage intrinsèque du matériau qui est lié à des phénomènes électroniques, thermiques ou mécaniques et le claquage pratique qui survient au voisinage d'un défaut ou par suite d'une dégradation progressive du matériau.

Les valeurs de rigidité diélectrique intrinsèque des matériaux isolants nobles atteignent plusieurs centaines de kV/mm, voire 1 MV/mm, alors que la rigidité diélectrique pratique des isolants solides est souvent limitée à quelques dizaines de kV/mm.

Le claquage intrinsèque du matériau est toujours extrêmement difficile à atteindre et ne présente généralement qu'un intérêt théorique.

#### 4.2.1 Claquage électronique

Il existe plusieurs théories du claquage électronique, aucune d'elles ne permettant d'expliquer toutes les constatations expérimentales. Chaque théorie est analysée en comparant ses prédictions théoriques aux effets constatés de certains paramètres tels que la température, l'épaisseur, le temps d'application de la tension, etc. Dans ces théories, on admet que le claquage est produit par les électrons présents dans le matériau dont l'origine peut être soit l'injection cathodique par effet tunnel, soit l'ionisation stimulée par l'effet Poole-Frenkel, ou encore les rayons cosmiques [2]. La distribution d'énergie de ces électrons augmente avec le champ appliqué, et à partir d'une valeur critique de ce champ (rigidité diélectrique), des électrons sont produits en nombre suffisant pour entraîner la destruction du réseau appelée claquage. Deux grandes théories s'opposent dans le domaine du claquage électronique : les théories collectives et la théorie de l'avalanche. Les théories collectives, non développées ici, sont dues initialement à Van Hippel et à Frölich elles font appel, d'une part, au transfert d'énergie du champ électrique au nuage électronique et, d'autre part, aux interactions électrons-réseau. Le claquage survient lorsque le transfert de l'énergie prise au champ est supérieur à celui des électrons vers le réseau du matériau.

La théorie de l'avalanche a été développée initialement par Seitz [3] elle suppose qu'un électron est présent à l'origine dans le matériau (rayon cosmique par exemple). Cet électron produit une ionisation par collision qui entraîne une avalanche. On estime généralement le Nombre d'électrons nécessaires pour produire une avalanche suffisamment destructive à  $10^{12}$ , ce qui correspond à 40 générations de collisions (en effet :  $2^{40} \approx 10^{12}$ )

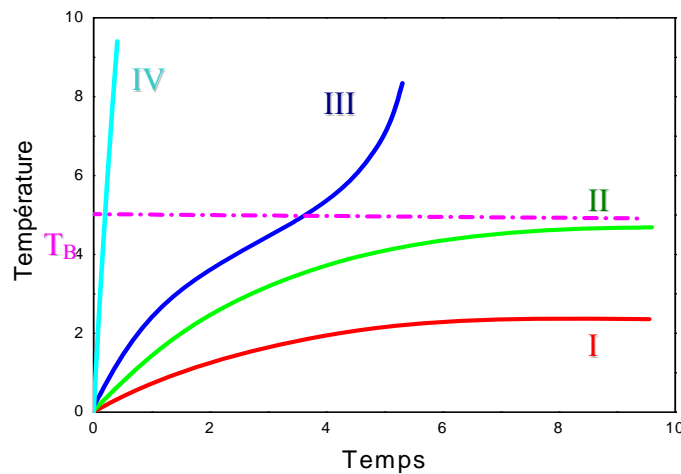
#### 4.2.2 Claquage thermique

Lorsque l'on applique un champ électrique à un matériau isolant, on sait qu'un courant (généralement très faible) circule entre les électrodes. En champ continu, ce courant est lié à la conduction tandis qu'en champ alternatif, se superpose à ce courant de conduction, un courant de pertes diélectriques. La circulation de ces courants dans le matériau a pour conséquence un transfert d'énergie qui chauffe le matériau. Cet échauffement doit être compensé par les pertes thermiques par conduction dans le matériau pour que l'équilibre soit conservé.

L'équilibre entre la dissipation thermique et l'énergie prise au champ est décrit par l'équation différentielle suivante :

$$\sigma E^2 = c_v \rho \frac{dT}{dt} - \text{div}[K \text{ grad } T] \quad (2.1)$$

La figure 2.1 représente les solutions de cette équation pour différentes valeurs du champ appliqué  $E$ . [4] Ce type de claquage est souvent rencontré à haute température, en particulier sur des céramiques



- I Pas de claquage
- II Claquage thermique pour t
- III Claquage thermique dans un temps fini
- IV Claquage thermique en impulsion
- $T_B$  Température pour laquelle le claquage se produit après un temp infini

**Figure 2. 1:** les conditions de stabilité et d'instabilité pour le claquage thermique

## 5. PERMITTIVITE ET PERTES DIELECTRIQUES

### 5.1 Définitions

Dans le cas (purement théorique) d'un diélectrique parfait, la permittivité relative  $\epsilon_r$  se définit comme le rapport entre la capacité  $C_x$  d'un système d'électrodes immergées dans le diélectrique et la capacité  $C_v$  de la même configuration d'électrodes dans le vide :

$$\varepsilon_r = \frac{C_x}{C_v} \quad (2.2)$$

Il s'agit donc d'un nombre sans dimension. La permittivité absolue  $\varepsilon$  est le produit de la permittivité relative  $\varepsilon_r$  par la constante diélectrique du vide  $\varepsilon_0$  :

$$\varepsilon = \varepsilon_r \varepsilon_0 \quad (2.3)$$

Avec

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{36\pi} 10^{-9} F/m = 8,85 \cdot 10^{-12} F/m$$

La permittivité relative du vide est donc égale à 1, celle des gaz est très proche mais très légèrement supérieure à 1 (1,000 53 pour l'air) et celle des diélectriques utilisés en pratique comprise entre 2 et plusieurs milliers. Les valeurs très élevées de la permittivité sont surtout rencontrées dans les diélectriques pour condensateurs. Il s'agit de cas extrêmes et la plupart des diélectriques courants ont une permittivité relative n'excédant pas la dizaine.

Dans le cas des diélectriques réels (donc imparfaits), on définit la permittivité relative complexe. Cette notion permet d'analyser le défaut de quadrature entre le courant et la tension aux bornes d'un condensateur, et donc d'introduire des pertes diélectriques :

$$\varepsilon_r'' = \varepsilon_r' + j\varepsilon_r'' \quad (2.4)$$

Le produit  $\varepsilon_r' \tan \delta = \varepsilon_r''$  est appelé indice de pertes car il caractérise l'énergie dissipée dans le diélectrique.

## 5.2 Signification de la permittivité et des pertes diélectriques

La permittivité est une caractéristique importante d'un diélectrique lorsque l'on veut réaliser un condensateur de forte capacité. On recherche alors des matériaux à grande permittivité permettant d'obtenir des capacités élevées sous un faible volume. À l'inverse, lorsque l'on cherche à réduire la capacité d'une isolation (comme dans les câbles par exemple), les matériaux à faible permittivité sont les plus intéressants. C'est une des raisons de l'utilisation de polyéthylène ( $\varepsilon_r = 2,3$ ) dans les câbles d'énergie. La permittivité joue également un rôle capital dans la répartition du champ électrique à l'intérieur d'une isolation multi matériaux. En

effet, on sait qu'aux interfaces il y a conservation de l'induction électrique ( $D_1 = D_2$ ), ce qui signifie que la répartition du champ électrique s'effectue en raison inverse des permittivités  $\varepsilon_{r1}E_1 = \varepsilon_{r2}E_2$ . En d'autres termes, on peut retenir que le champ électrique est le plus élevé dans les matériaux à faible permittivité, et notamment dans les inclusions gazeuses qui sont à l'origine des décharges partielles.

La tangente de l'angle de pertes est à l'origine de la dissipation d'énergie dans le diélectrique, a pour conséquence un échauffement. Cet échauffement peut conduire à une diminution des caractéristiques à court ou à long terme. En effet, la permittivité étant un nombre complexe, la composante du courant en phase avec la tension est donnée, en valeur efficace, par l'équation (2.5) :

$$I_r = VC_0\varepsilon_r''\varepsilon_0\omega \quad (2.5)$$

les pertes diélectriques est donnée par l'équation suivante:

$$W_d = V^2C_0\varepsilon_r''\varepsilon_0\omega \quad (2.6)$$

Dans certains cas, on tire parti de cette énergie pour chauffer le matériau (chauffage par pertes diélectriques, cuisson micro-onde, etc.).

### 5.3 Mesures de la permittivité et de $\text{tg}\delta$

La détermination de la permittivité complexe d'un isolant s'effectue en réalisant un condensateur dont la capacité à vide  $C_v$  est connue et dont le diélectrique est constitué par le matériau en essai, puis en mesurant la capacité  $C_x$  et la tangente de l'angle de pertes  $\text{tg}\delta$  du condensateur ainsi formé.

Des valeurs de  $C_x$  et de  $\text{tg}\delta$ , on déduit les composantes de la permittivité complexe par les relations :

$$\varepsilon_r' = C_x / C_v \quad (2.7)$$

$$\varepsilon_r'' = \varepsilon_r' \text{tg}\delta \quad (2.8)$$

Lorsque l'angle de pertes est élevé, il y a lieu de faire un choix entre un schéma série et un schéma parallèle figure 2.2 pour la résistance représentant fictivement l'origine des pertes d'énergie dans le matériau, la valeur de la capacité obtenue n'étant pas la même dans l'un ou l'autre cas.

Les relations entre les éléments des deux circuits s'écrivent :

$$C_p = \frac{C_s}{1 + \operatorname{tg}^2 \delta} \quad (2.9)$$

$$R_p = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \delta}{\operatorname{tg}^2 \delta} R_s \quad (2.10)$$

d'où

$$\omega C_s R_s = \frac{1}{\omega C_p R_p}$$

La représentation des origines des pertes dans un matériau est montré sur la figure suivante



**Figure 2. 2 :** représentation des origines des pertes dans un matériau

Pour la détermination de la permittivité, c'est toujours au schéma parallèle que l'on fait appel. Il est par ailleurs bien entendu que ce schéma fictif ne saurait représenter le mécanisme physique des pertes diélectriques, pour lequel d'autres schémas plus élaborés, mais dans le détail desquels nous n'entrerons pas, ont été proposés.

d'après l'équation (2.2), la détermination de la permittivité réelle nécessite que soit connue la capacité ou capacité à vide correspondant au condensateur considéré. La détermination de se fait, suivant les cas, soit par le calcul, soit par une mesure auxiliaire, où l'on remplace généralement le vide par de l'air sec, de permittivité très voisine de celle du vide (1,000 53).

## 6. COMPORTEMENT D'UN DIELECTRIQUE SOLIDE

### 6.1 Pour une tension continue

L'isolation électrique est la séparation de deux conducteurs se trouvant sous différents potentiels. Cela nous conduit à dire que l'isolement électrique possède les mêmes paramètres qu'un condensateur. Cependant les processus qui se passent dans ce dernier sont les plus complexes que ceux dans un condensateur idéal. Ceci est due au fait que la matière isolante se compose de plusieurs couches de compositions et de dimensions différentes, sans oublier les défauts de fabrication de l'isolant. Pour mieux expliquer le processus qui prend naissance lors du passage de courant nous prenons en considération une matière isolante constituée de deux couches : La première est une couche d'air dont la conductance est presque nulle et la deuxième en papier dont la conductance a une valeur finie.

Ces deux couches peuvent être considérées comme deux condensateurs branchés en série figure 2.3. La couche en papier est représentée par une capacité  $c_2$  branchée en parallèle avec la résistance  $r_2$

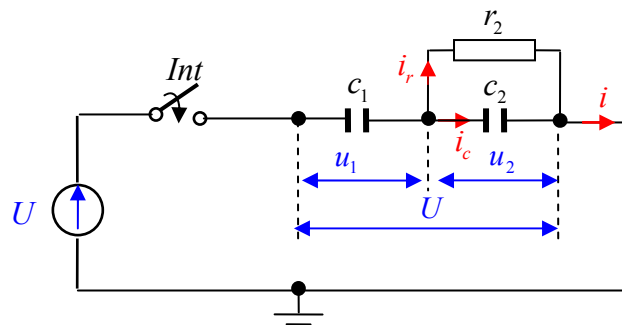


Figure 2. 3 : Schéma équivalent de l'isolement à deux couches

Si on branche l'interrupteur  $Int$ , la tension de la source génère une impulsion de courant dont la valeur est déterminée par la résistance interne de la source et la résistance du circuit extérieur.

La tension aux bornes des deux condensateurs est :

$$u_1(0_+) = \frac{c_2}{c_1 + c_2} U \quad \text{et} \quad u_2(0_+) = \frac{c_1}{c_1 + c_2} U \quad (2.11)$$

La charge des deux condensateurs est :

$$q(0_+) = q_1(0_+) = q_2(0_+) = \frac{c_2}{c_1 + c_2} U \quad (2.12)$$

La tension aux bornes des deux couches :

$$u_1 = U \left( 1 - \frac{c_2}{c_1 + c_2} e^{-\frac{t}{\tau}} \right) ; u_2 = U \frac{c_2}{c_1 + c_2} e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (2.13)$$

à la fin du régime transitoire  $t = \infty$  la tension  $u_2(\infty) = 0$  et  $u_1 = U$ . La charge de  $c_1$  est égale à  $q(\infty) = q_1(\infty) = U c_1$  et puisque  $q(\infty) > q(0_+)$

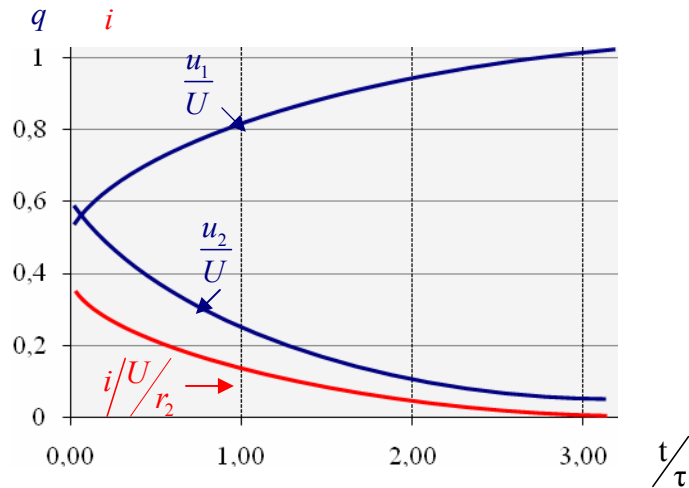
Cette variation rapide est due à la charge d'absorption dont la valeur est déterminée par l'équation suivante :

$$g_{ab} = U \left( c_1 - \frac{c_1 c_2}{c_1 + c_2} \right) = U \frac{c_1^2}{c_1 + c_2} \quad (2.14)$$

D'après l'équation (2.14) le diélectrique laisse passer un courant d'absorption

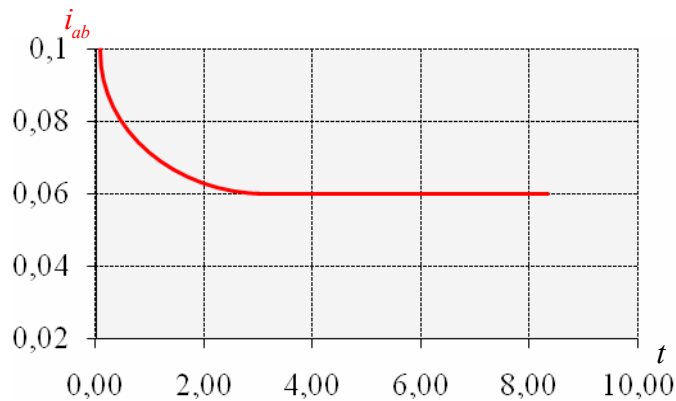
$$i = i_{ab} = c_1 \frac{du_1}{dt} = \frac{U}{r_2} \left( \frac{c_1}{c_1 + c_2} \right)^2 e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (2.15)$$

Le courant d'absorption causé par un branchement diélectrique non uniforme, augmente avec l'augmentation la conductance de la deuxième couche (papier). En même temps l'isolement diminue. La figure 2.4 montre la variation de la tension et du courant en fonction du temps dans le cas  $c_1 = c_2$ . La figure 2.4 montrent que le courant change en fonction de  $u_2$ . Après le branchement de l'interrupteur, une décharge progressive de  $c_2$  aura lieu. La tension  $u_2$  diminue en même temps; ce qui provoque la charge de  $c_1$  jusqu'à la valeur maximale de  $u_1$ . [5,6]



**Figure 2. 4:** Charge d'un condensateur à deux couches de diélectriques

Suite à la conductance des deux couches, le courant d'absorption continue à circuler à travers le diélectrique même après le processus transitoire Figure 2.5.



**Figure 2. 5:** Courant d'absorption en fonction du temps

## 6.2 Pour une tension Alternative

Lorsqu'on applique une tension alternative on remarque qu'il y a un changement du processus transitoire ainsi que le comportement du diélectrique.

- La conductance qui engendre le courant d'absorption devient différente de celle du courant connue précédemment.
- Les pertes diélectriques sont plus importantes, lors du passage d'un courant alternatif à cause du chargement des charges dans le champ électrique. Ces pertes provoquent un dégagement de chaleur, et par conséquent l'apparition des pertes supplémentaires.

Si la source de tension continue  $U$  Figure 2.3 est remplacée par une source alternative, le courant est déterminé par l'équation suivante:

$$\underline{I} = V(g + j\omega c) \quad (2.16)$$

Avec

$$g = \frac{\omega^2 c_1^2 r_2}{1 + \omega^2 (c_1 + c_2)^2 r_2^2} \quad (2.17)$$

$$c = c_1 \frac{1 + \omega^2 c_2 (c_1 + c_2) r_2^2}{1 + \omega^2 (c_1 + c_2)^2 r_2^2} \quad (2.18)$$

Lorsqu'il s'agit d'un courant continu  $\omega = 0$ ,  $g_0$  prend une valeur très petite et la résistance d'isolement doit avoir une très grande valeur. Lorsqu'il s'agit d'un courant alternatif  $\omega \neq 0$ ,  $g_0$  prend une valeur maximale.

$$g_{\max} = \frac{1}{r_2} \left( \frac{c_1}{c_1 + c_2} \right)^2 \quad (2.19)$$

Pour les petites fréquences, la capacité équivalente est égale à  $c_1$ . Mais, si on augmente la fréquence, la capacité tend vers sa valeur limite figure 2.6a

$$c_{\lim} = \frac{c_1 c_2}{c_1 + c_2} \quad (2.20)$$

L'angle de perte diélectrique est déterminé comme suit :

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{g}{\omega c} = \frac{\omega c_1 r_2}{1 + \omega^2 c_2 (c_1 + c_2)^2 r_2^2} \quad (2.21)$$

La valeur maximale de l'angle de perte diélectrique est :

$$\operatorname{tg} \delta_{\max} = \frac{c_1}{2\sqrt{c_2 (c_1 + c_2)}} \quad (2.22)$$

L'angle de perte diélectrique ne dépend plus de  $r_2$ , lorsqu'il prend sa valeur maximale.

La matière isolante est constituée de plusieurs couches non uniforme ce qui rend la variation de l'angle de perte diélectrique très large figure 2.6b. [6]

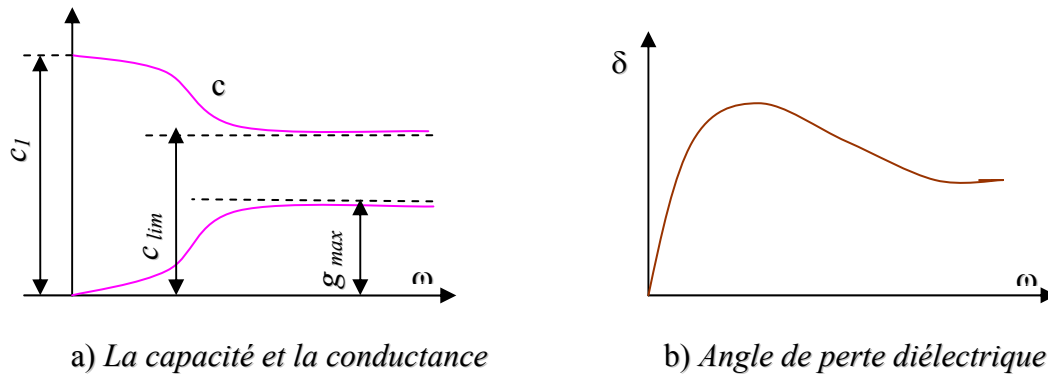


Figure 2. 6 : paramètres d'un condensateur à deux couches

### 6.3 Les pertes dans les câbles.

L'isolant du câble ne constitue pas une capacité parfaite, le courant résultant  $I$  qui traverse l'isolant d'un câble se décompose en un courant capacitif  $I_C$  en quadrature de phase par rapport à la tension appliquée et un courant de fuite  $I_G$  en phase avec cette tension [7].

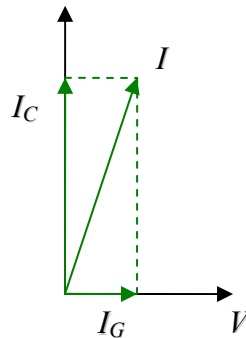


Figure 2. 7: Courant traversant l'isolant d'un câble

Il en résulte des pertes par hystérésis diélectrique  $W_d$

$$W_d = VI_G = \omega CV^2 \operatorname{tg} \delta \cdot 10^{-6} \text{ (W / cm)} \quad (2.23)$$

L'angle de perte électrique des différents types de câbles est représenté sur le tableau 2.1.

Type de câble	PVC	PE	PR	EPR
$\operatorname{tg} \delta 10^{-4}$	200 à 800	1 à 8	10 à 20	50 à 250

Tableau 2.1 : Facteur de dissipation diélectrique des différents types de câble

## 7. INFLUENCE DES DIVERS FACTEURS SUR L'ISOLEMENT DES RESEAUX

De manière générale, l'isolement des réseaux électrique dépend de deux facteurs essentiels

### 7.1 Les facteurs inhérent au réseau électrique

Ce sont les facteurs qui dépendent de l'installation du réseau à savoir la tension du réseau, le nombre de branchement et les longueurs des lignes

#### 7.1.1 Influence de la tension du réseau

La question de dépendance de l'état d'isolement de la tension du réseau a été toujours posée, jusqu'à présent le problème n'a pas été solutionné. Cela est dû à l'absence de recherche approfondie sur la relation entre la conductance d'un diélectrique à plusieurs couches (organique ou non organique) et le champ électrique sous une tension du réseau. Il ya quelques comparaisons, sur la valeur du courant de fuite des réseaux de 127V et 380V[9], La littérature mentionne que des valeurs de la résistance phase-terre d'un réseau 127V comprises entre  $[25 \div 30] K\Omega$ , et elle est supérieur a 380V, comme le montre le tableau 2.2.

Tension du réseau	Probabilité de valeur du courant de fuite en (mA)			
127 v	0,627	0,727	0,940	0,060
380 v	0,043	0,045	0,172	0,386

**Tableau 2.2 :** Variation du courant de fuite suivant la tension du réseau

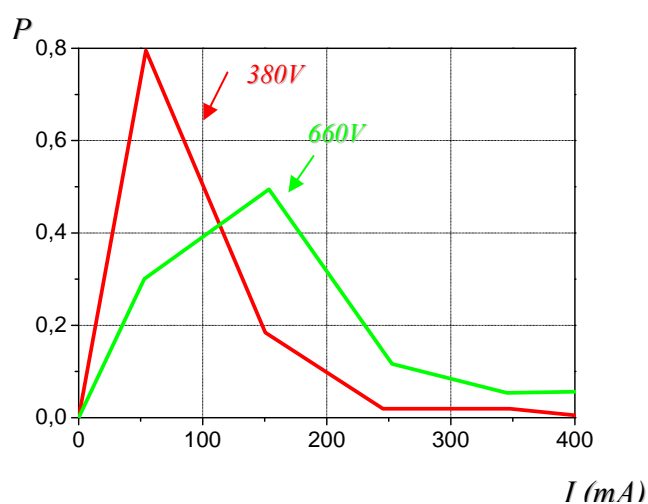
D'autres travaux de comparaisons des courants de fuite dans le réseau 380 et 660V sont représentées sur le tableau 2.3

Tension du réseau en (V)	Probabilité des valeurs du courant de fuite en (mA)			
	< 10 mA	< 30 mA	< 100 mA	> 200 mA
380	---	0,136	0,606	0,049
660	---	0,1	0,3	0,233
380	0	0	0,500	0
660	0	0	0	0,250

**Tableau 2.3 :** Probabilité de courant de fuite dans les réseau 380V et 660V

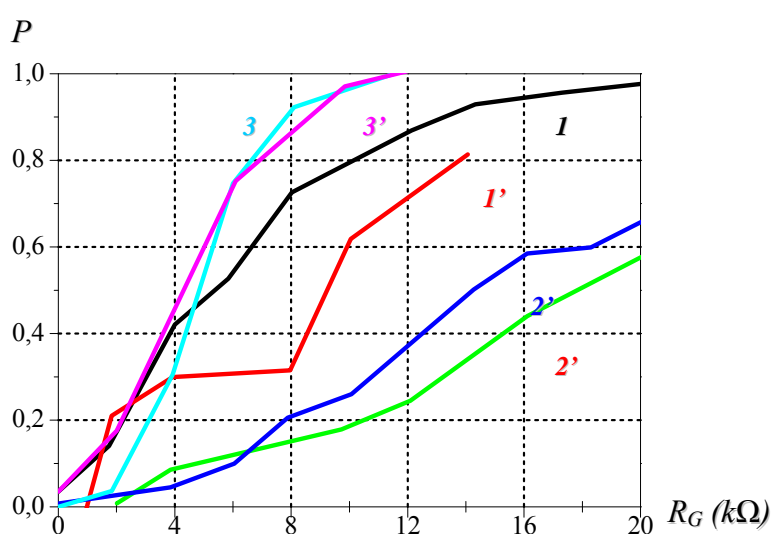
Les résultats montré sur le tableau 2.3 confirme qu'une augmentation de la tension du réseau provoque une augmentions de la valeur du courant de fuite. Voire la loi de répartition représentée sur la figure 2.8, où l'on voit le niveau stable des valeurs du courant de fuite se est

situé aux environs de  $[25 \div 100] mA$  pour la tension de 380 V .il est aux environs de se trouve dans l'intervalle  $[75 \div 180] mA$  pour la tension de 660 V



**Figure 2. 8 :** La probabilité en fonction du courant de fuite du réseau

Ce résultat est confirmé aussi par les mesures de la résistance phase-terre dans les différents réseaux électriques à la tension de 380 et 660V comme l'indique la figure 2.9



**Figure 2. 9 :** La variation de la résistance active dans les différents réseaux

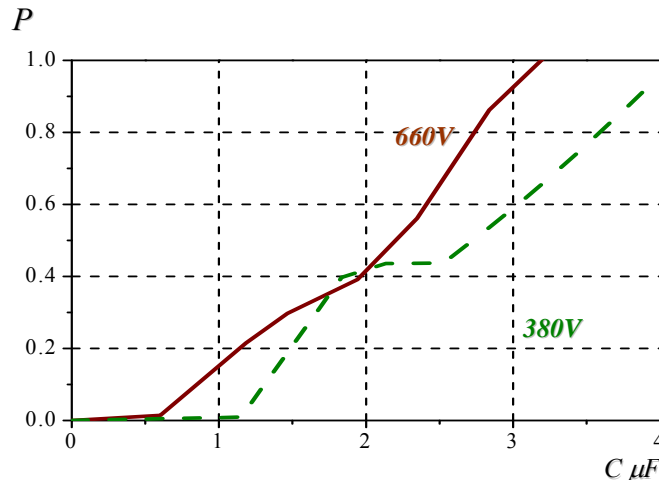
D'après [8], les courbes de cette figure montrent que dans un réseau de 660V, la résistance phase-terre est inférieure à celle de 380V (courbe 2') et (courbe 2). Analogiquement, on peut tirer la même conclusion des deux autres secteurs (3 et 2'). Le résultat des travaux [10] montre que la résistance phase-terre pour les réseaux 660V courbes 1' est un peu supérieur par

rapport à celle obtenue pour 380V courbe 1. Par contre, le travail qui a été fait par [11] montre que la résistance phase-terre dans les réseaux 660V dépasse quelques fois celle de 380V.

Tension du réseau en	V	380 V	660 V
Résistance active en	k $\Omega$	1,3 ÷ 8	30
Résistance ohmique en	k $\Omega$	6 ÷ 50	200

**Tableau 2.4 :** Variation des résistances actives et Ohmique en fonction de la tension

Contrairement à cela, l'impédance phase-terre dans les réseaux 660V est comprise dans l'intervalle  $[1 \div 1,2] K\Omega$ , tandis que celle d'un réseau 380V, est comprise dans l'intervalle  $[0,8 \div 2] K\Omega$ . Les mêmes valeurs caractérisent à peu près la capacité relative à la terre. Figure 2.10



**Figure 2. 10 :** La fonction de répartition en fonction de la capacité d'isolement.

Le travail effectué par [9], montre qu'il existe une corrélation entre la tension et l'impédance totale phase-terre et ses composantes, avec un coefficient de corrélation  $r = 0,54$

$$Z = (19,1 \div 0,012) E_1 \quad (2.24)$$

et la résistance phase-terre avec un coefficient de corrélation  $r = 0,8$

$$R = (53,3 \div 0,08) E_1 \quad (2.25)$$

A partir des équations (2.24) et (2.25), on peut déduire que la variation de la tension d'alimentation influe beaucoup sur résistance phase-terre, alors que l'influence de cette dernière sur l'impédance d'isolement est moins remarquable.

### 7.1.2 Le nombre de branchement

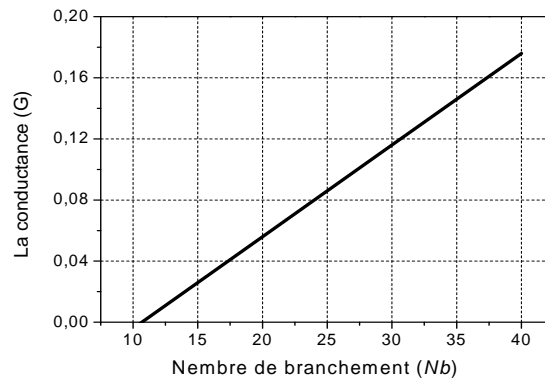
L'étude de la dépendance entre le nombre d'équipement branché sur un seul transformateur et l'impédance d'isolement et ces composantes (la conductance phase-terre  $G$  et la capacité phase-terre  $C$ ), spécifique à la mine de kherset youcef setif [12].

Cette dépendance expérimentale  $G = f(N_b)$  s'exprime comme suit :

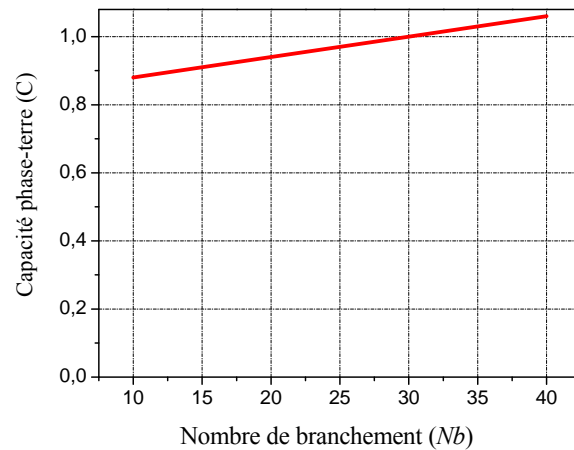
$$G = 0.006N_b - 0.064 \quad (2.26)$$

Alors que l'influence de ce paramètre sur la capacité phase-terre est moins sensible comme il est montré par l'équation (2.27) et la figure 2.12

$$C = 0.006N_b + 0,82 \quad (2.27)$$



**Figure 2. 11:** Variations de la conductance en fonction du nombre de branchement



**Figure 2. 12:** Variations de la capacité phase-terre en fonction du nombre de branchement

Le traitement des résultats des figures 2.11 et 2.12 montre que, l'augmentation du nombre d'équipement branché sur un seul transformateur, a une influence remarquable sur la variation de la conductance phase-terre  $G$  et une faible influence sur la variation de la capacité phase terre.

### 7.1.3 Les longueur des lignes

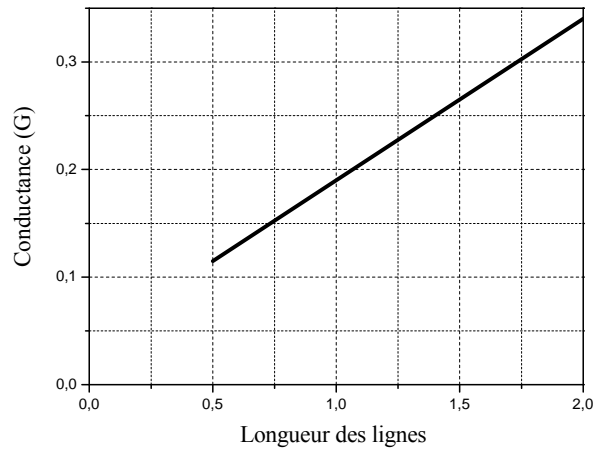
Les travaux effectués par [12] concernant l'influence de la longueur des câbles  $l$  sur l'impédance d'isolement et ces composants tels que la conductance phase-terre  $G$  et la capacité phase-terre  $C$  dans la mine de Kherset Youcef Setif.

Ces travaux, ont montré la variation entre la longueur des câbles  $l$  et la composante watt métrique phase-terre  $G = f(l)$  par l'équation 2.28 et la figure 2.13.

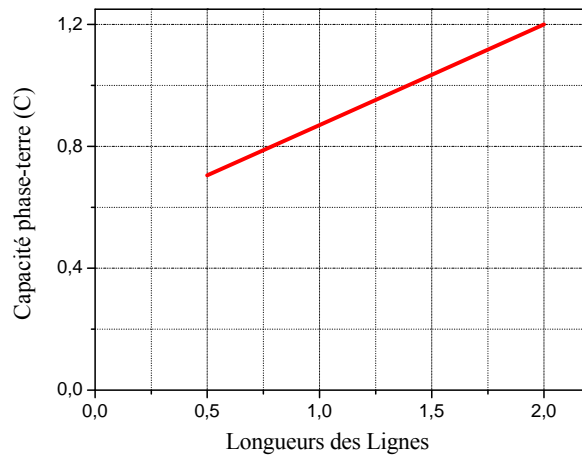
$$G = 0.15l + 0.04 \quad (2.28)$$

et la variation de la capacité phase-terre en fonction de la longueur des lignes  $C = f(l)$  par l'équation 2.29 et la figure 2.14.

$$C = 0.33l + 0,54 \quad (2.29)$$



*Figure 2. 13 : Variations de la conductance en fonction de la longueur des lignes*



*Figure 2. 14: Variations de la capacité phase-terre en fonction de la longueur des lignes*

L'analyse de  $C = f(l)$  montre que l'influence de la longueur des lignes sur la conductance est moins importante que celle du nombre de branchement  $N_b$

## 7.2 Les paramètres environnementaux du réseau électrique

Trois paramètres interviennent considérablement dans la mesure des isolements à savoir :

- La température
- Le taux d'humidité
- La qualité de service

### 7.2.1 Influence de la température

L'influence de la température fait varier la valeur de la résistance d'isolement selon une loi quasi exponentielle. Dans le cadre d'un programme de maintenance d'un parc de moteurs, il est donc important d'effectuer les mesures périodiques dans des conditions similaires de température. Sinon, il convient de corriger les résultats trouvés pour les ramener à une température fixe de référence. [13]

A titre d'exemple, la norme [13] sur les machines tournantes donne comme approximation une division par 2 de l'isolement pour chaque augmentation de température de 10°C (et inversement). La courbe ci-dessous peut ainsi servir de base de correction.

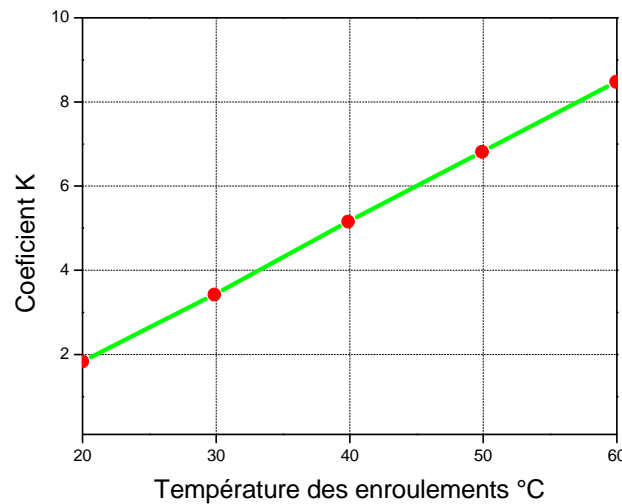


Figure 2. 15: Correction de la résistance d'isolement en fonction de la température .

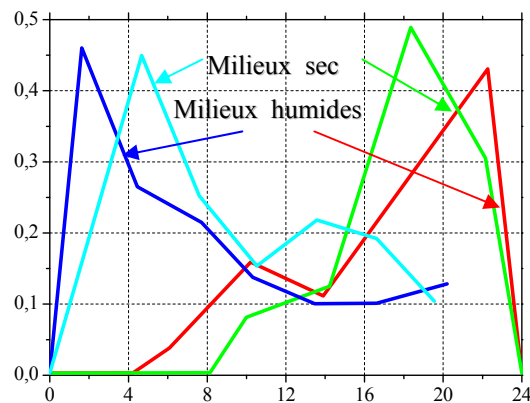
### 7.2.2 Influence du Taux d'humidité

La surveillance des deux paramètres température et Humidité lors des mesures d'isolement permet d'obtenir des résultats fiables, et donc une maintenance prédictive de bonne qualité, qui assure une durée d'exploitation maximale des matériels électriques. L'interprétation reste un élément fondamental de toute mesure. Nous avons vu précédemment que le relevé ponctuel de valeurs d'isolement pouvait donner des résultats aléatoires si, pour des conditions d'humidité supposées fixes, l'influence de la température n'était pas corrigée. Des méthodes qui sont décrites au paragraphe 8 ont pour objet de faciliter l'interprétation des mesures et de déceler les détériorations d'un isolant par une observation dans le temps.

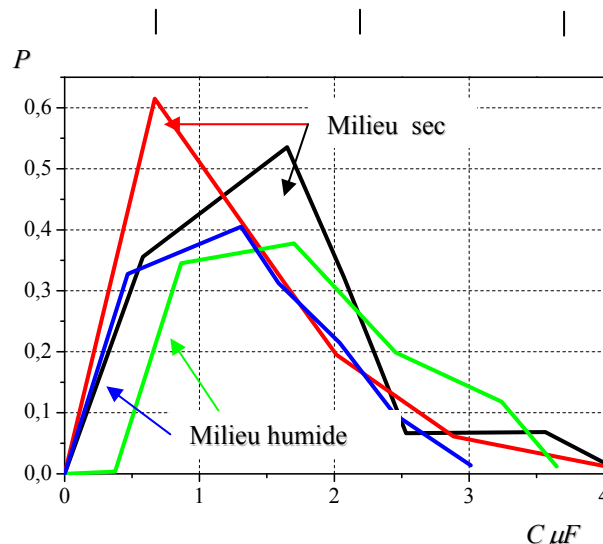
Les travaux de recherches représentés sur la figure 2.16 Montrent la variation de la valeur de la résistance d'isolement en fonction de l'humidité. Cette variation est de  $[3 \div 75] K\Omega$  dans un

milieu sec et de  $[1 \div 4] K\Omega$  lorsque le milieu est humide. Autrement dit, la résistance phase-terre dans un milieu à faible humidité relative dépasse de deux à trois fois celle d'un milieu humide. Les régions de stabilité de la fonction de répartition du courant de fuite courbe pour un milieu humide (2) et pour un milieu sec courbe (2') sont dans l'intervalle  $[105 \div 125] mA$ , et  $[125 \div 140] mA$  respectivement, figure 2.16.

Aussi différentes recherches ont montré que l'humidité du milieu ambiant influe beaucoup plus sur la valeur de la capacité relative à la terre.



**Figure 2. 16:** Fonction de répartition des paramètres d'isolement

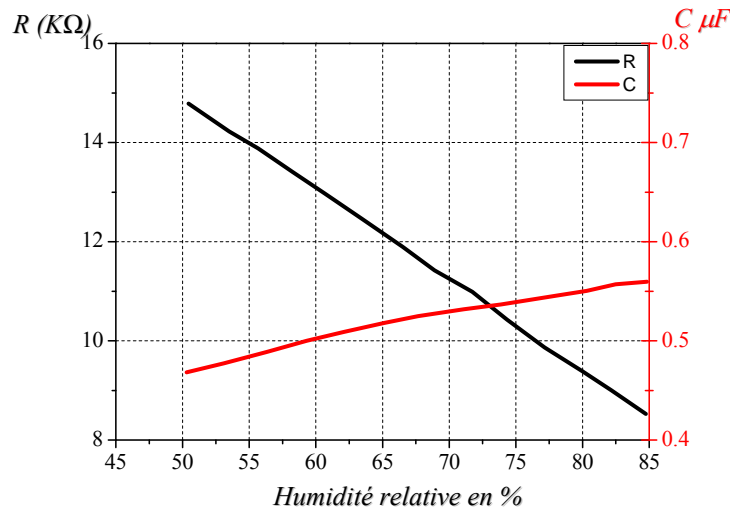


**Figure 2. 17:** Fonction de répartition en fonction de la capacité

Les résultats des travaux de recherche, représentés dans la figure 2.18, illustrent la variation de la résistance d'isolement et la capacité d'isolement en fonction de l'humidité relative du milieu. L'analyse de ces résultats montre qu'il y a une relation très étroite entre ces deux on remarque que l'humidité influe négativement sur la résistance d'isolement.

Ce phénomène est la conséquence de :

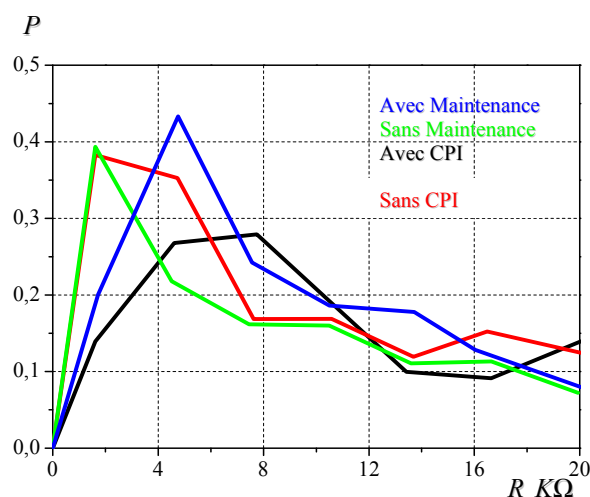
- Thermo-diffusion (passage des molécules d'eau de la zone froides vers la zones chaudes).
- Thermo-conductance (l'existence de l'humidité et la chaleur) .Le matériel isolant résiste moins au passage des molécules d'eau lorsqu'il est exposé à une très forte humidité très longtemps. Selon [14], la rigidité électrique de la résine diminue de 60% si elle immergée dans l'eau pendant longtemps.



**Figure 2. 18 :** La résistance et la capacité d'isolement en fonction de l'humidité.

### 7.2.3 Influence de la qualité de service:

La qualité de montage et de réparation, le niveau de contrôle systématique, l'entretien des équipements de l'installation électrique joue un rôle très important dans l'amélioration de l'état d'isolement du réseau électrique. Tous les travaux de recherche confirment que l'état d'isolement dans les entreprises a entretien périodique, est caractérisé par une résistance phase-terre de deux à trois fois supérieures à celui des entreprises a entretien aleatoire. Analogiquement, on peut dire que dans les entreprises qui respectent les normes et les règles d'installations et d'exploitations des réseaux électriques, le risque d'électrocution est moindre. A ce propos, des expériences effectuées sur quatre types d'entreprise [9], donnent la probabilité de la fonction de répartition en fonction de la résistance active d'isolement. D'après ces travaux, on remarque que la résistance d'isolement du premier et du troisième groupe est de deux à trois fois supérieures à celle des autres groupes (figure 2.19).



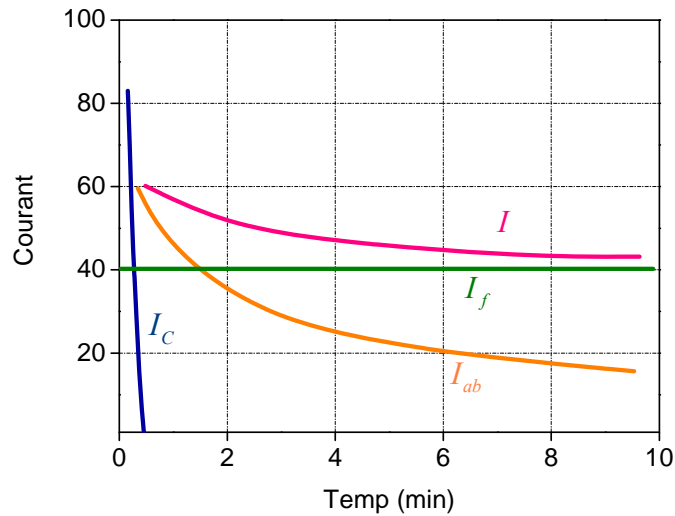
**Figure 2.19 :** Probabilité du courant de fuite en fonction de la résistance active d'isolement

L'expérience d'exploitation des installations électriques peut être considérée comme critère déterminant dans l'amélioration de la qualité de service. Ces dernières années, les anciens équipements ayant été remplacés par des équipements modernes technologiquement plus sophistiqués, le courant de fuite a diminué significativement, ce qui pour conséquence une meilleur protection et l'amélioration des conditions de travail du personnel.

## 8. METHODES DE MESURE DE LA RESISTANCE D'ISOLEMENT

### 8.1 Méthode basée sur l'influence du temps d'application de la tension

Cette méthode présente l'avantage d'être peu influencée par la température (grâce à son principe dit "comparatif") ce qui la rend applicable facilement sans correction nécessaire des résultats. Elle est particulièrement bien adaptée à la maintenance prédictive des machines tournantes et à la surveillance du vieillissement de leurs isolants. Pour cela, rappelons quels sont les différents courants qui circulent lors d'une mesure de la résistance d'un isolant [10] (voir figure 2.20).



**Figure 2. 20:** Courbe des composantes de courant en test d'isolement

Le courant transitoire de charge  $I_C$  de l'élément capacitif du circuit testé diminue rapidement au bout de quelques secondes et devient négligeable par rapport au courant de fuite  $I_f$ . Alors que le courant d'absorption du diélectrique  $I_{ab}$  décroît beaucoup plus lentement, il apporte notamment l'énergie nécessaire aux molécules des isolants pour se réorienter selon le champ électrique appliqué. Tandis que le courant de fuite  $I_f$  représentant la caractéristique de la résistance d'isolement reste constant dans le temps. Le courant total  $I$  représente la somme de tous les courants.

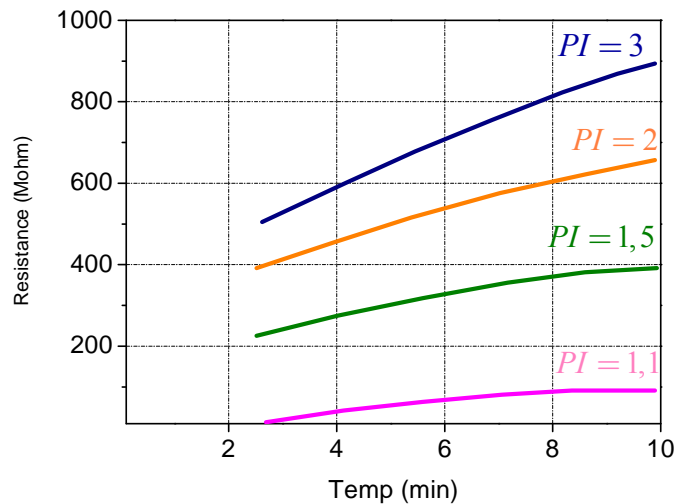
Deux cas se présentent si on applique la tension d'essai pendant une longue durée :

➤ L'isolement est excellent (isolant en bon état, propre et sec).

Dans ce cas, le courant de fuite est très faible et la mesure est fortement influencée par les courants de charge capacitive et d'absorption diélectrique. La mesure de la résistance d'isolement sera donc croissante pendant le temps d'application de la tension d'essai car ces courants parasites sont décroissants. De la nature des isolants dépend le temps au bout duquel la mesure d'un bon isolement sera stable. Avec les anciens types d'isolant, une valeur stable est atteinte en 10 ou 15 minutes en général. Avec certains types d'isolants récents (epoxy-mica ou polyester-mica par exemple), la mesure peut se stabiliser au bout de 2 à 3 minutes environ.

➤ L'isolement est mauvais (isolant dégradé, sale et humide).

Ici, le courant de fuite est très fort (et constant) et surclasse les courants de charge capacitive et d'absorption diélectrique. La mesure de la résistance d'isolement [13] atteindra dans ce cas très rapidement un niveau constant et stable figure 2.21.



**Figure 2. 21:** Variations typiques de résistances d'isolement en fonction de temps de mesure

De l'examen des courbes de variation des isolements en fonction de la durée d'application de la tension d'essai, il est possible de compléter la mesure "absolue" de l'isolement par des ratios traduisant le bon ou mauvais état des isolants.

On calcule par exemple le quotient de la valeur de la résistance d'isolement relevée après 10 minutes d'application de la tension d'essai, sur la valeur relevée après une minute d'application. On obtient un quotient appelé "Index de Polarisation (PI)". Toutefois, cet index ne se suffit pas à lui seul. Il complète seulement les valeurs d'isolement absolues prévues par les normes ou définies par les constructeurs de machines tournantes.

$PI = R \text{ isolement à } 10 \text{ minutes} / R \text{ isolement à } 1 \text{ minute}$

Si  $PI < 1$  l'isolement est dangereux

Si  $PI < 2$  l'isolement est douteux

Si  $PI < 4$  l'isolement est bon

Si  $PI > 4$  l'isolement est excellent

Comme décrit précédemment, les isolants les plus récents ont un courant d'absorption diélectrique qui décroît plus rapidement qu'avec les anciens isolants. Par conséquent, la mesure devient stable au bout de 2 à 3 minutes parfois. Le "Ratio d'Absorption Diélectrique (DAR)", coefficient des valeurs à 1 minute et 30 secondes, peut ainsi suffire pour qualifier le bon état de certains isolants récents.

$DAR = R \text{ isolement à } 1 \text{ minute} / R \text{ isolement à } 30 \text{ secondes}$

Si  $DAR < 1,25$  l'isolement est insuffisant

Si  $DAR < 1,6$  l'isolement est bon

Si  $DAR > 1,6$  l'isolement est excellent

L'évolution dans le temps des coefficients PI ou DAR peut ainsi largement faciliter la maintenance prédictive d'un parc de machines par exemple.

## 8.2 Méthode basée sur l'influence de la variation de la tension

La présence de contaminants (poussières, salissures...) ou d'humidité à la surface des isolants est généralement bien révélée par les mesures basées sur le temps d'application de la tension d'essais (DAR, PI...). Néanmoins, le vieillissement des isolants ou certains dommages mécaniques peuvent parfois passer au travers de ce genre d'essai pratiqué avec une tension faible par rapport à la tension diélectrique de l'isolant testé. Une augmentation significative de la tension d'essai appliquée par contre peut provoquer la rupture de ces points faibles, ce qui se traduira par une diminution sensible de la valeur d'isolement mesurée. Pour que cette méthode soit efficace, on décide généralement d'appliquer un échelon de tension suffisant, d'un rapport de 5 sur 1, en une ou plusieurs étapes de durée équivalente (1 minute par exemple), tout en restant bien en dessous de la tension d'essai diélectrique classique ( $2 U_n + 1000 \text{ V}$ ). Les résultats de cette méthode sont totalement indépendants de la nature des isolants et de la température, car on ne se base pas sur la valeur intrinsèque des isolements mesurés mais sur la diminution effective de la valeur lue au bout d'un temps identique, à deux tensions d'essai différentes. Une réduction de la résistance d'isolement, entre le premier et le second palier, de 25% ou plus est un signe de dégradation de l'isolant. [20]

## 9. CONCLUSION

Après une vue d'ensemble des définitions des diélectriques solides et des méthodes de mesure des caractéristique des matériaux isolants solides.

Ce chapitre nous a permit d'analyser un diélectrique solide et de mettre en évidence ses imperfections afin de mieux comprendre son influence sur le fonctionnement du réseau, surtout dans le cas d'un défaut de terre.

Ces paramètres entrent dans la constitution même des réseaux de distribution qui feront l'objet du chapitre suivant.

# **Chapitre 3**

## **Les réseaux de distribution**

---

## CHAPITRE 3

### LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

#### 1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre nous donnons d'abord une vue d'ensemble sur le fonctionnement et la structure des réseaux de distribution. Nous expliquons quelles méthodes de traitement du neutre existent, Ensuite nous présentons une introduction sur l'origine, la nature et les différents types de défaut qui peuvent exister dans un réseau de distribution. Plusieurs pays ont lancé une modification du régime de neutre des postes de transformation HT/MT en passant d'une mise à la terre résistive du neutre à une mise à la terre inductive. Les objectifs de ce changement de système du neutre des réseaux de distribution sont la réduction des courants de défaut et l'amélioration de la qualité de service.

Une formulation théorique nécessaire à la description d'un phénomène observé dans les réseaux compensés en service normal, à savoir une tension neutre terre relativement élevée, a été développée en plusieurs étapes. L'influence de la compensation du neutre sur les caractéristiques de ces défauts a été montrée.

Ensuite, nous avons abordé la détermination des paramètres dans le cas de plusieurs départs avec la méthode utilisant les courants résiduels pour deux valeurs différentes de tension neutre-terre.

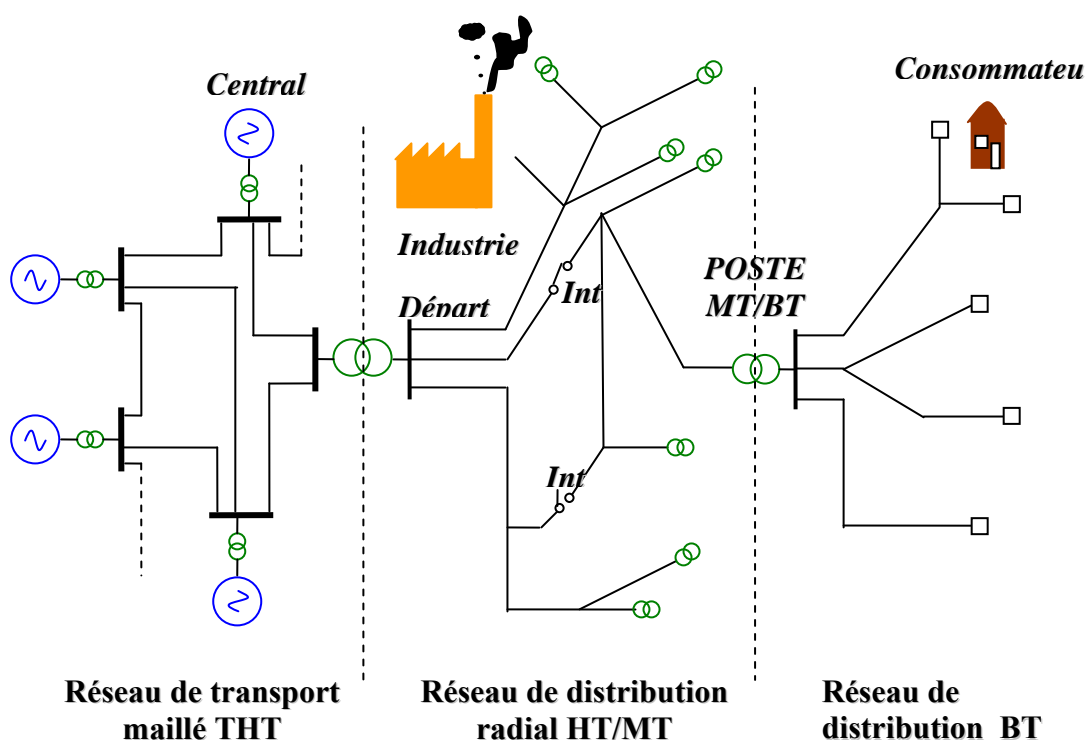
En plus nous avons présenté le principe de la compensation dans le cas d'un défaut franc, ainsi qu'une autre théorie complète proposée dans des travaux récents traitant le cas des défauts de faible et de haute impédance.

#### 2. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

##### 2.1 Structure de réseau

Dans les réseaux électriques nous pouvons distinguer principalement les réseaux de transport et les réseaux de distribution. Les réseaux de transport sont utilisés pour transporter à un haut niveau de tension THT l'énergie électrique, générée dans les centrales, sur de grandes

distances (tableau 3.1). Ces réseaux permettent aussi l'échange d'énergie avec les réseaux d'autres pays. Ils sont maillés pour des raisons de sécurité et de stabilité.



**Figure 3.1 :** Schéma de principe du transport et de la distribution d'électricité

Une fois que l'énergie transportée aux postes de transformation THT/HT « postes sources » elle est distribuée à un niveau de tension moins élevée, HT, aux clients par l'intermédiaire des réseaux de distribution. Ces clients peuvent être connectés directement au niveau HT, comme certaines entreprises, ou bien via un réseau basse tension BT à travers des postes HT/BT.

Contrairement aux réseaux de transport, les réseaux de distribution Algérien ont une structure radiale ou arborescente figure 3.1. Ils ne comportent jamais de mailles fermées (soit l'interrupteur  $I_1$  soit  $I_2$  est ouvert). Chaque poste source a un ou plusieurs jeux de barres qui alimentent jusqu'à une dizaine de départs. Un départ est en général composé de différentes lignes aériennes et câbles. La production de l'énergie électrique de la sonelgaz et de 7077MW et un réseau qui s'étend sur plus de 240299km, dont 88503km en MT et BT [17]

Le tableau 3.1 représente les différents niveaux de tension normalisés

Type de réseau	Tensions kV
Réseaux de transport THT	225 – 400
Réseaux de répartition HT	63-90
Réseaux de distribution MT	5.5-30
Réseaux basse tension BT	0,23 - 0,4

**Tableau 3.1 :** Niveaux de tension principalement utilisé en Algérie

## 2.2 Défauts dans les réseaux de distribution

### 2.2.1 Origine et nature de défauts

La plupart des défauts dans les réseaux de distribution sont provoqués par la foudre pendant un orage. Des surtensions dues à la foudre causent l'amorçage d'un arc électrique dans le réseau. Mais des objets à proximité du conducteur (branches d'un arbre, oiseaux, etc. ...) peuvent également réduire la distance d'isolation de l'air et provoquer de cette manière l'amorçage d'un arc électrique. Une autre cause fréquente de défaut est la détérioration d'un isolateur qui peut entraîner un défaut dû au pouvoir d'isolation affaibli. Une autre cause de défaut plus rare vient des conducteurs rompus ou des lignes tombées à terre.

pour les câbles, les défauts sont situés, dans la plupart des cas, dans une boîte de jonction défectueuse. Les défauts dans un câble même, sont plus rares, mais existent notamment pour de vieux câbles à cause d'une dégradation de l'isolant. D'autres causes de défaut sur les câbles sont des endommagements ou coupures pendant des travaux de génie civil, dans les réseaux de distribution nous pouvons distinguer deux classes de défaut

- Les défauts non permanents (défauts auto-extincteurs ou fugitifs)
- Les défauts permanents

Les défauts provoquant un arc électrique sont souvent auto-extincteurs lorsqu'il s'agit d'un réseau à neutre compensé. Par contre ils peuvent être réamorçant, c'est-à-dire constitués d'une suite de défauts fugitifs.

Les défauts dans un câble sont dans la plupart des cas des défauts permanents car l'isolation des câbles est détruite par l'arc électrique contrairement à l'air autour des lignes aériennes où une désionisation est possible (isolation régénératrice).

### 2.2.2 Types de défaut

Différents types de défaut peuvent être distingués

- défauts monophasés,
- défauts biphasés-isolé,
- défauts biphasés-terre,
- défauts triphasés
- défauts évolutifs (monophasé → polyphasé; polyphasé → monophasé)

Des études sur la nature et les types de défauts dans les réseaux de distribution ont montré que 70-80 % des défauts permanents ou non permanents sont des défauts monophasés.

L'approche pour la compensation du courant de défaut est développée dans cette thèse se concentre sur les défauts monophasés en neutre isolé

### 2. 2. 3 Caractéristiques électriques

Il existe plusieurs approches pour la modélisation d'un défaut. L'approche la plus courante, qui est suffisante pour la plupart des applications, consiste à représenter un défaut par une résistance réelle et constante enclenchée à l'instant d'amorçage du défaut.

En pratique la valeur exacte de la résistance de défaut est inconnue et aléatoire mais on suppose qu'il s'agit toujours d'une valeur réelle.

Dans le cas le plus courant, un défaut monophasé sur une ligne aérienne dû à un arc électrique, la résistance de défaut se compose des résistances de l'arc, du pylône et de la mise à la terre du pylône. En pratique la résistance de mise à la terre représente le facteur le plus important, alors que la résistance de l'arc est négligeable. Il est important de noter que la résistivité de la terre  $R'_g$  (valeur typique: 0, 05 $\Omega$ /km) ainsi que la résistivité du conducteur  $R'_p$  (valeur typique pour une ligne MT: 0, 22  $\Omega$ /km). En revanche, dans des statistiques de défaut, basées sur des mesures dans des postes sources, ces résistivités sont souvent intégrées dans les valeurs estimées pour la résistance de défaut.

la résistance de défaut dans les câbles peut être considérée de manière similaire. Les écrans Métalliques autour de chaque conducteur sont directement mis à la terre à des distances régulières et aux deux extrémités, ainsi la résistance de défaut est en général moins élevée dans les câbles que dans les lignes aériennes.

Les études faites sur les défauts dans les réseaux de distribution ont montré que nous pouvons réaliser le classement suivant pour les résistances de défauts monophasés rencontrés [25].

Notion de classement	Résistances de défaut
1 la plupart des défauts	< 30 $\Omega$
2 la moyenne des défauts	$\approx$ 15 $\Omega$
3 plus qu'un tiers des défauts	$\leq$ 10 $\Omega$

**Tableau 3. 2:** Classement des défauts réels pour leur résistance

## 2.3 Traitement du point neutre

Le choix du régime du neutre d'un réseau MT engage l'avenir, car chaque système entraîne l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection contre les défauts.

Le système de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau MT (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) et a une incidence sur les niveaux de sécurité et de qualité de service [25]

On rencontre ainsi à travers le monde des systèmes variés tableau 3.2 et figure 3.2

Tableau 3.2 : Zones d'influence et caractéristiques des différents types de mise à la terre.

Type de mise à la terre	Pays	courant de défaut
1.) directement	Angleterre	= 1000A
2.) neutre distribué	USA, Australie, Canada	100-2000 A
3.) par impédance de limitation	France, Europe du Sud,	< 1000A
4.) par bobine de compensation	Europe de Nord et de l'Est	< 100A
5.) isolé	Japon, Italie, Irlande,	<30A

Tableau 3.3 : Zones d'influence et caractéristiques des différents types de mise à la terre

### 2.3.1 Neutre relié directement à la terre

Cette technique engendre des courants de défauts entre phase et terre très importants. C'est pourquoi, pour des raisons de sécurité, afin de limiter le retour du courant par le sol, on installe un conducteur de neutre relié à la terre de proche en proche et par lequel circule un courant de défaut.

Ce système présente l'avantage de minimiser les surtensions éventuelles. Il conduit à des déclenchements fréquents, mais permet une élimination sélective des défauts, en utilisant par exemple des fusibles adaptés en différents emplacements des départs. Les courants de court-circuit élevés entraînent des contraintes importantes sur les matériels. Ce système nécessite une surveillance de la continuité du conducteur de neutre. Une rupture de celui-ci serait Dangereuse, entraînant de forts gradients de potentiel autour des connexions de terre, liés aux courants élevés d'écoulement à la terre.

La présence du conducteur de neutre permet la réalisation de dérivations monophasées

### 2.3.2 Neutre relié à la terre par impédance

L'intérêt de cette impédance est de limiter les valeurs des courants de court-circuit sur défauts entre phase et terre, tout en ayant des surtensions modérées. Les valeurs relativement peu élevées des courants de défauts ne nécessitent pas l'ajout d'un conducteur de neutre.

Ce système est un compromis entre ceux décrits aux paragraphes 2.3.1 et 2.3.3, conduisant à des contraintes raisonnables de tenue des matériels aux courts-circuits et permettant un fonctionnement fiable des systèmes de protection aptes notamment à déceler les défauts résistants. Néanmoins, il conduit à des déclenchements en cas de défaut.

Remarque : il est possible d'éviter les déclenchements sur défaut monophasé fugitif en installant au poste source un disjoncteur shunt. Celui-ci permet en effet, en shuntant temporairement 0,2 s l'impédance de neutre sur la phase en défaut, d'abaisser suffisamment la tension au point de défaut pour éviter le réamorçage du défaut lors du passage du courant d'arc par zéro. Il n'y a donc pas de coupure triphasée et, comme les tensions composées sont pratiquement inchangées, les utilisateurs ne sont pas perturbés.

Ce régime de neutre est normalisé avec des courants de court-circuit à la terre théoriquement limités à 1 000 A sur les réseaux souterrains et 300 A sur les réseaux aériens et mixtes.

### **2.3.3 Mise à la terre du neutre par bobine d'extinction**

Le principe consiste à insérer, entre le point neutre du réseau et la terre, une bobine dont la réactance est telle qu'il y ait résonance, à la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau. Le courant de défaut est donc nul lorsqu'un conducteur est relié accidentellement à la terre. Ce système ne fait pas l'objet des limitations rencontrées avec le neutre isolé, mais nécessite une réadaptation de la valeur de la réactance de la bobine à chaque changement de configuration du réseau. Il présente, sur le plan de la qualité de service, l'avantage, grâce à l'extinction spontanée des arcs engendrés sur défauts entre phase et terre, de ne pas perturber la distribution comme dans le cas du neutre isolé.

Il présente néanmoins les mêmes inconvénients, les surtensions transitoires au moment des manœuvres étant toutefois un peu moins élevées.

### **2.3.4 Système du neutre isolé**

L'intérêt de ce système est de favoriser une bonne qualité de service. En cas de défauts entre phase et terre, il permet d'éviter des déclenchements, les courants de défauts étant limités à des valeurs très faibles (sauf lorsque les départs, surtout s'ils sont constitués de câbles souterrains, sont longs et la tension de desserte élevée, auquel cas le courant capacitif devient non négligeable). Mais, pour bénéficier de cet avantage, une surveillance attentive est nécessaire de manière à éviter le maintien prolongé d'un défaut entre phase et terre ; sinon, on

risquerait trop souvent l'apparition de court-circuit biphasé, en cas de nouveau défaut à la terre sur une des autres phases.

En revanche, la montée des phases saines à la tension composée nécessite l'utilisation d'un matériel sur isolé, ou bien d'un dispositif d'élimination des défauts associé à la surveillance de l'isolement entre phase et terre. De plus, le système à neutre isolé a l'inconvénient de générer des surtensions importantes en régime transitoire (lors de manœuvres). [18]

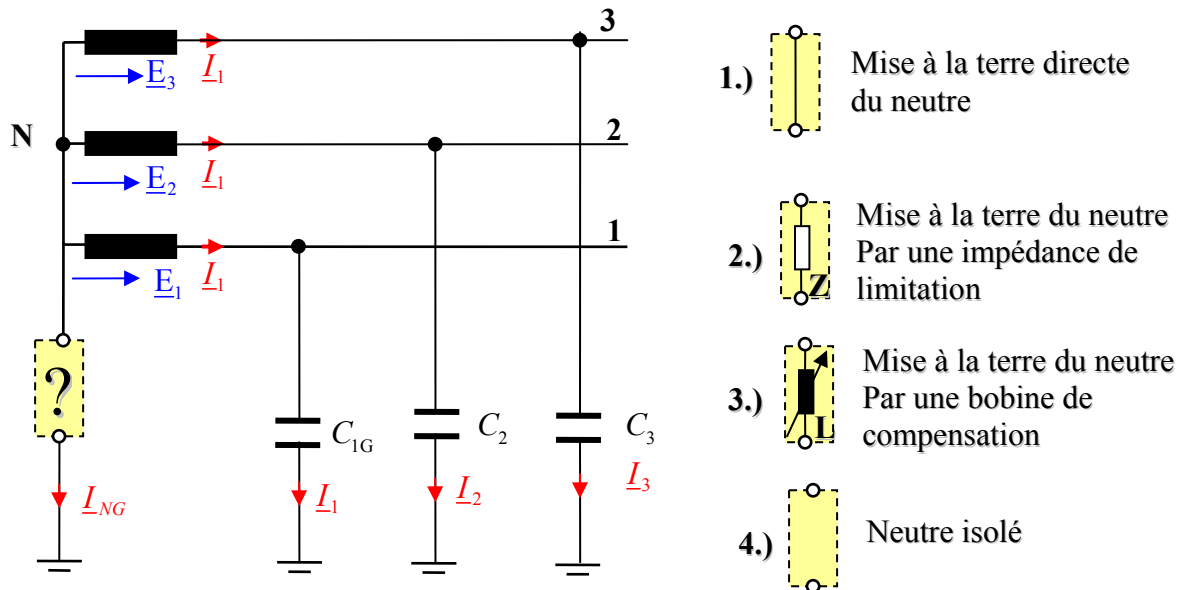


Figure 3. 2 : Des différents traitements du point neutre dans le monde

## 2.4 Classification des réseaux de distribution

Pour une classification des réseaux de distribution selon le traitement du point neutre, il faut d'abord distinguer les réseaux à neutre distribué (type nord-américain) des réseaux à mise à la terre du neutre en un seul point (type européen).

Pour un réseau de distribution à mise à la terre du neutre en un seul point, il existe plusieurs types du point neutre. En général il n'existe pas de méthode meilleure qu'une autre, chacune a ses avantages et ses inconvénients. Le choix d'une méthode dépend d'un compromis entre la structure antérieure du réseau et des critères techniques, économiques et politiques [19].

## 2.5 Les recherches de modification du point neutre

Les réseaux de distribution utilisant la mise à la terre inductive se trouvent aujourd'hui principalement en Europe de l'Est, (Allemagne, URSS...) dans les pays Scandinaves

(Danemark, Suède...) [21] et certain pays Asiatique (La Chine...) [22], tandis que la méthode prépondérante en Algérie, jusqu'à ce jour, est la mise à la terre résistive afin de limiter les courants de défaut.

En 2004, la France a lancé un projet de remplacement du système à neutre résistive par un système de neutre compensé. Ce système sera mis en place dans tous les postes sources des réseaux de distribution HTA, et en 2001 un essai a été fait sur quarante départ en Espagne [23] et en Italie des réflexions sur une éventuelle application du neutre compensé sont également en cours [24], mais en Algérie le système du neutre compensé n'est pas encore à l'ordre du jour, malgré ces avantages par rapport aux autres systèmes. Sachant que plusieurs pays et d'éminents chercheurs penche actuellement sur le système à neutre compensé, nous avons jugé utile de faire dans cette thèse une contribution dans ce sens.

### **3. LE NEUTRE COMPENSE**

#### **3.1 Historique du neutre compensé**

En 1919, Waldemar Petersen proposait la mise à la terre du neutre par l'intermédiaire d'une bobine [28] après avoir exposé le problème des défauts de terre dans plusieurs contributions [26, 27]. Son but était une diminution du courant de défaut lors d'un défaut monophasé franc phase-terre avec, comme objectif, l'extinction d'un arc éventuel. C'est pour cette raison que la bobine de neutre est quelquefois appelée (bobine d'extinction, bobine de compensation des courants de défaut) ou, plus simplement, bobine de Petersen. La première bobine a été testée en 1917 à Ludwigsburg/RFA sous la direction de Petersen. Aujourd'hui, on appelle l'ensemble bobine-réseau un réseau compensé. [29]

#### **3.2 Objectifs et avantages du neutre compensé**

L'objectif du neutre compensé est une réduction importante du courant de défaut lors d'un défaut monophasé phase-terre. Dans la plupart des cas un tel type de défaut est souvent dû à un arc électrique entre une phase et une masse mise à la terre (pylône)

La réduction du courant de défaut grâce au neutre compensé favorise l'auto-extinction des arcs électriques immédiatement après l'amorçage du défaut.

L'avantage du neutre compensé est alors, d'une part, l'amélioration de la qualité de service, la plupart des défauts monophasés disparaissent automatiquement ce qui entraîne une réduction

importante des coupures du courant, d'autre part, la réduction du courant de défaut signifie une amélioration de la sécurité pour le personnel et pour le public. Les matériels (isolateurs, appareils électroniques,...) sont également mieux protégés.

Il faut noter, qu'aujourd'hui, en Algérie, les défauts permanents, qui ne sont pas auto-extincteurs, sont éliminés automatiquement par le déclenchement du départ en défaut. Dans d'autres pays, une stratégie différente, dite "le défaut maintenu" est parfois appliqué : avec un neutre compensé le maintien d'alimentation est conservé jusqu'à ce que le défaut soit localisé. Cette stratégie demande par contre un dimensionnement adapté du système.

### 3.3 Principe de réalisation du neutre compensé

Nous avons montré le paragraphe 2.3.3 de ce chapitre que la compensation du courant de défaut est basée sur l'adaptation de l'induction  $L_{NG}$  bobine de neutre au courant capacitif du réseau. En pratique il existe des bobines à noyau plongeur qui permettent une variation continue de l'inductance. Une alternative moins coûteuse consiste à utiliser une bobine de neutre à pas discrets réalisée par une bobine à prises ou par un système de plusieurs bobines connectables en parallèle [25]. Pour un accord automatique de la compensation, la valeur de  $L_{NG}$  pour laquelle le courant  $I_{pos}$  sera minimal dans le cas d'un défaut monophasé, doit être déterminée et ajustée régulièrement.

### 3.4 Inconvénients du neutre compensé

L'inconvénient principal de la compensation du neutre c'est la réduction significative du courant de défaut, ce qui constitue par ailleurs son grand avantage. Avec cette réduction du courant de défaut la sélection du départ en défaut, la localisation de défauts et la détection de défauts résistifs sont rendues plus difficiles.

la sélection du départ en défaut est nécessaire, même s'il s'agit de défauts auto-extincteurs, pour minimiser des causes de défauts qui se répètent de façon irrégulière (branches d'un arbre près d'une ligne).

#### 4. DEFINITION DES PARAMETRES DU NEUTRE COMPENSE

Nous gardons l'hypothèse de la source de tension triphasée idéale, mais nous supposons que les capacités phase-terre du réseau peuvent être déséquilibrées et qu'il existe, en plus, des résistances phase-terre. Le réseau est toujours considéré sans charge, mais comme nous ne considérons par la suite que les courants résiduels (la somme vectorielle des trois courants de phase, figure 3.3). Une charge non reliée à la terre ne modifie pas les résultats obtenus.

Il ne s'est pas révélé nécessaire d'utiliser le système de composantes symétriques. C'est pourquoi nous utilisons les vecteurs des tensions et des courants existant physiquement dans le réseau.

##### 4. 1 Les éléments du réseau

Nous utilisons les capacités et résistances entre les phases et la terre du réseau entier, de chaque départ ou d'une seule phase. De plus, nous allons utiliser l'admittance complexe représentant l'ensemble capacité-résistance figure 3.5 [30].

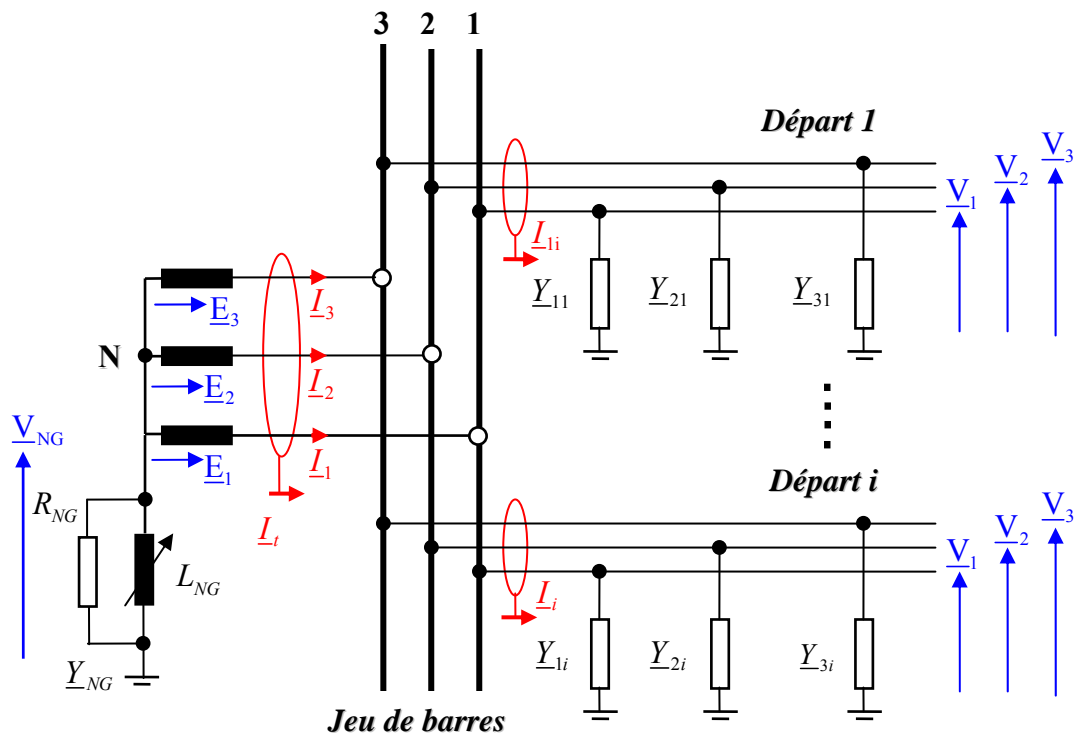


Figure 3. 3 : Circuit équivalent du réseau de distribution

l'admittance totale phase-terre du réseau est la somme des admittances phase-terre pour n départs

$$\underline{Y} = \sum_{i=1}^n \underline{Y}_i \quad (3.1)$$

l'admittance totale phase-terre du réseau est la somme des admittances phase-terre de chaque phase du réseau est :

$$\underline{Y} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3$$

l'admittance totale phase-terre d'un départ est la somme des admittances phase-terre de chaque phase du départ est :

$$\underline{Y}_i = \underline{Y}_{1i} + \underline{Y}_{2i} + \underline{Y}_{3i} :$$

L'admittance phase-terre d'un réseau comporte normalement une partie capacitive et une partie résistive laquelle peut souvent être négligée devant la partie capacitive.

L'admittance complexe phase-terre s'exprime par

$$\underline{Y}_{NG} = \frac{1}{R_{NG}} + \frac{1}{j\omega L_{NG}} \quad (3.2)$$

La source de tension triphasée est constituée de trois sources de tension en étoile, déphasées de  $120^\circ$ , dont le module est la tension nominale simple du réseau  $E_1$ . Pour les trois tensions phase-neutre vaut donc :

$$E_1 = E_1 \quad (3.3)$$

$$E_2 = a^2 E_1 \quad (3.3b)$$

$$E_3 = a E_1 \quad (3.3c)$$

où  $a$  et  $a^2$  sont les opérateurs complexes :

$$\underline{a} = e^{j2\pi/3} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.4)$$

$$\underline{a}^2 = e^{j4\pi/3} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.4b)$$

En définissant ainsi les vecteurs complexes des tensions des sources, nous fixons le système de référence pour les vecteurs complexes des courants et des autres tensions. Le vecteur  $\underline{V}_1$ , la tension entre la phase 1 et le neutre du réseau, est positionné sur l'axe réel dans le plan complexe. Ce système servira de référence dans toute la suite de la thèse.

La liaison neutre-terre peut, en général, être également exprimée sous la forme d'une admittance complexe. Pour le cas des réseaux compensés, elle a une composante inductive et une composante résistive :

$$\underline{Y} = \frac{1}{R} + j\omega C \quad (3.5)$$

La résistance neutre-terre  $R_{NG}$  tient compte de la résistance des enroulements de la bobine de neutre et, éventuellement, de la résistance dite d'amortissement.  $L_{NG}$  est l'inductance de la bobine de neutre. En utilisant la notation générale d'une admittance complexe du neutre, il est possible de traiter toutes les méthodes de la mise à la terre du neutre: pour la mise à la terre directe ou résistive,  $R_{NG}$  est petite devant la composante inductive, pour un réseau à neutre isolé il faut choisir  $R_{NG}$  et  $L_{NG}$  très élevées.

## 4.2 Les paramètres fondamentaux

La théorie de base des réseaux compensés utilise trois paramètres dits fondamentaux qui sont le désaccord, l'amortissement et l'asymétrie du réseau. Ces paramètres ont été définis [32,33] et intégrés dans une théorie complète. Dans ce paragraphe, nous donnons la définition de chacun de ces paramètres [31].

### 4.2.1 Le désaccord

Le courant inductif lors d'un défaut monophasé franc s'appelle courant de bobine  $I_{pos}$  est

Caractérisé par la position de la bobine :

$$I_{pos} = \frac{E_1}{\omega L_{NG}} \quad (3.6)$$

La dénomination courant de bobine peut prêter à confusion; elle est en fait souvent utilisée en pratique pour indiquer la valeur de l'inductance  $L_{NG}$  de la bobine. La valeur du courant de bobine  $I_{pos}$  ne correspond au courant neutre-terre  $I_{NG}$  que dans le cas particulier d'un défaut franc monophasé. Malgré cela, cette dénomination est bien établie dans la littérature spécialisée et dans la pratique.

La définition du courant capacitif  $I_C$  du réseau est défini de la même façon :

$$I_C = \omega C E_1 \quad (3.7)$$

où  $C$  est, avec le système de notations, la capacité totale phase-terre du réseau. Le courant de bobine  $I_{pos}$  et le courant capacitif  $I_C$  du réseau sont des grandeurs scalaires. Le Désaccord  $m$  est la différence réduite entre le courant capacitif total phase-terre du réseau et le Courant inductif dans la bobine de neutre lors d'un défaut franc monophasé. Le courant dans le défaut disparaît si cette différence est nulle. Le désaccord s'écrit :

$$m = \frac{I_{pos} - I_C}{I_C} = \frac{I_{pos}}{I_C} - 1 \quad (3.8)$$

Pour le cas particulier du système accordé, le courant capacitif  $I_C$  est égal au courant de la bobine  $I_{pos}$ ; le désaccord  $m$  est alors nul. Une formulation équivalente mais plus générale du désaccord est la différence réduite des admittances :

$$m = \frac{1/\omega L_{NG} - \omega C}{\omega C} = \frac{1}{\omega^2 C L_{NG}} - 1 \quad (3.9)$$

Pour  $L_{NG} \rightarrow \infty$ , i.e. en absence d'une composante inductive dans l'impédance de neutre, le désaccord  $m$  tend vers -1. Si l'inductance de la liaison neutre-terre  $L_{NG}$  est très petite (comme dans le cas de la mise a la terre directe), le désaccord  $m$  tend vers  $+\infty$ . Dans le cas général

$$-1 \leq m < +\infty$$

Pour le désaccord  $m$  en aura :

Le réseau est Accordé pour	$m = 0$
Le réseau est Surcompensé pour	$m > 0$
Le réseau est Souscompensé pour	$m < 0$

Le même résonnement pour modules des admittances neutre-terre et phase-terre,

$$|\underline{Y}_{NG}| = |\underline{Y}|, \quad |\underline{Y}_{NG}| > |\underline{Y}|, \quad |\underline{Y}_{NG}| < |\underline{Y}|$$

et pour le courant de bobine et le courant capacitif du réseau

$$I_L = I_C, \quad I_L > I_C, \quad I_L < I_C$$

Le choix du terme désaccord s'explique par le fait que le réseau compensé constitue un circuit oscillant formé par l'inductance de neutre  $L_{NG}$  et de la capacité totale phase-terre  $C_t$  du réseau, si l'on fait abstraction de la charge, en ne regardant que le circuit à la terre du réseau (le circuit homopolaire)

#### 4.2.2 L'amortissement

L'amortissement  $d$  est un paramètre sans dimension, il est déterminé par la résistance en parallèle avec l'inductance neutre-terre  $L_{NG}$  et la capacité totale phase-terre du réseau  $C$ , la résistance de l'impédance du neutre  $R_{NG}$  et les résistances phase-terre du réseau. Par analogie avec les circuits oscillants, on définit l'amortissement  $d$  pour le réseau compensé:

$$d = \frac{1}{R_t \omega C} \quad (3.10)$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_{NG}} + \frac{1}{R} = \frac{1}{R_{NG}} + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} \quad (3.11)$$

$R_t$  est la résistance équivalente à la terre du réseau. En général, la résistance  $R_{NG}$  est très inférieure aux résistances phase-terre du réseau  $R$ . Dans ce cas  $R = R_{NG}$  Cette approximation est utilisée par certains auteurs [53].

La valeur de l'amortissement  $d$  peut beaucoup varier, elle dépend surtout de la configuration du réseau compensé, en particulier la bobine (facteur de qualité de la bobine, résistance d'amortissement supplémentaire) et aussi des conditions climatiques qui influent sur la résistance phase-terre des lignes. La littérature mentionne pour  $d$  des valeurs comprises entre 0.001 et 0.05 [56].

### 4.2.3 L'asymétrie globale du réseau

Contrairement au désaccord  $m$  et à l'amortissement  $d$ , l'asymétrie  $\underline{k}$  est un paramètre complexe réduit qui caractérise vectoriellement l'asymétrie des admittances phase-terre du réseau. La définition de l'asymétrie en utilisant les admittances phase-terre du réseau est la suivante :

$$\underline{k} = \frac{\underline{Y}_1 + \underline{a}^2 \underline{Y}_2 + \underline{a} \underline{Y}_3}{j\omega C} \quad (3.12)$$

Une autre formulation de l'asymétrie, plutôt utilisée dans la pratique, est un courant d'asymétrie  $\underline{I}_k$  exprimé en Ampère. Cette notation peut toutefois prêter à confusion avec les courants physiques dans le réseau, nous allons utiliser l'asymétrie  $\underline{k}$ .

$$\underline{I}_k = \underline{k} j\omega C E_1 \quad (3.12b)$$

L'asymétrie peut être décomposée en une asymétrie des capacités phase-terre  $\underline{k}_C$  et une asymétrie des résistances phase-terre  $\underline{k}_r$ , elles mêmes complexes. Il n'est, en principe, pas possible de déterminer les deux asymétries séparément. Contrairement à la plupart des auteurs qui considère que l'asymétrie est purement capacitive, nous tenons compte des deux composantes. En utilisant l'équation (3.2), on obtient :

$$\underline{k} = \underline{k}_C + \underline{k}_r \quad (3.13)$$

avec

$$\underline{k}_C = \frac{C_1 + \underline{a}^2 C_2 + \underline{a} C_3}{C} \quad \text{Asymétrie des capacités phase-terre} \quad (3.14)$$

et

$$\underline{k}_r = -j \frac{\frac{1}{R_1} + \frac{\underline{a}^2}{R_2} + \frac{\underline{a}}{R_3}}{\omega C} \quad \text{Asymétrie des résistances phase-terre} \quad (3.14b)$$

La valeur de  $\underline{k}$  dépend de la topologie du réseau. Typiquement, l'asymétrie des réseaux aériens a une valeur nettement plus élevée que celle des réseaux souterrains. L'ordre de grandeur de  $|\underline{k}|$  est typiquement compris entre 0.001 et 0.03 [56].

#### 4.2.4 Les asymétries de départs

Comme pour l'asymétrie globale  $\underline{k}$  du réseau, nous pouvons définir une asymétrie propre à chaque départ. Contrairement à l'asymétrie globale, pour laquelle la capacité globale phase-terre  $C$  a été utilisée comme référence, nous proposons d'utiliser ici comme référence une capacité constante  $C_{\text{tref}}$  dont la valeur peut, en principe, être fixée librement, néanmoins logique de choisir sa valeur dans l'ordre de grandeur de la capacité globale phase-terre  $C$ . L'avantage de cette convention est l'indépendance des asymétries des départs vis à vis de la capacité globale phase terre du réseau  $C$  qui, elle, peut varier.

L'asymétrie du départ  $i$ ,  $\underline{k}_i$  est donc définie par :

$$\underline{k}_i = \frac{\underline{Y}_{1i} + \underline{a}^2 \underline{Y}_{2i} + \underline{a} \underline{Y}_{3i}}{j\omega C_{\text{tref}}} \quad (3.15)$$

En utilisant les admittances phase-terre du départ  $i$  Pour les asymétries des départs, on peut définir, comme pour l'asymétrie globale  $\underline{k}$  du réseau, un courant d'asymétrie non réduit. équation (3.14b) :

$$\underline{I}_{ki} = \underline{k} j\omega C_{\text{tref}} E_1 \quad (3.15b)$$

Avec l'hypothèse d'absence d'asymétrie supplémentaire au niveau du jeu de barres, l'asymétrie globale  $\underline{k}$  est la somme vectorielle des asymétries des départs  $\underline{k}_i$  en tenant compte du fait que les asymétries des départs utilisent une référence différente, d'où

$$\underline{k} = \frac{C_{\text{tref}}}{C} \sum_{i=1}^n \underline{k}_i \quad (3.16)$$

Les asymétries des départs sont a priori indépendantes l'une de l'autre. On peut supposer qu'elles sont statistiquement distribuées. L'asymétrie  $\underline{k}$  est donc une somme de vecteurs quelconques, en ce qui concerne leur phase entre 0 et  $2\pi$  et leur module (valeur caractéristique).

### 4.3 La tension de déplacement du neutre

Dès les premières expériences avec la bobine de neutre, on s'était rendu compte d'un phénomène propre aux réseaux compensés. Il s'agit d'une tension neutre-terre non nulle présente en service normal sur le réseau [34]. La théorie des réseaux compensés, a été développée en plusieurs étapes pour expliquer ce phénomène. Nous verrons que la tension de déplacement du neutre, la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$  peut être caractérisée d'une manière très succincte en utilisant les paramètres fondamentaux introduits ci-dessus [31].

Avec le circuit équivalent simplifié du réseau représenté figure 3.4, on trouve pour la tension réduite neutre-terre  $\underline{v}_{NG}$  la formulation suivante [56] en utilisant les équations (3.3-c):

$$\underline{v}_{NG} = \frac{\underline{V}_{NG}}{E_1} = - \frac{j\omega C_1 + \underline{a}^2 j\omega C_2 + \underline{a} j\omega C_3 + \frac{1}{R_1} + \underline{a}^2 \frac{1}{R_2} + \underline{a} \frac{1}{R_3}}{\frac{1}{j\omega L_{NG}} + j\omega C_1 + \underline{a}^2 j\omega C_2 + \underline{a} j\omega C_3 + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3}} \quad (3.17)$$

En utilisant les admittances complexes phase-terre du réseau et l'admittance complexe neutre terre  $\underline{Y}_{NG}$  équation (3.2) et (3.5) cette équation se réduit à :

$$\underline{v}_{NG} = \frac{\underline{V}_{NG}}{E_1} = - \frac{\underline{Y}_1 + \underline{a}^2 \underline{Y}_2 + \underline{a} \underline{Y}_3}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3} \quad (3.18)$$

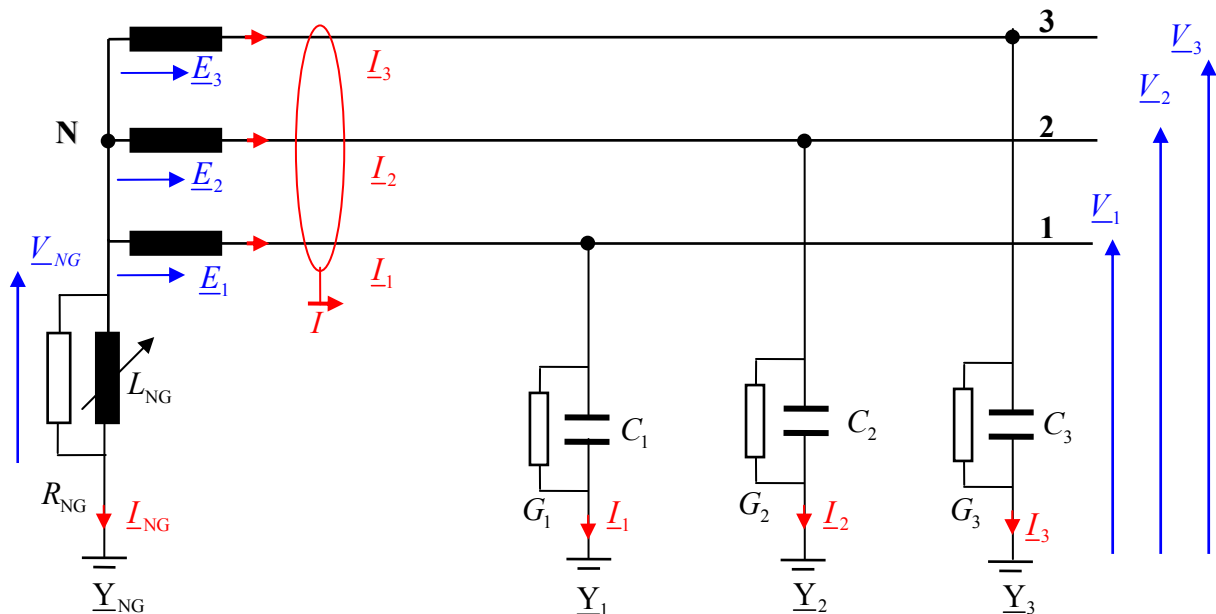


Figure 3. 4 : Circuit équivalent du réseau compensé

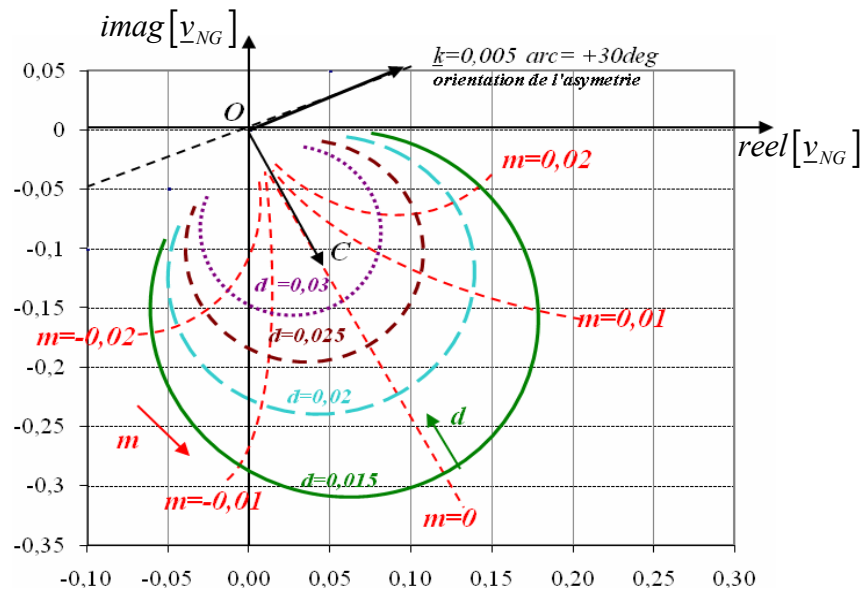
Ces équations données s'obtiennent en utilisant le théorème de superposition, prenant en compte chaque tension neutre-terre engendrée par les sources de tensions [35]. En utilisant les paramètres fondamentaux, désaccord  $m$ , amortissement  $d$  et asymétrie  $\underline{k}$ , on trouve ainsi une relation élégante décrivant la tension de déplacement du neutre:

$$\underline{v}_{NG} = \frac{\underline{k}}{m + jd} \quad (3.19)$$

C'est l'équation fondamentale des réseaux compensés.

Pour l'instant nous supposons que les paramètres asymétrie  $\underline{k}$  et amortissement  $d$  sont déterminés par la configuration du réseau. Pour cette configuration, le paramètre désaccord  $m$ , qui varie avec l'inductance de la bobine de neutre, peut être modifié à volonté.

Le module de la tension de déplacement du neutre  $\underline{V}_{NG}$  atteint son maximum pour  $m = 0$ . Cette propriété des réseaux compensés est souvent utilisée pour accorder le réseau. C'est également pour cette valeur nulle du désaccord  $m$  que le courant dans un défaut franc de terre disparaît. En faisant varier l'inductance de neutre, la tension réduite neutre-terre  $\underline{v}_{NG}$  varie dans le plan complexe. Ses lieux sont l'inversion de la droite  $(m + jd)$  multipliée par l'asymétrie  $\underline{k}$  équation (3.19). L'inversion d'une droite dans le plan complexe donne un cercle. Elle transforme les extrémités de la droite (dans notre cas le point  $m \rightarrow \infty$  sur l'origine. Le diamètre du cercle est donné par le quotient  $|\underline{k}|/d$ . L'orientation du vecteur  $\overline{OC}$  (origine - centre du cercle) dépend de l'argument de l'asymétrie  $\underline{k}$ . Le vecteur dans le plan complexe représentant l'asymétrie  $\underline{k}$  est tangent aux cercles des lieux de la tension de déplacement du neutre  $\underline{v}_{NG}$  en O, l'origine du système des coordonnées. Le vecteur  $\overline{OC}$  est alors en quadrature avec l'asymétrie et en phase avec le courant d'asymétrie  $\underline{I}_k$  équation (3.12b), figure 3.5



**Figure 3.5 :** Cercle des lieux de la tension de déplacement du neutre

La figure 3.5 représente un réseau de cercles des lieux de la tension réduite neutre-terre  $\underline{v}_{NG}(m)$  paramétré pour plusieurs valeurs de l'amortissement  $d$  et pour une valeur de  $\underline{k}$  ( $\underline{k} = 0.005 < 30^\circ$ ). La figure montre également les lieux  $\underline{v}_{NG}(d)$  pour plusieurs valeurs du désaccord  $m$ . Ces lieux sont également des parties de cercle dans le plan complexe.

La courbe qui représente le module de la tension neutre-terre  $|\underline{v}_{NG}(m)|$  en fonction du désaccord  $m$  s'appelle courbe de résonance figure 3.6 et d'après l'équation fondamentale

$$|\underline{v}_{NG}| = \frac{\underline{k}}{\sqrt{m^2 + d^2}} \quad (3.20)$$

Il est possible de trouver les paramètres fondamentaux du réseau (amortissement  $d$ , asymétrie  $\underline{k}$ , et désaccord  $m$  correspondant à une position donnée de la bobine du neutre) à partir d'une mesure de la courbe de résonance ou du cercle des lieux [56]. Pour l'asymétrie  $\underline{k}$ , une mesure de la courbe de résonance ne permet que la détermination du module, pas de la phase.

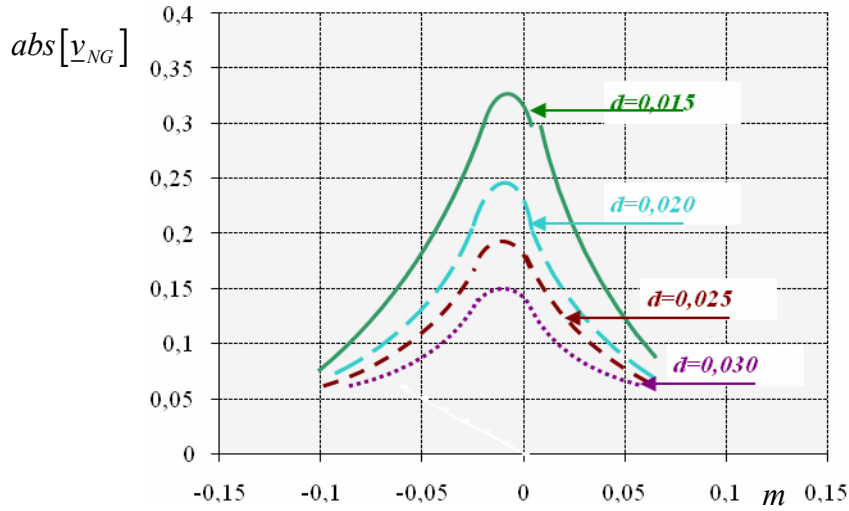


Figure 3. 6 : Courbe de résonance ( $|k| = 0.005$ )

#### 4.4 Les courants résiduels des départs

Toute la théorie présentée jusqu'ici ne s'applique qu'aux paramètres fondamentaux du réseau compensé (Le désaccord  $m$ , amortissement  $d$  et asymétrie globale  $k$ ) et utilise comme information d'entrée uniquement la tension neutre-terre  $V_{NG}$  du réseau et la valeur de l'inductance de la bobine.

Or, dans un poste source, nous avons normalement à notre disposition un nombre beaucoup plus élevé de grandeurs électriques du réseau. En utilisant les courants résiduels de l'arrivée du jeu de barres  $\underline{I}$  et de chaque départ  $\underline{I}_i$ , il est possible de déterminer l'asymétrie et l'admittance globale phase-terre du réseau et de chaque départ [30].

Pour le réseau représenté figure 3.3, le courant résiduel global du réseau  $\underline{I}$  s'écrit en fonction des admittances globales phase-terre  $\underline{Y}$  et la tension neutre-terre  $V_{NG}$  :

$$\underline{I} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = (\underline{E}_1 + V_{NG})\underline{Y}_1 + (\underline{E}_2 + V_{NG})\underline{Y}_2 + (\underline{E}_3 + V_{NG})\underline{Y}_3 \quad (3.21)$$

Avec la définition de l'asymétrie globale (3.12-b) et en utilisant les substitutions (3.3-b-c) pour les tensions de la source triphasée, le courant résiduel global peut être exprimé comme :

$$\underline{I} = \underline{Y}V_{NG}\underline{E}_1 + j\omega Ck\underline{E}_1 \quad (3.22)$$

Il peut donc être considéré comme la superposition de deux parties indépendantes: une partie proportionnelle à la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$  ( $= \underline{v}_{NG} E_1$ ) qui dépend de l'admittance globale phase-terre  $\underline{Y}$  du réseau et une partie qui dépend de l'asymétrie globale  $\underline{k}$  du réseau.

Les équations (3.21) et (3.22) peuvent être établies d'une manière analogue pour les courants résiduels  $\underline{I}_i$  de chaque départ du réseau :

$$\underline{I}_i = (\underline{E}_1 + \underline{V}_{NG})\underline{Y}_{1i} + (\underline{E}_2 + \underline{V}_{NG})\underline{Y}_{2i} + (\underline{E}_3 + \underline{V}_{NG})\underline{Y}_{3i} \quad (3.23)$$

Ce qui donne avec la définition de l'asymétrie  $\underline{k}_i$  du départ équation (3.15) et avec les Substitutions (3.3a-c) pour les tensions de la source triphasée la formulation:

$$\underline{I}_i = \underline{Y}_i \underline{V}_{NG} + \underline{k}_i j\omega C_{ref} E_1 \quad (3.24)$$

Les équations (3.22) et (4.24) contiennent chacune deux variables complexes inconnues et non directement mesurables, l'admittance phase-terre  $\underline{Y}$  ou  $\underline{Y}_i$  et [es asymétries  $\underline{k}$  ou  $\underline{k}_i$ .

Respectivement. A partir de deux mesures a, b indépendantes ( $\underline{V}_{NGa}$ ,  $\underline{I}_a$ ,  $\underline{I}_{ia}$ )

( $\underline{V}_{NGb}$ ,  $\underline{I}_b$ ,  $\underline{I}_{ib}$ ) (il est possible de déterminer ces variables).

Pour l'admittance globale phase-terre  $\underline{Y}$  l'asymétrie globale  $\underline{k}$  du réseau, on obtient à partir de l'équation (3.22):

$$\underline{Y} = \frac{\underline{V}_{NGb} - \underline{V}_{NGa}}{\underline{I}_b - \underline{I}_a} \quad (3.25)$$

$$\underline{k} = \frac{\underline{I}_a - \underline{Y}\underline{V}_{NGa}}{j\omega C E_1} \quad (3.26)$$

De la même manière. On obtient les valeurs correspondantes pour les départs à partir de l'équation (3.24):

$$\underline{Y}_i = \frac{\underline{V}_{NGb} - \underline{V}_{NGa}}{\underline{I}_{ib} - \underline{I}_{ia}} \quad (3.27)$$

$$\underline{k}_i = \frac{\underline{I}_a - \underline{Y}_i \underline{V}_{NGa}}{j\omega C_{iref} E_1} \quad (3.28)$$

Les deux mesures doivent être effectuées pour deux valeurs différentes de la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$ . Une possibilité pour obtenir une telle variation est, comme nous l'avons déjà vu, une modification du désaccord  $m$  du réseau, et nous allons décrire une autre possibilité dans le paragraphe suivant.

Pour la détermination des admittances phase-terre, il ne figure dans les équations (3.25) et (3.27) que des différences de valeurs au numérateur et au dénominateur. D'éventuelles erreurs systématiques au niveau de la chaîne d'acquisition sont donc éliminées. Les vecteurs de la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$  et du courant résiduel global  $\underline{I}$  ainsi que leurs différences  $\Delta \underline{V}_{NG}$  et  $\Delta \underline{I}$  sont représentées figure 3.7 pour un cas typique. Comme l'admittance phase-terre est normalement capacitive, le vecteur  $\Delta \underline{V}_{NG}$  est en quadrature avec le vecteur  $\Delta \underline{I}$ .

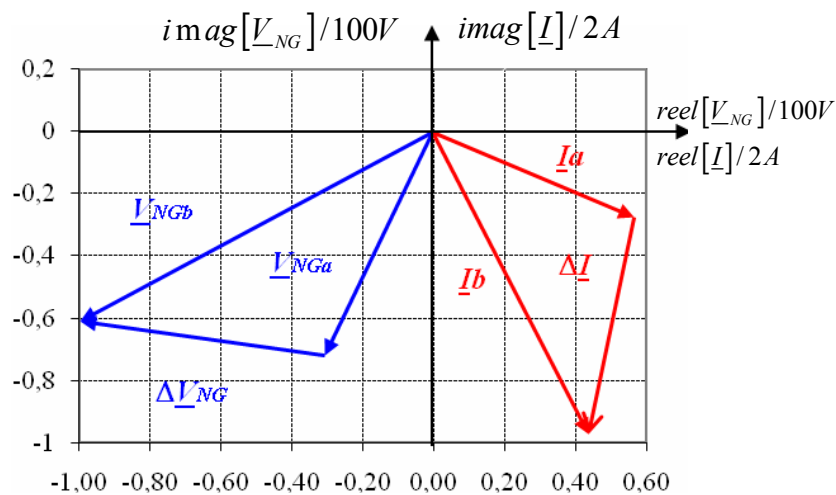


Figure 3. 7 : Diagramme vectoriel pour déterminer l'admittance phase-terre et l'asymétrie

## 5. LE PRINCIPE DE COMPENSATION DES COURANTS DE DEFAUT

### 5.1 Cas d'un défaut franc

La motivation principale pour l'introduction d'une bobine de neutre était la réduction des courants de défaut avec, comme objectif principal, l'élimination des défauts constitués d'un arc par auto extinction. Le principe de cette réduction peut être expliqué en utilisant le circuit équivalent simplifié d'un réseau compensé représenté figure 3.10a [31].

Dans ce schéma, l'alimentation consiste en une source de tension triphasée idéale, les lignes sont représentées par leurs capacités phase-terre  $C_1$ ,  $C_2$  et  $C_3$ , leur résistance et leur réactance sont négligées. Le système est supposé symétrique et linéaire. Le neutre est relié à la terre par l'inductance  $L_{NG}$ . Le réseau considéré est à vide et seul le régime établi pour la fréquence fondamentale est pris en compte.

Avec ces hypothèses, nous obtenons pour le réseau en service normal, i.e. sans défaut de terre, le diagramme vectoriel de la figure 3.10a. Comme le réseau est supposé symétrique, les courants phase-terre sont équilibrés et leur somme est nulle. Par conséquent, il n'y a pas de courant dans la Liaison neutre-terre :

$$\underline{I}_{NG} = (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3) = 0 \quad (3.29)$$

La tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$  est alors également nulle. Dans le cas du réseau en service normal (sans défaut), avec les hypothèses simplificatrices que nous avons adoptées, la tension neutre terre est toujours nulle indépendamment du type de liaison neutre-terre.

Ceci n'est plus vrai si nous considérons maintenant le cas d'un défaut franc entre la phase 1 et la terre figure 3.10a. La phase en défaut étant au potentiel de la terre, la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$  est déterminée par la source de tension de la phase en défaut. Les vecteurs des courants phase-terre des deux phases saines ( $\underline{I}_2$  et  $\underline{I}_3$ ) et le courant dans la bobine de neutre  $\underline{I}_{NG}$  peuvent alors être construits figure 3.10b.

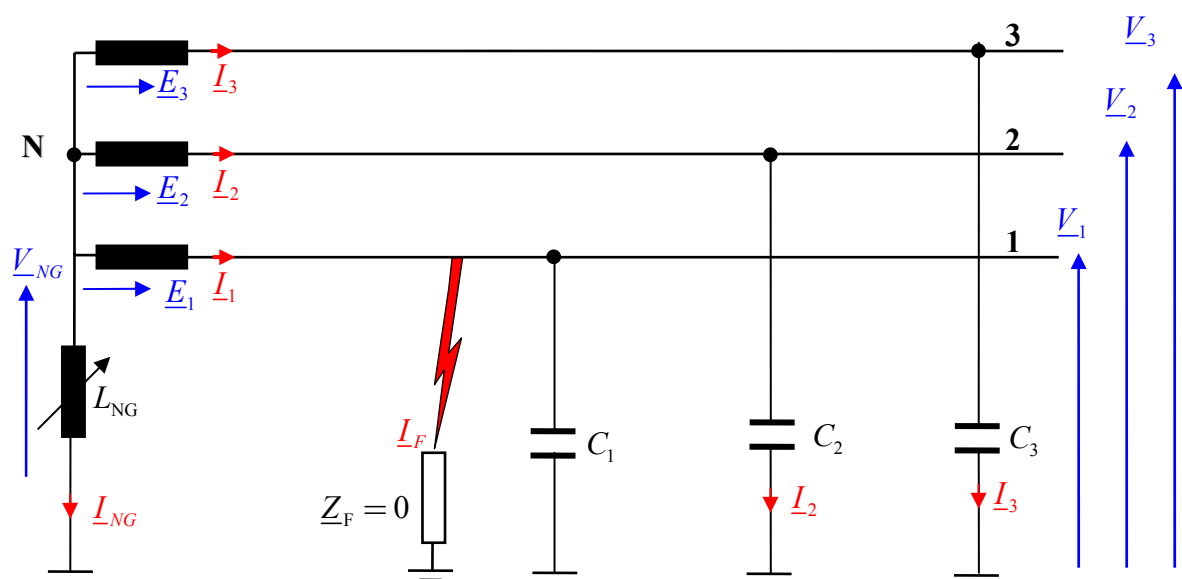


Figure 3. 8 : Circuit d'un réseau compensé avec un défaut de terre franc sur la phase 1

Le courant dans le défaut  $\underline{I}_F$  est la somme vectorielle du courant neutre-terre et des courants phase-terre des phases saines :

$$\underline{I}_F = \underline{I}_1 = -[\underline{I}_{NG} + (\underline{I}_2 + \underline{I}_3)] \quad (3.30)$$

Le diagramme vectoriel des courants montre que les deux composantes du courant dans le défaut  $\underline{I}_F$ , le courant capacitif phase-terre  $(\underline{I}_2 + \underline{I}_3)$  et le courant réactif dans la bobine de neutre  $\underline{I}_{NG}$  sont opposées. Si les modules des deux composantes sont égaux, leur somme est nul (courant dans le défaut). On dit que le courant capacitif est compensé par le courant réactif, d'où l'appellation réseau compensé.

Si le défaut est constitué par un arc, la réduction suffisante du courant dans le défaut va provoquer son extinction et, par conséquent, l'élimination du défaut.

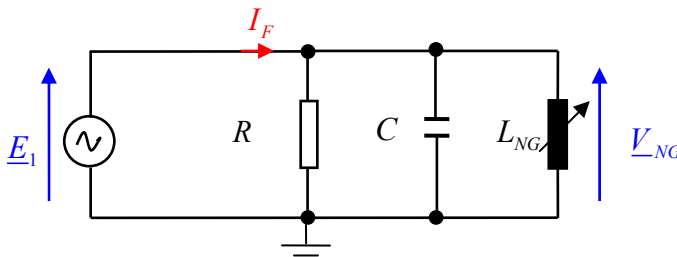


Figure 3. 9 : Circuit homopolaire simplifié d'un réseau compensé

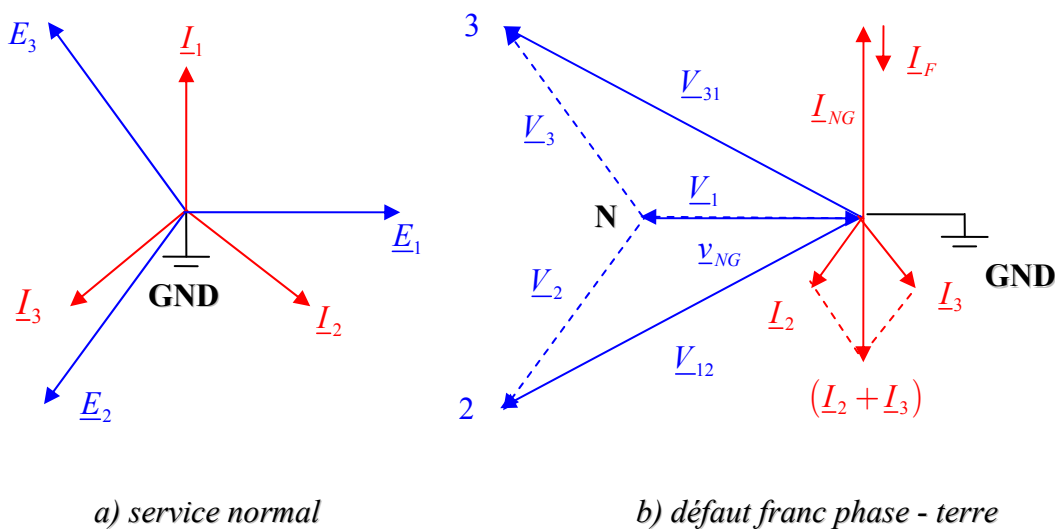


Figure 3. 10 : Diagrammes vectoriels

Après l'extinction de l'arc, la tension phase-terre  $\underline{V}_{NG}$  de la phase concernée passe par une phase transitoire avant d'atteindre sa tension en service normale [32]. Ceci est dû à l'oscillation (amortie par des résistances présentes dans le réseau réel) dans le circuit à la terre du réseau constitué des capacités phase-terre et de l'inductance neutre-terre (circuit homopolaire figure 3.10a). La réapparition de l'arc tout de suite après son extinction n'est donc pas possible car la tension entre les bornes du défaut ne monte que lentement après son élimination. Le courant capacitif dépend du réseau et ne peut pas, a priori, être modifié sans modification de la topologie du réseau. Il est, par contre, possible d'influencer le courant réactif en faisant varier l'inductance de la bobine. Afin de minimiser le courant de défaut lors d'un défaut de terre et d'assurer l'auto extinction des arcs, il est préférable de faire fonctionner le système toujours près de l'accord.

$$\text{Accordé pour} \quad |\underline{I}_{NG}| = |\underline{I}_2 + \underline{I}_3| \quad (3.31)$$

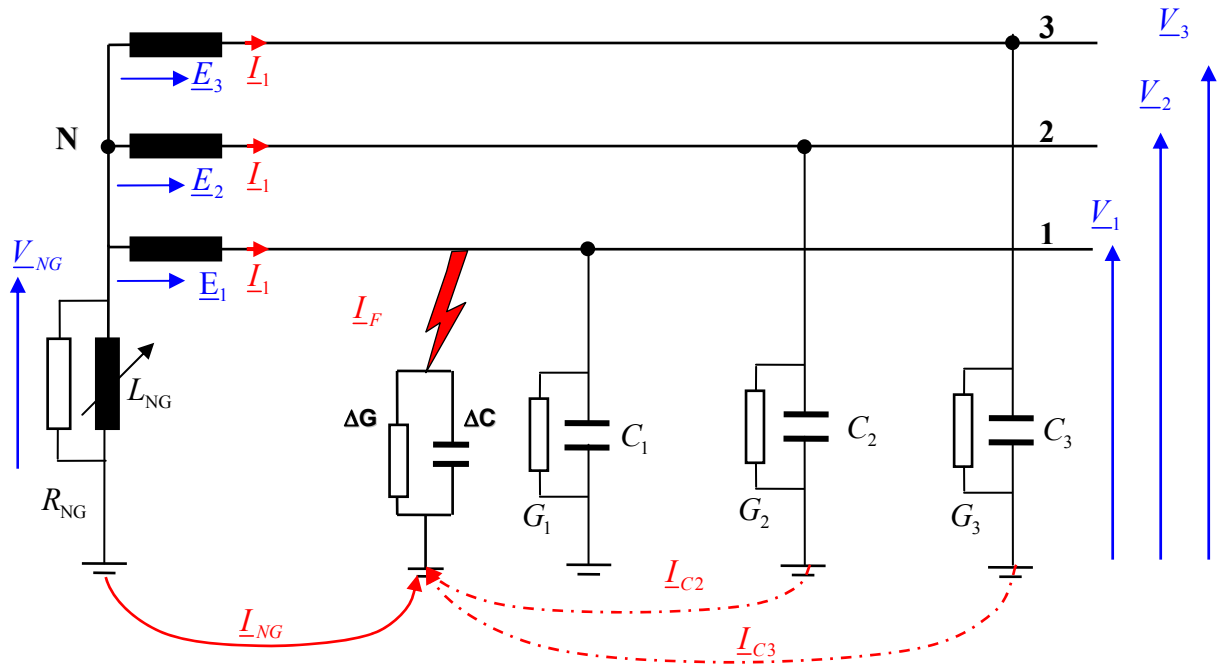
$$\text{Surcompensé pour} \quad |\underline{I}_{NG}| > |\underline{I}_2 + \underline{I}_3| \quad (2.31.b)$$

$$\text{Souscompensé pour} \quad |\underline{I}_{NG}| < |\underline{I}_2 + \underline{I}_3| \quad (2.31.c)$$

L'avantage de cette méthode de mise à la terre du neutre est donc un courant de défaut faible valeur ou nul. Des défauts constitués par des arcs sont éliminés par auto extinction et il est, par ailleurs, possible d'exploiter le réseau en présence d'un défaut monophasé. Par contre, la diminution du courant de défaut rend la détection et localisation d'un défaut résistif plus difficile. L'élément essentiel des réseaux compensés est donc une bobine à inductance variable insérée entre le neutre et la terre. Le type de bobine le plus souvent décrit dans la littérature est à noyau plongeur permettant une variation continue de l'inductance dans un intervalle important. Alors que les premières bobines étaient des bobines à prises ou à commutateur à gradins, les bobines à noyau plongeur apparaissent au cours des années 40. [37, 38, 57]

## 5.2. Cas d'un défaut haute et basse impédance

Dans les paragraphes précédents nous avons présentés l'ancienne méthode de définition ou l'enlève pas compte de l'admittance de défaut des paramètres. Une autre théorie de base plus récente utilisée par Druml ou il introduit dans le calcul l'admittance de défaut et les perturbation de la tension neutre-terre sera présentée comme suite. [39]



**Figure 3. 11:** Circuit simplifié d'un réseau compensé avec un défaut sur la phase 1

Pour la détermination du modèle mathématique, on tient compte des hypothèses suivantes voir Figure 3.11 [53].

- Les capacitances et les conductances phase-terre sont symétriques

et

- Le déséquilibre des phases (capacitif et ohmique) est réduit à la phase 1.

En utilisant les lois de Kirchoff, l'équation suivante peut être écrite dans le cas  $Z_F = 0$

$$I_1 + I_2 + I_3 + I_{NG} = 0 \quad (3.32)$$

avec

$$V_{NG} Y_{NG} = I_{NG} \quad (3.33)$$

et

$$(E_1 + V_{NG}) Y_1 = I_1 \quad (3.34)$$

$$(E_2 + V_{NG}) Y_2 = I_2 \quad (3.34b)$$

$$(E_3 + V_{NG}) Y_3 = I_3 \quad (3.34c)$$

Si nous substituons les équations (3.33) à (3.34c), dans l'équation (3.32), on obtient :

$$V_{NG}Y_{NG} = (E_1 + V_{NG})Y_1 + (E_2 + V_{NG})Y_2 + (E_3 + V_{NG})Y_3 \quad (3.35)$$

En supposant que le système triphasé est symétrique et en utilisant l'abréviation

$a = e^{j120^\circ}$  Avec  $1 + a + a^2 = 0$ , nous pouvons écrire les tensions  $E_2$  et  $E_3$  sous la forme

$$E_2 = a^2 E_1 \quad (3.36)$$

et

$$E_3 = a E_1 \quad (3.37)$$

Si les expressions des tensions  $V_2$  et  $V_3$  sont remplacés dans l'équation (3.35) ci-dessus, nous obtenons:

$$V_{NG}Y_{NG} = -V_{NG}(Y_1 + Y_2 + Y_3) + V_1(Y_1 + a^2 Y_2 + a Y_3) \quad (3.38)$$

et après transformation :

$$\frac{V_{NG}}{E_1} = \frac{Y_1 + a^2 Y_2 + a Y_3}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_{NG}} \quad (3.39)$$

Nommons le numérateur de l'équation (3.39) par  $Y_Z$

$$Y_Z = Y_1 + a^2 Y_2 + a Y_3 = (G + j\omega C)(1 + a^2 + a) + \Delta G + j\omega \Delta C = \Delta G + j\omega \Delta C \quad (3.40)$$

L'admittance totale du réseau  $Y_{n1}$  est :

$$Y_{n1} = Y_1 + Y_2 + Y_3 = (3G + \Delta G) + j\omega(3C + \Delta C) \quad (3.41)$$

Si nous ajoutons,  $Y_{NG}$  à  $Y_{n1}$  l'équation (3.39) peut être réécrite sous la forme:

$$\frac{V_{NG}}{E_1} = \frac{\Delta G + j\omega\Delta C}{(3G + \Delta G + G_{NG}) + j\omega(3C + \Delta C) - j\frac{1}{\omega L}} \quad (3.42)$$

ou

$$\frac{V_{NG}}{E_1} = -\frac{Y_U}{Y_U + Y_W + j(B_C - B_L)} = -\frac{Y_U}{Y_U + Y_0} \quad (3.43)$$

avec

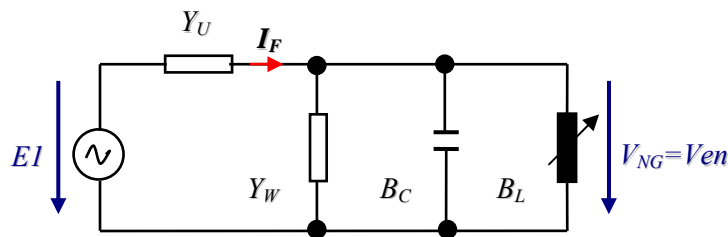
$Y_U = \Delta G + j\omega\Delta C$  : Admittance de déséquilibre dans le défaut

$Y_W = 3G + G_{NG}$  : La composante wattmétrique de l'admittance homopolaire

$B_C = 3\omega C$  : La composante Capacitive de l'admittance homopolaire

$B_L = \frac{1}{\omega L}$  : La composante inductive de l'admittance homopolaire

Le schéma équivalent du circuit de la Figure 3.11 est représenté par la connections d'une source équivalente de Thevenin en série avec une admittance de défaut  $Y_U$ , figure 3.12



**Figure 3. 12** : Schéma équivalent du circuit de la Figure 3.11

Le circuit est décrit par l'équation (3.43), et il est valable aussi bien pour un défaut de terre de faible résistance comme pour le déséquilibre capacitif naturel d'un réseau sain à condition que les hypothèses précédentes soient satisfaites. [40].

## 6. CONCLUSION

Après avoir décrit la structure générale d'un réseau de distribution et le traitement du point neutre et son influence sur le dispositif de protection et sur le comportement du réseau en service normal et lors d'un défaut. Sachons que plusieurs pays ont lancé une modification de la mise à la terre du point neutre, au quelle plusieurs grands chercheurs s'y ont intéressé, nous avons opté pour l'étude des réseaux compensés qui son concerné par ces modifications.

Après une succincte vue d'ensemble de l'histoire des réseaux compensés, les trois paramètres fondamentaux (désaccord, amortissement et asymétrie) qui interviennent dans la théorie de base ont été étudié. La motivation principale pour une mise à la terre du neutre par une bobine, est un aspect essentiel des réseaux compensés, lié à la limitation du courant de défaut lors d'un défaut phase-terre. Un des objectifs de cette limitation est l'auto extinction des défauts constitués par un arc. En service normal, les réseaux compensés ont une tension neutre-terre non nulle dont le module et la phase dépendent des trois paramètres fondamentaux. En faisant varier le désaccord, on obtient les lieux de la tension neutre-terre dans le plan complexe caractérisés par les deux autres paramètres. Ceci concerne le réseau à neutre compensé dans le cas d'un défaut franc. Dans le cas d'un défaut impédant nous avons présenté la théorie de base actuelle qui traite les deux genres de défaut de faible et de haute impédance. Cette étude nous est utile pour la détermination des paramètres du réseau compensé qui sera faite dans le chapitre suivant.

**Chapitre 4**  
**Méthodes de détermination**  
**des paramètres**

## CHAPITRE 4

### METHODES DE DETERMINATION DES PARAMETRES

#### 1. INTRODUCTION

Un résumé sur les méthodes classiques, développées dans des pays où la compensation du neutre est pratiquée depuis de nombreuses années, montre la difficulté du problème et fournit des approches difficiles à réaliser autrefois mais qui deviennent aujourd'hui très intéressantes grâce à l'évolution avancée dans l'électronique et l'informatique.

Au début de l'exploitation des réseaux compensés, l'intérêt principal des mesures des grandeurs du réseau était la détermination du point d'accord pour la bobine de neutre afin d'assurer la compensation du courant capacitif lors d'un défaut à la terre. Puis, le principe le plus répandu pour déterminer les paramètres fondamentaux du réseau est la mesure de l'allure de la tension neutre-terre en faisant varier la bobine de neutre. Les paramètres sont alors déduits des lieux (cercle des lieux) ou du module (courbe de résonance) de la tension neutre-terre. Cette dernière méthode est relativement simple et ne nécessite que la mesure du module de la tension neutre-terre, mais cela pour plusieurs positions de la bobine de neutre. Une variation de la valeur de la bobine pour la mesure est indispensable. Pour ces méthodes, le réseau peut être plus ou moins loin de l'accord pendant la période de mesure.

Nous allons ensuite décrire dans ce chapitre des méthodes de détermination des paramètres fondamentaux qui n'ont pas besoin de variation de la bobine du neutre. Elles sont basées sur une injection de courant active à une ou deux fréquences dans le secondaire de la bobine de neutre. Grâce à ces méthodes, il est possible de déterminer les paramètres tout en gardant le système accordé et de réduire le nombre de manœuvres de la bobine ainsi que le temps de leur acquisition.

Outre l'accord du réseau, la mesure des paramètres peut fournir des informations importantes sur l'état du réseau de distribution. Cet aspect, offre néanmoins des possibilités intéressantes. Notamment, l'observation de l'évolution des grandeurs électriques en ligne.

## 2. DEFAUT ARTIFICIEL A LA TERRE

La méthode de défaut artificiel à la terre se base sur la mesure du courant de défaut artificiel à la terre et en recherchant le minimum du courant par ajustement de la bobine de Petersen [52], la position de résonance et les paramètres du réseau équivalent peuvent être déterminés. Cette méthode n'est actuellement employée que pour contrôler la qualité d'un algorithme de contrôle de l'état du réseau.

## 3. RECHERCHE DU MAXIMUM DE LA TENSION NEUTRE -TERRE

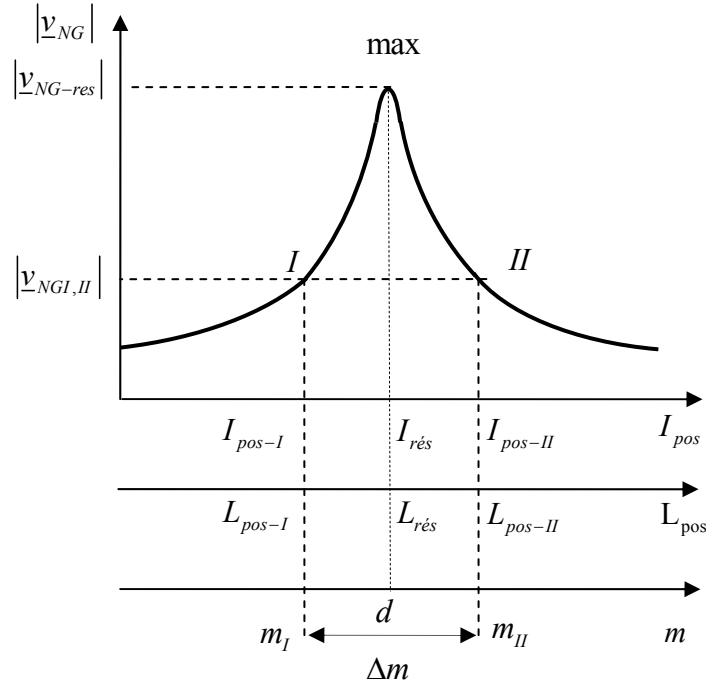
### 3.1 La modulation du désaccord

Un système de régulation développé dans l'ex-Union Soviétique utilise une modulation du désaccord réalisée par la connexion périodique de bobines auxiliaires à un enroulement secondaire la bobine de neutre pour déterminer l'état actuel du réseau [58,59]. Cette méthode ne permet pas l'acquisition des paramètres fondamentaux du réseau, elle n'indique que si le réseau est surcompensé ou souscompensé pour l'instant. La modulation du désaccord peut également être réalisée à l'aide des capacités connectées à l'enroulement secondaire de la bobine. L'inconvénient de cette méthode est son besoin d'une courbe de résonance très pointue, (un réseau à amortissement faible et à asymétrie importante). De plus, elle ne donne pas de résultats fiables à proximité du point de résonance, car la dérivé près du maximum est petite ou nulle. Par conséquent, il n'est pas possible de déterminer le point de résonance avec une grande précision d'autant plus que l'on utilise en réalité le quotient des différences et non la dérivée de la courbe de résonance.

### 3.2 La courbe de résonance

POLL, qui utilise une définition légèrement différente des paramètres fondamentaux, donne une méthode pour calculer les paramètres à partir du maximum de la courbe et de deux autres points sur la courbe ayant le même module [41]. Une méthode analogue est également proposée par le chercheur Winter [35]. Il est possible de généraliser la méthode afin de déterminer les paramètres fondamentaux à partir de trois points quelconques de la courbe de résonance. La méthode proposée utilise trois points distincts sur la courbe de résonance, la tension de résonance  $V_{NG-rés}$  et deux points au-dessous I et au-dessus II de la résonance pour

le même module de la tension neutre-terre  $V_{NGI,II}$  figure 4.1. Pour ces trois points, l'impédance de la bobine de neutre (sous forme de courant de position de la bobine) est connue. Il faut noter que pour l'application de cette méthode, une mesure continue de la courbe de résonance est nécessaire.



**Figure 4.1 :** Détermination des paramètres fondamentaux à partir de la courbe de résonance

Pour le maximum de la courbe de résonance (le désaccord  $m = 0$ ), on obtient à partir du courant de bobine  $I_{pos}$  équation (3.6) la capacité globale phase-terre du réseau  $C$  :

$$C = \frac{1}{\omega^2 L_{rés}} = \frac{I_{rés}}{\omega E_1} \quad (4.1)$$

Où  $I_{rés}$  est le courant de bobine correspondant au maximum de la courbe de résonance.

Cette formulation est équivalente à l'expression  $I_C = I_{rés}$  (le courant capacitif du réseau correspond au courant de bobine du maximum de la courbe de résonance).

Pour ce point, le module se réduit à équation fondamentale (3.20):

$$|v_{NG-rés}| = \frac{|k|}{d} \quad (4.2)$$

En utilisant les relations (3.20) et (4.2), on obtient pour le rapport  $x$  (tension neutre-terre réduite maximal  $|v_{NG-rés}|$  tension neutre-terre réduite aux positions I, II  $|v_{NGI-II}|$ ) :

$$x = \frac{|v_{NG-rés}|}{|v_{NGI,II}|} = \sqrt{1 + \frac{m_{I,II}^2}{d^2}} \quad (4.3)$$

Où le module de l'asymétrie globale  $|k|$  est éliminé. Le rapport  $x$  est connu par les mesures des tensions neutre-terre correspondantes.

En exprimant, le désaccord  $m$  à partir de l'équation (4.3), on obtient:

$$m_{I,II} = \pm d \sqrt{x^2 - 1} \quad (4.4)$$

La différence entre le désaccord des deux points  $m_I$  et  $m_{II}$  est alors :

$$\Delta m = m_{II} - m_I = 2d \sqrt{x^2 - 1} \quad (4.5)$$

Par ailleurs,  $\Delta m$  peut également être exprimé en utilisant la définition du désaccord équation (3.8) et le courant de bobine à raccord  $I_{rés}$  :

$$\Delta m = \frac{I_{pos-II} - I_{pos-I}}{I_C} = \frac{I_{pos-II} - I_{pos-I}}{I_{rés}} \quad (4.6)$$

Il est alors possible de calculer l'amortissement  $d$  et le module de l'asymétrie globale  $|k|$  :

$$d = \frac{I_{pos-II} - I_{pos-I}}{2L_{rés} \sqrt{x^2 - 1}} \quad (4.7)$$

$$|k| = d |v_{NG-rés}| \quad (4.8)$$

Comme nous l'avons déjà mentionné, la mesure de la courbe de résonance ne permet pas le calcul de la phase de l'asymétrie globale  $\underline{k}$ . Si le courant global capacitif  $I_C$  du réseau est

connu, il est possible de graduer l'axe horizontal en utilisant le désaccord  $m$  au lieu du courant de bobine  $I_{pos}$  ou de l'inductance neutre-terre  $L_{pos}$  équation (3.8).

### 3.3 Méthode du maximum de la tension Résiduelle $|V_{NG}|$

Ce algorithme de recherche de maximum de la tension résiduelle. La version améliorée de ce algorithme, est la détermination supplémentaire des paramètres du réseau en utilisant la méthode de  $\sqrt{2}$ . [47]

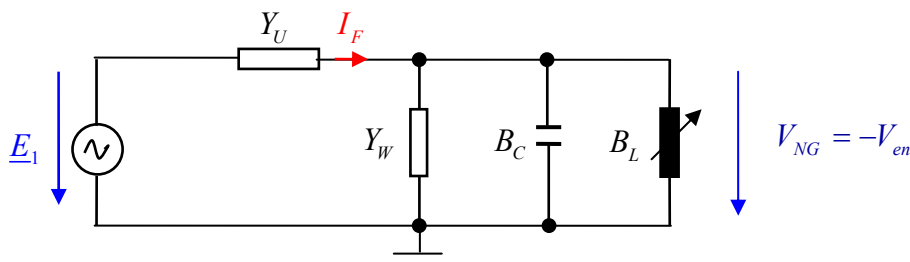
D'après l'équation (3.43) du chapitre 3 est rappelé

$$V_{NG} = -\frac{Y_U}{Y_U + Y_W + j(B_C - B_L)} E_1 \quad (4.9)$$

Avec

$$\begin{aligned} Y_U &= \Delta G + j\omega\Delta C && \text{déséquilibre du au défaut} \\ Y_W &= 3G + G_{NG} && \text{l'admittance totale } Y \\ B_C &= 3\omega C && \text{susceptance capacitive de } Y \\ B_L &= \frac{1}{\omega L_{NG}} && \text{susceptance inductive de } Y \end{aligned}$$

Le circuit équivalent de l'équation (4.9) représenté dans la figure 4.2. Ce circuit est valable pour un défaut d'une seule phase à la terre de faibles valeurs de la résistance active et aussi pour les hautes impédances à condition que les hypothèses précédentes soient satisfaites.



**Figure 4. 2 :** Circuit équivalent monophasé pour un réseau compensé.

Dans La figure 4.3 montre la valeur absolue de  $V_{NG}$  du neutre à la terre dans le défaut (déséquilibre) en fonction de la position de la bobine

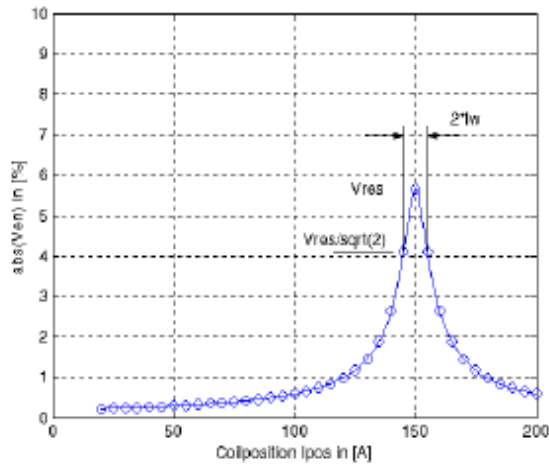


Figure 4.3: la variation de  $V_{NG}$  en fonction de  $I_{pos}$

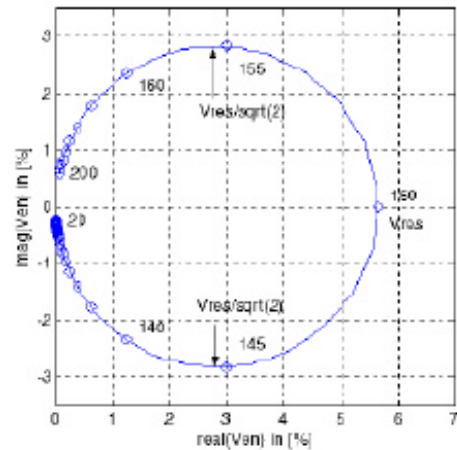


Figure 4.4 : diagramme de lieu de  $V_{NG}$

### 3.3.1 Détermination de la susceptance $B_C$

La courbe de résonance du réseau sain peut être décrite par les trois paramètres suivants :

$V_{res}$  : La tension maximum qui correspondante à la courbe de résonance

$I_{res}$  : Le courant à la position de bobine a  $V_{res}$

$I_W$  : Le courant résistive de  $V_{res}$  l'or d'un défaut de terre de faible résistance

Ces paramètres peuvent être déterminés facilement à partir de la courbe de résonance [39].

A la résonance l'équation (4.9) sera simplifiée à :

$$V_{NG} = -\frac{Y_U}{Y_U + Y_W} E_1 \quad (4.10)$$

### 3.3.2 Détermination de l'admittance wattmétrique $Y_W$

Pour expliquer le sens du courant  $I_W$ , considérons le circuit résonant suivant équivalent au circuit de la figure 4.5 [49]

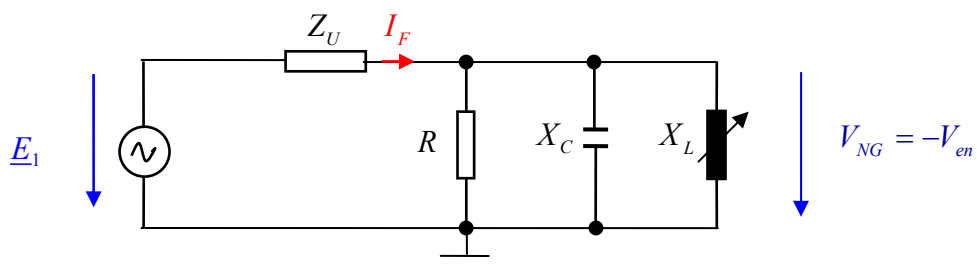


Figure 4.5 : Principe de la résonance parallèle

$$\underline{V}_{NG} = \frac{R // (X_L - X_C)}{\underline{Z}_U + R // (X_L - X_C)} E_1 \quad (4.11)$$

A la résonance  $X_L - X_C = 0$

$$\underline{V}_{NG-res} = \frac{R}{\underline{Z}_U + R} E_1 \approx \frac{R}{\underline{Z}_U} E_1 \quad (4.11a)$$

Divisons l'équation (4.11a) par  $\frac{1}{1+j}$  en aura

$$\underline{V}_{NG-0,7res} = \frac{\frac{R}{1+j}}{\underline{Z}_U + \frac{R}{1+j}} E_1 \approx \frac{R}{\underline{Z}_U(1+j)} E_1 \quad (4.11b)$$

Divisons l'équation (4.11a) par (4.11b) en aura

$$\frac{\underline{V}_{NG-0,7res}}{\underline{V}_{NG-res}} = \frac{\frac{R}{\underline{Z}_U(1+j)} E_1}{\frac{R}{\underline{Z}_U} E_1} = \frac{1}{(1+j)} \quad (4.11c)$$

Ou par équivalence

$$\left| \frac{\underline{V}_{NG-0,7res}}{\underline{V}_{NG-res}} \right| = \left| \frac{1}{(1+j)} \right| = \frac{1}{\sqrt{2}} \quad (4.11d)$$

Ou la relation est limité par  $\left| \frac{V_{NG-0,7Vrés}}{V_{NG-res}} \right| = \frac{1}{\sqrt{2}}$

La position de la bobine  $I_{pos,W} = B_{L,W} E_1$  peut être calculée à partir de l'équation (4.9) sous la forme

$$\left| \frac{V_{NG-0,7Vrés}}{V_{NG-res}} \right| = \frac{1}{\sqrt{2}} = \left| \frac{1}{1 + \frac{j(B_C - B_{L,W})}{Y_U + Y_W}} \right| \approx \left| \frac{1}{1 + \frac{j(B_C - B_{L,W})}{Y_W}} \right| \quad (4.12)$$

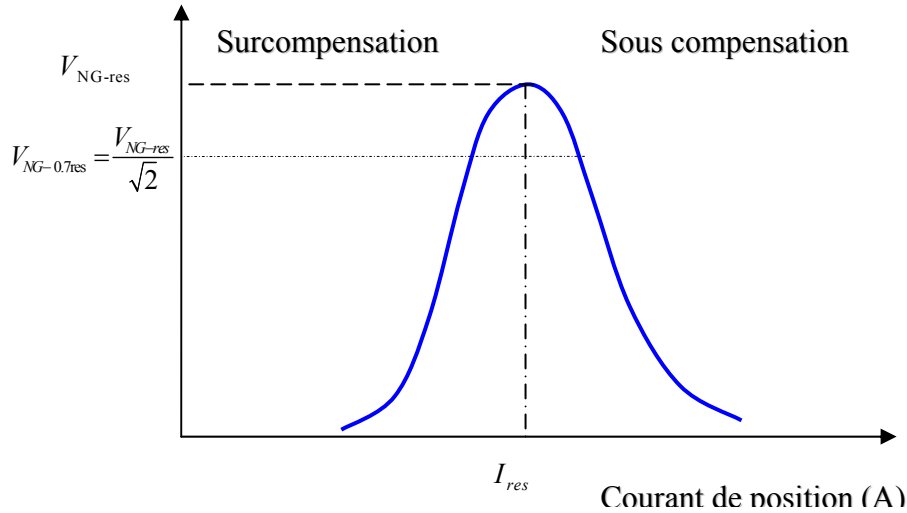
Ou par équivalence

$$(B_C - B_{L,W}) = Y_W \quad (4.13)$$

En multipliant l'équation (4.13) par  $E_1$ , nous obtenons les relations

$$(B_C - B_{L,W})E_1 = I_{res} - I_{pos,W} = Y_W E_1 = I_W \quad (4.14)$$

Par conséquent l'équation (4.14) indique que la différence entre la position de la bobine et le point de résonance  $I_{res}$  où la tension  $V_{NG}$  est réduite à  $V_{NG-0.7res} = \frac{V_{NG-res}}{\sqrt{2}}$  correspond au courant active  $I_W$ .



**Figure 4. 6:** la variation de  $V_{NG}$  en fonction de  $I_{pos}$  pour la détermination de  $I_W$

### 3.4 Algorithme des moindres carrée basé sur $|1/V_{NG}|$

Ce algorithme qui emploie la technique des moindres carrée pour estimer les paramètres du réseau directement à partir d'une partie de la courbe de résonance.

Une sensibilité inférieure contre les perturbations peut être atteinte en utilisant un algorithme basé sur l'inverse de la courbe de résonance en prenant un échantillon de la figure 4.7 [47]

Dans ce cas on considère la valeur absolue de la tension inverse du neutre à la terre

$$\frac{1}{V_{NG}} = \frac{Y_U + Y_W + j(B_C - B_L)}{Y_U E_1} \quad (4.15)$$

Transforment l'équation (4.15) à la forme linéaire en aura

$$\left| \frac{V_{NG}}{E_1} \right|^2 = \frac{1}{\left(1 + \frac{Y_w}{Y_U}\right)^2 + \left(\frac{B_C - B_L}{Y_U}\right)^2} \quad (4.16)$$

Qu'on peut écrire sous la forme

$$\left| \frac{V_{NG}}{E_1} \right|^2 = \frac{1}{|T|^2} \quad (4.17)$$

on peut écrire les équations (4.16) et (4.17) sous la forme

$$-B_L^2 = Y_U^2 + 2Y_U Y_W + Y_W^2 + B_C^2 - 2B_C B_L - Y_U^2 |T|^2 \quad (4.18)$$

Avec

$$x_1 = B_C$$

$$x_2 = Y_U^2$$

$$x_3 = Y_U^2 + 2Y_U Y_W + Y_W^2 + B_C^2$$

En prenant  $n$  mesures différentes de  $|T_n|^2$  et  $B_{Ln}$  l'équation (4.18) peut s'écrire sous la forme

$$\begin{pmatrix} -2B_{L11} & |T_1|^2 & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ -2B_{L1n} & |T_n|^2 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -B_{L1}^2 \\ \vdots \\ -B_{Ln}^2 \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

Cette équation (4.19) peut être résolue par la méthode des moindres carrée [24], pour nous donner les valeurs estimées des trois paramètres homopolaires

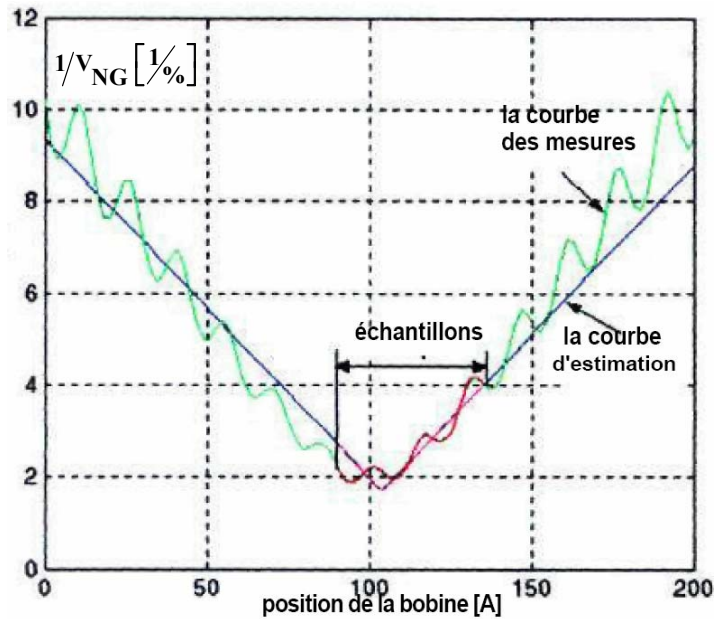


Figure 4. 7: Courbe de résonance inverse estimée à partir des échantillons

## 4. LE CERCLE DES LIEUX

### 4.1 Cas d'une bobine à noyau plongeur

Une quatrième méthode pour déterminer les paramètres fondamentaux du réseau s'appuie sur le cercle de lieux de la tension réduite neutre-terre  $\underline{v}_{NG}$ . Elle nécessite également la connaissance du cercle entier, mais il est possible de déduire les paramètres du cercle à partir de quelques points discrets [56].

Une fois le cercle entier connu, les paramètres fondamentaux du réseau peuvent être déterminés de la manière suivante :

Un point particulier du cercle qui, lui, passe par l'origine du plan complexe est le point le plus éloigné de l'origine  $\underline{v}_{NG-rés}$  point correspond à l'accord du réseau, au désaccord  $m = 0$ , et au maximum de la courbe de résonance. Pour ce point, l'équation fondamentale (3.19) se réduit à

$$\underline{v}_{NG-rés} = \frac{k}{jd} \quad (4.20)$$

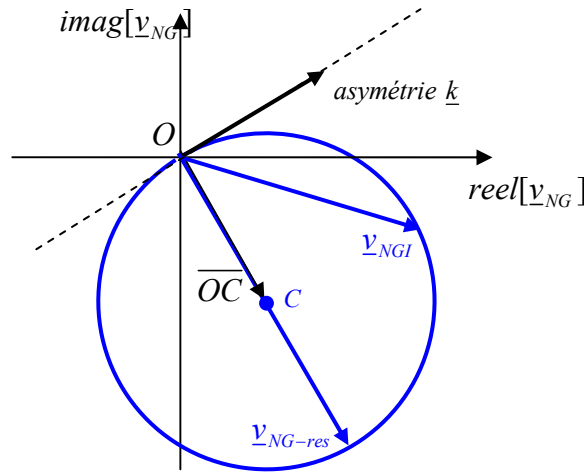
d étant une grandeur scalaire, la phase de l'asymétrie globale du réseau peut être déduite de l'équation (4.20) :

$$\arg(\underline{k}) = \arg(\underline{v}_{NG-res}) + \frac{\pi}{2} \quad (4.21)$$

Géométriquement, l'orientation de  $\underline{k}$  dans le plan complexe est donnée par la droite perpendiculaire au vecteur  $\underline{v}_{NG-res}$  Figure 4.8

En supposant que l'impédance de la bobine est connue pour chaque point du cercle, on obtient, par analogie avec la démarche développée pour la courbe de résonance, le courant capacitif du réseau  $I_C$  qui est égal au courant de bobine à l'accord  $I_{rés}$

Selon l'équation fondamentale (3.19), pour chaque point I du cercle la tension neutre-terre vaut



**Figure 4.8 :** Détermination des paramètres fondamentaux à partir du cercle des lieux

$$\underline{v}_{NGI} = \frac{\underline{k}}{m_I + jd} \quad (4.22)$$

Nous choisissons la notation du dénominateur par  $\underline{D}_n$  d'où l'argument du  $\underline{D}_n$  est alors fourni par:

$$\arg(\underline{D}_n) = \arg(m_I + jd) = \arg(\underline{k}) - \arg(\underline{v}_{NGI}) \quad (4.23)$$

L'argument du dénominateur  $\underline{D}_n$  dans l'équation (4.22) est également déterminé par la relation :

$$\tan \left[ \arg(\underline{D}_n) \right] = \frac{d}{m_I} \quad (4.24)$$

L'amortissement  $d$  se calcule alors pour le point I :

$$d = m_I \tan \left[ \arg(\underline{k}) - \arg(\underline{v}_{NGI}) \right] \quad (4.25)$$

Avec cette information, le module de l'asymétrie globale  $\underline{k}$  peut être calculé à partir de l'équation (4.20) avec le point de tension neutre-terre maximale  $\underline{v}_{NG-rés}$  ou avec chaque autre point du cercle.

#### 4.2 Le cas d'une bobine réglable à pas discrets

Les méthodes d'acquisition des paramètres fondamentaux à partir de la courbe de résonance ou du cercle des lieux, présentées dans les paragraphes précédents supposent que l'amortissement  $d$  du réseau reste constant sur toute la plage de régulation de la bobine du neutre, (pour toutes les valeurs du désaccord  $m$ ). Ceci est équivalent avec l'hypothèse que la résistance  $R$  équation (3.11), qui regroupe toutes les résistances à la terre du réseau, reste constante. Cette condition n'est strictement réunie pour aucune configuration de l'impédance de neutre. Même pour une bobine à noyau plongeur, cette valeur n'est constante qu'en première approximation. Sa résistance neutre-terre virtuelle  $R_{NG}$  et l'inductance neutre-terre virtuelle  $L_{NG}$  résultent de la transformation série-parallèle de la résistance de l'enroulement et de l'inductance de la bobine. La résistance virtuelle  $R_{NG}$  varie donc également avec la variation de l'inductance. En pratique, on essaie de minimiser cette influence en choisissant une bobine de neutre à facteur de qualité élevé en parallèle avec une résistance d'amortissement supplémentaire qui, elle, reste constante.  $R_{NG}$  est alors surtout déterminée par la résistance d'amortissement et non par la résistance de l'enroulement de la bobine. Une mesure supplémentaire consiste à faire varier le diamètre du fil des enroulements de la bobine afin de garder la résistance neutre-terre virtuelle  $R_{NG}$  constante.

En tout cas, le facteur de qualité de l'impédance neutre-terre varie avec la valeur de l'inductance si la résistance neutre-terre parallèle  $R_{NG}$  reste constante sur la plage de régulation.

Pour une bobine de neutre à pas discrets, réalisé par une bobine à prises ou par un système de plusieurs bobines connectables en parallèle, la résistance neutre-terre varie en fonction de la

prise ou de la configuration choisie. Dans ce cas, l'amortissement ne peut pas être considéré constant et l'hypothèse avec laquelle les paramètres fondamentaux ont été déterminés dans les paragraphes précédents n'est plus valable.

Le facteur de qualité  $Q$  de la bobine de neutre peut être exprimé en utilisant la valeur de l'inductance  $L_{NG}$  de la bobine et la valeur de la résistance  $R_{NG}$  en parallèle figure 3.4

$$Q = \frac{R_{NG}}{\omega L_{NG}} \quad (4.26)$$

Si l'on considère que le facteur de qualité reste constant pour chaque configuration de la l'amortissement  $d$  du réseau définie dans l'équation (3.10) peut être exprimé en fonction du facteur de qualité  $Q$

$$d = \frac{1}{\omega^2 C Q L_{NG}} \quad (4.27)$$

L'inductance de la bobine de neutre  $L_{NG}$  est une fonction du désaccord  $m$  (équation 3.9)

$$L_{NG} = \frac{1}{\omega^2 C [m + 1]} \quad (4.28)$$

L'amortissement devient alors une fonction du désaccord  $m$ . La substitution de  $L_{NG}$  dans l'équation (4.27) fournit :

$$d = d(m) = \frac{1}{Q} [m + 1] \quad (4.29)$$

Si le facteur de qualité  $Q$  est constant, l'amortissement  $d$  dépend donc linéairement du désaccord  $m$ . La tension réduite de déplacement neutre-terre devient alors, en remplaçant l'amortissement  $d$  dans l'équation fondamentale (3.19) par l'équation (4.29)

$$v_{NG} = \frac{k}{m + j \frac{1}{Q} [m + 1]} \quad (4.30)$$

La figure 4.9 représente les lieux de la tension neutre-terre d'un réseau compensé à facteur de qualité de la bobine de neutre  $Q$  constant ( $Q = 10$ ). Ces lieux forment toujours un cercle. Dont le vecteur  $\overline{OC}$  montre une orientation différente par rapport aux vecteurs  $\overline{OC}$  correspondants aux cercles à amortissement fixe qui sont également représentés. La courbe de résonance correspondante est représentée figure 4.10. Les valeurs pour l'amortissement  $d$  de cet exemple ont été choisies un peu supérieures à celles des cercles des lieux dans la figure 3.5 afin de mieux illustrer le phénomène.

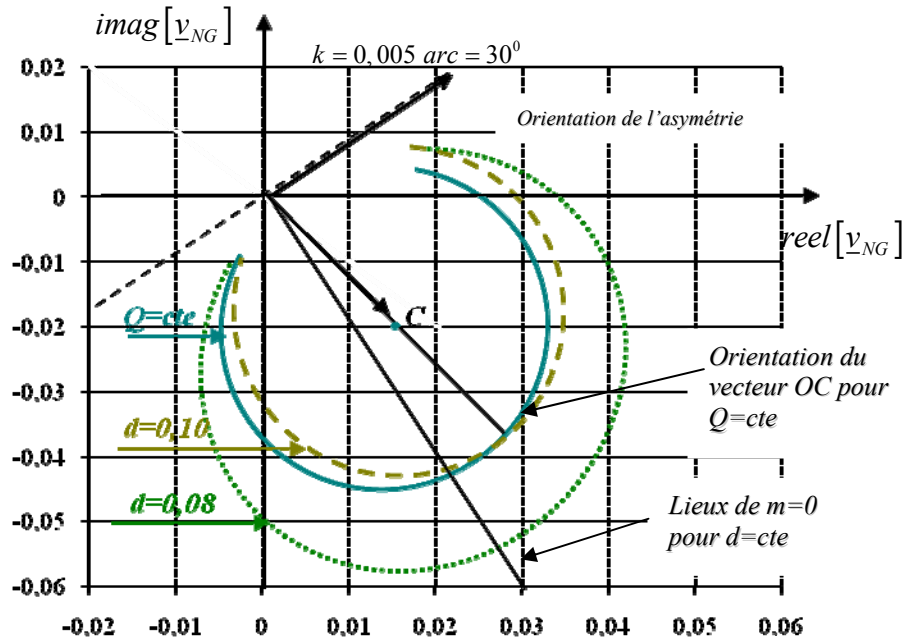


Figure 4. 9: Lieux de la tension neutre-terre avec  $Q=10$  de la bobine du neutre

La détermination des paramètres fondamentaux avec les méthodes classiques, (la détermination à l'aide du cercle des lieux ou de la courbe de résonance), aurait donc fourni des résultats erronés notamment le point d'accord virtuel (maximum de la courbe de résonance ou point extrême du cercle) ne correspond pas à l'accord réel du réseau.

Si l'amortissement n'est plus lié au désaccord de façon linéaire (utilisation de plusieurs bobines de neutre en parallèle à facteurs de qualité différents), il est possible que les méthodes classiques pour déterminer les paramètres et, par conséquent, pour accorder le réseau, ne soient plus applicables du tout.

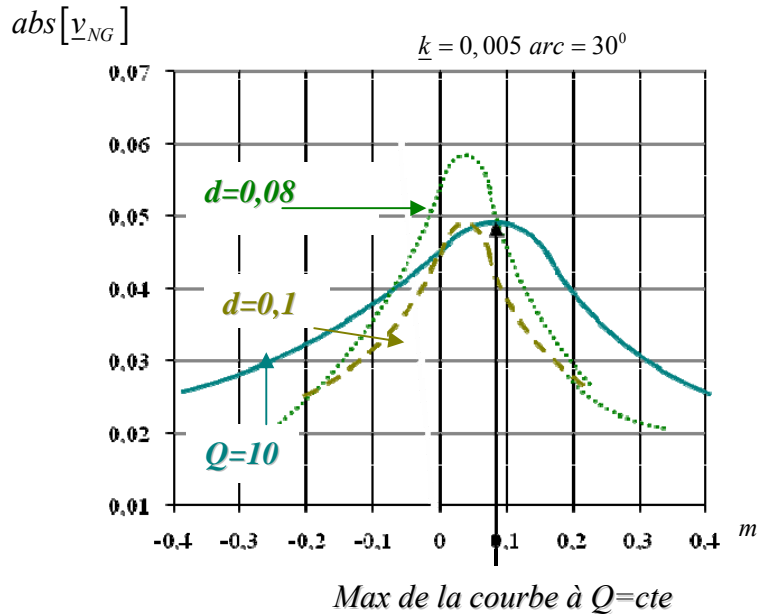


Figure 4.10 : Courbe de résonance à facteur de qualité de la bobine de neutre constant.

## 5. MESURE DES PARAMETRES AVEC INJECTION DE COURANT

### 5.1 Historique de l'injection de courant

La détermination des paramètres fondamentaux d'un réseau compensé à partir d'une injection d'un courant de mesure dans le circuit homopolaire du réseau [55]

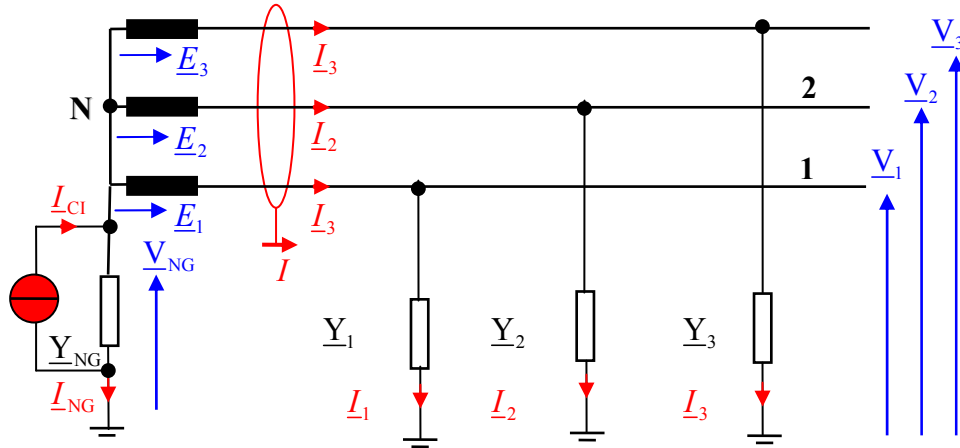
Dans les années trente et quarante, une injection active dans le neutre a été utilisée pour accorder le réseau [38, 57], Le problème principal était la distinction entre la tension neutre-terre due à cette injection active et la tension neutre-terre naturelle préexistante.

Grâce aux techniques d'acquisition et traitement de données en temps réel que nous avons aujourd'hui à notre disposition, ce problème n'existe pratiquement plus. Il s'est avéré que le principe d'injection d'un courant dans le neutre du réseau se laisse très bien intégrer dans la théorie des réseaux compensés.

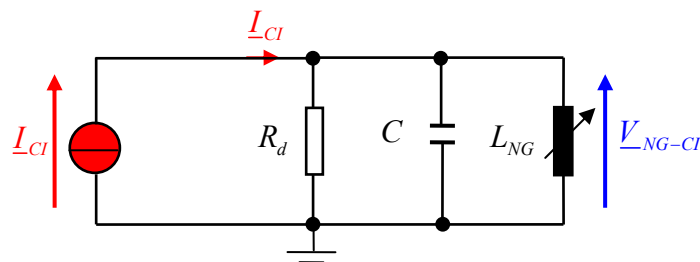
### 5.2 Le principe du système d'injection

Dans la figure 4.11, le système d'injection est représenté par une source de courant connectée en parallèle avec l'impédance du neutre. Le courant injecté  $\underline{I}_{CI}$  est supposé connu.

Afin de calculer la tension neutre-terre  $V_{NG-CI}$  due à l'injection, il suffit de remplacer les sources de tension du schéma équivalent par des courts-circuits et de ne garder que la source du courant d'injection figure 4.12.



**Figure 4. 11 :** Schéma équivalent d'un réseau compensé avec injection active d'un courant dans le neutre



**Figure 4. 12 :** Schéma équivalent du réseau avec injection du courant dans le système homopolaire

Les grandeurs électriques du réseau se calculent ensuite par la superposition des valeurs préexistantes sans injection aux valeurs dues à l'injection.

Nous observons qu'à ce niveau, une injection active d'un courant dans une phase donne le même schéma équivalent et est, effectivement, strictement équivalente avec une injection dans le neutre. Il s'agit, dans les deux cas, d'une injection dans le circuit à la terre du réseau.

En pratique, il est de loin plus avantageux d'injecter un courant dans le neutre d'un réseau MT. Toutefois, lors des expériences sur un modèle électrique d'un réseau MT, l'injection dans une phase a été utilisée pour des raisons de facilité de réalisation [54].

La tension neutre-terre  $V_{NG-CI}$  due à l'injection du courant  $I_{CI}$  dans le système homopolaire est :

$$\underline{V}_{NG-CI} = \frac{\underline{I}_{CI}}{\underline{Y}_{NG} + \underline{Y}} \quad (4.31)$$

L'injection permet donc de mesurer la somme de l'admittance totale phase-terre  $\underline{Y}$  et de l'admittance neutre-terre  $\underline{Y}_{NG}$  du réseau. Cette somme représente l'admittance homopolaire qui, dans le cas du réseau compensé, forme un circuit oscillant.

En décomposant les admittances en leurs parties réelles et imaginaires, il est possible d'exprimer la tension neutre-terre due à l'injection  $\underline{V}_{NG-CI}$  en utilisant les paramètres fondamentaux :

$$\underline{V}_{NG-CI} = \frac{1}{m + jd} \frac{j\underline{I}_{CI}}{\omega C} \quad (4.32)$$

Nous remarquons que nous retrouvons le même dénominateur que pour l'équation fondamentale (3.19). Ceci nous amène à définir un déséquilibre  $\underline{k}_{CI}$  dû à l'injection par analogie avec l'asymétrie  $k$  du réseau. La tension réduite neutre-terre due à l'injection  $\underline{v}_{NG-CI}$  s'écrit alors :

$$\underline{v}_{NG-CI} = \frac{\underline{k}_{CI}}{m + jd} \quad (4.33)$$

Avec le déséquilibre d'injection  $\underline{k}_{CI}$

$$\underline{k}_{CI} = \frac{j\underline{I}_{CI}}{\omega C E_1} \quad (4.34)$$

Le déséquilibre d'injection  $\underline{k}_{CI}$  dépend du courant injecté  $\underline{I}_{CI}$  et est pratiquement connu si on connaît le module et la phase de  $\underline{I}_{CI}$ . Physiquement, ce déséquilibre est localisé au niveau du jeu de barres du poste source et non sur un de ses départs.

Comme nous l'avons déjà mentionné, la tension neutre-terre est une superposition de la tension neutre-terre préexistante l'équation fondamentale (3.19) et de la tension neutre-terre due à l'injection. Il en résulte pour la tension neutre-terre réduite  $\underline{v}_{NG}$  dans le cas d'une injection :

$$\underline{v}_{NG} = \frac{\underline{k}}{m + jd} + \frac{\underline{k}_{CI}}{m + jd} \quad (4.35)$$

Une injection modifie donc la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$  du réseau. Cette modification permet déjà, en utilisant les courants résiduels correspondants, le calcul des asymétries et admittances phase-terre du réseau et de chacun de ses départs selon la méthode présentée dans le paragraphe précédent. En particulier, la capacité totale phase-terre  $C$  du réseau, qui intervient dans le calcul du déséquilibre d'injection  $\underline{k}_{CI}$  équation (3.28) peut ainsi être déterminée grâce aux deux paires de mesures des grandeurs électriques du réseau disponibles sans et avec injection. Il suffit de connaître la valeur de l'inductance neutre-terre  $L_{NG}$  ou le courant de bobine  $I_{pos}$  pour calculer la capacité totale phase-terre  $C_t$  sans être obligé d'utiliser les courants résiduels[29]. Soit  $\underline{v}_{NGa}$  la tension réduite neutre-terre sans injection et  $\underline{v}_{NGb}$  celle avec injection, il est possible de déterminer la partie de la tension réduite neutre-terre due à l'injection  $\underline{v}_{NG-CI}$  par la différence complexe des deux valeurs équations (3.19), (4.33) et (4.35).

$$\underline{v}_{NG-CI} = \underline{v}_{NGb} - \underline{v}_{NGa} = \frac{\underline{k}_{CI}}{m + jd} \quad (4.36)$$

Comme le déséquilibre d'injection  $k$  est connu équation. (4.34), il est possible de déduire la valeur du dénominateur :

$$\underline{D}_n = m + jd = \frac{\underline{k}_{CI}}{\underline{v}_{NG-CI}} = \frac{j\underline{I}_{CI}}{\omega C \underline{v}_{NG-CI} E_1} = \frac{j}{\omega C} \frac{\underline{I}_{CI}}{\underline{v}_{NG-CI}} \quad (4.37)$$

Le quotient  $\underline{v}_{NG-CI} / \underline{I}_{CI}$  revient à une mesure directe de l'impédance à la terre du réseau (L'impédance homopolaire), de l'admittance neutre-terre  $\underline{Y}_{NG}$  en parallèle avec l'admittance globale phase-terre  $\underline{Y}$  du réseau figure 4.13

$\left\{ \begin{array}{l} \text{En souscompensation (m < 0)} \\ \text{A l'accord (m = 0)} \\ \text{En surcompensation (m > 0)} \end{array} \right\}$  du réseau, l'admittance virtuelle à la terre du réseau

$(\underline{Y}_{NG} + \underline{Y})$  est  $\left\{ \begin{array}{l} \text{capacitive} \\ \text{purement résistive} \\ \text{inductive} \end{array} \right\}$  pour la fréquence fondamentale et la tension neutre-terre

$\underline{v}_{NG-CI}$  due à l'injection  $\left\{ \begin{array}{l} \text{en retard} \\ \text{en phase} \\ \text{en avance} \end{array} \right\}$  par rapport au courant injecté  $\underline{I}_{CI}$ .

La partie réelle du dénominateur correspond au désaccord  $m$  et sa partie imaginaire à l'amortissement  $d$  du réseau :

$$m = \text{reel}(\underline{D}_n) \quad (4.38)$$

$$d = \text{imag}(\underline{D}_n) \quad (4.38b)$$

Il est également possible de calculer l'asymétrie globale  $k$  du réseau à partir de l'équation fondamentale (3.19) en utilisant la mesure sans injection ( $\underline{v}_{NGa}$ ) :

$$\underline{k} = \underline{D}_n \underline{v}_{NGa} = (m + jd) \underline{v}_{NGa} \quad (4.39)$$

La figure 4.13 représente le déplacement de la tension neutre-terre réduite  $\underline{v}_{NG}$  due à l'injection pour trois points ( $m = 0$ ,  $m = \pm 0,001$ ) et ceci pour un courant d'injection  $\underline{I}_{CI}$  fixe. Pour cet exemple, le courant injecté est supposé en phase avec la tension de référence, il est représenté par un vecteur réel dans le plan complexe voir figure 4.13. L'argument de l'asymétrie supplémentaire  $\underline{k}_{CI}$  dû à l'injection est par conséquent positive imaginaire équation (4.34). Le module du déséquilibre  $\underline{k}_{CI}$  est choisi de 20% de l'asymétrie  $\underline{k}$  préexistante naturelle.

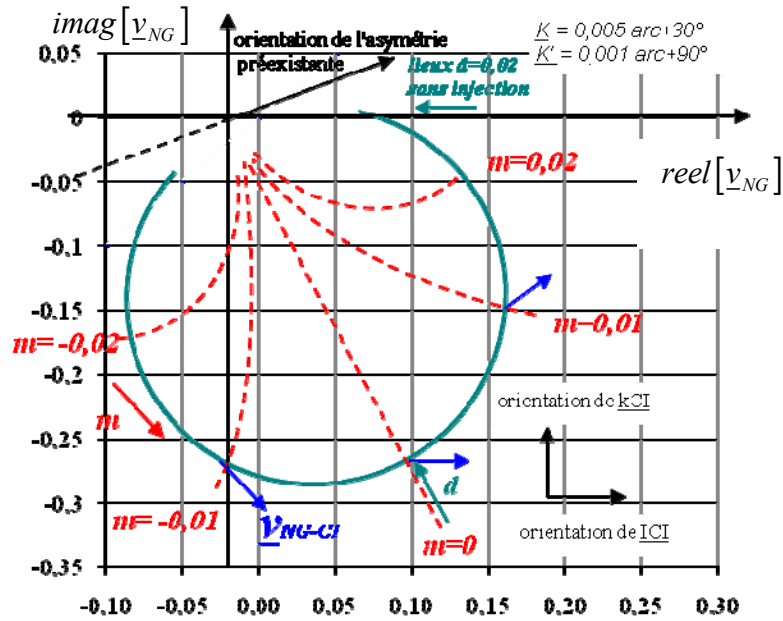


Figure 4. 13: Variation de la tension neutre-terre due à l'injection d'un courant de mesure dans le neutre

La précision de la mesure du désaccord  $m$  et de l'amortissement  $d$  avec l'injection dépend en partie de la précision avec laquelle l'argument du dénominateur  $D_n$  équation (4.32) peut être déterminée. Pour des valeurs de  $m \ll d$ , près de l'accord, la mesure du désaccord  $m$  est moins précise que la mesure de l'amortissement  $d$ , car la partie imaginaire du dénominateur (l'amortissement  $d$ ) est prédominante dans ce cas.

La détermination des paramètres fondamentaux avec le système d'injection est toutefois aussi ou même plus précise que leur détermination avec le cercle des lieux ou avec la courbe de résonance. Si le système d'injection est actif, le courant résiduel total du réseau  $\underline{I}$ , n'est plus l'opposé au courant neutre-terre  $\underline{I}_{NG}$  tel que défini dans la figure 4.11, car il faut tenir compte du courant injecté  $\underline{I}_{CI}$  dans le nœud du neutre figure 4.10:

$$\underline{I} = \underline{I}_{CI} - \underline{I}_{NG} \quad (4.40)$$

Comme nous l'avons déjà mentionné, la connaissance de la capacité totale phase-terre  $C$  est supposé pour le calcul des paramètres fondamentaux avec l'algorithme d'injection. Sa valeur peut être calculée avec l'algorithme des admittances équation (4.27) à partir du courant résiduel global du réseau  $\underline{I}$  et de la tension neutre-terre  $\underline{v}_{NG}$ . Indépendamment du courant résiduel global,  $C$  peut aussi être calculé à partir des mesures du courant injecté  $\underline{I}_{CI}$  et de la

tension neutre-terre  $v_{NG-CI}$  due à l'injection en utilisant la position de la bobine (courant de bobine  $I_{pos}$  ou inductance neutre-terre  $L_{NG}$ ) qui est en général connue. A partir de l'équation (4.32), on obtient pour le produit  $q$  du désaccord et de la capacité globale phase-terre:

$$q = mC = \operatorname{Re} \left[ \frac{\underline{I}_{CI}}{\omega \underline{v}_{NG-CI}} \right] \quad (4.41)$$

Ce produit peut être calculé avec tes mesures de la tension neutre-terre et du courant injecté. En utilisant la définition du désaccord  $m$  équations (3.8) et (3.7), on obtient pour la capacité totale phase-terre  $C$  la relation suivante:

$$C = \frac{I_{pos}}{\omega E_1} - q \text{ en fonction du courant de bobine } L_{pos} \quad (4.42)$$

$$C = \frac{1}{\omega^2 L_{pos}} - q \text{ en fonction de l'inductance neutre-terre } L_{pos} \quad (4.43)$$

La capacité totale phase-terre  $C$  du réseau peut donc être déterminée par l'injection d'un signal de mesure sans utilisation du courant résiduel global  $\underline{I}$  du réseau, si la valeur de l'inductance de neutre  $L_{NG}$  ou la grandeur équivalente du courant de bobine  $I_L$  sont connues. [29]

### 5.3 La réalisation et les avantages du système d'injection

Comme déjà mentionné ci-dessus, la méthode la plus pratique pour réaliser un système d'injection est l'injection d'un courant dans le circuit du neutre du réseau compensé.

Deux autres méthodes théoriquement équivalentes sont l'injection d'un courant dans une phase ou l'injection d'une tension en série avec l'impédance du neutre [55]. La première solution nécessiterait une injection dans une phase côté MT du réseau, le dispositif d'injection relatif à la deuxième solution doit être dimensionné pour le courant maximal dans le neutre dans le cas d'un défaut franc et, en même temps, pour la tension nominale simple aux bornes ce dispositif pour le même cas.

L'injection d'un courant en parallèle avec la bobine de neutre est plus facilement réalisable.

En utilisant un enroulement secondaire de la bobine ou un transformateur de tension supplémentaire entre le neutre et la terre, l'injection peut se faire en basse tension avec les alimentations auxiliaires 220 V du poste source.

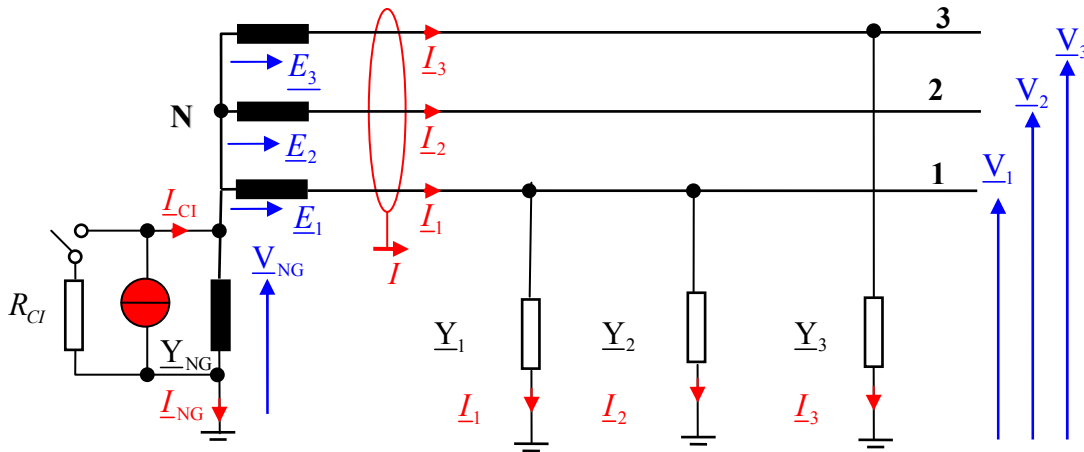
Le système d'injection était constitué par l'alimentation auxiliaire et quelques résistances de radiateurs électriques branchées sur l'enroulement secondaire de la bobine. Dans ce cas, la source de courant n'était pas une source de courant idéale mais une source de courant avec une résistance interne. Néanmoins, si on mesure le courant injecté, i.e. le courant aux bornes de la source, la théorie présentée ici reste strictement valable.

Il faut être conscient du fait que l'ajout de la résistance de la source de courant en parallèle avec la résistance de la liaison neutre-terre figure 4.14 modifie virtuellement l'amortissement du réseau. Si la résistance interne du système d'injection reste branchée après l'injection, le cercle des lieux de la tension neutre-terre sera altéré.

Grâce au fait que l'on n'effectue que des mesures ponctuelles et que le système d'injection en dehors de ces mesures est débranché, le cercle des lieux du réseau n'est pas modifié par l'équipement supplémentaire.

L'avantage principal du système d'injection est, outre son coût modéré, la possibilité de déterminer les paramètres du réseau sans variation de la bobine du neutre. Cela permet de maintenir le réseau quasiment en permanence à l'accord et diminue de façon significative le nombre de manœuvres. Le système d'injection évite aussi les problèmes liés à des impédances de neutre à partie résistive variable paragraphe 3.2, pour qui les méthodes classiques peuvent donner des résultats erronés. Le système d'injection fournit des paramètres valables pour le point de fonctionnement actuel du réseau déterminé par la valeur actuelle de l'impédance de neutre[29]. La possibilité de mesurer les paramètres fondamentaux sans acquisition du cercle des lieux ou de la courbe de résonance rend l'utilisation d'un système de bobines à pas discrets relativement espacés et à amortissement quelconque possibles. Grâce à ces propriétés, le système d'injection impose moins de contraintes pour la construction des bobines. Par conséquent, il est possible d'équiper les postes sources avec des bobines à construction plus simples et moins coûteuses.

Un autre avantage considérable est le temps d'acquisition des paramètres qui est très réduit par rapport aux autres méthodes. Elle ne nécessite que deux mesures (sans et avec injection, sans variation de la bobine de neutre) qui peuvent être très rapprochées; il ne faut attendre que la fin de la phase transitoire après la connexion du système d'injection pour la deuxième mesure. L'acquisition peut donc être effectuée en quelques secondes, tandis que les méthodes classiques nécessitent des variations plus lentes de l'impédance de neutre.



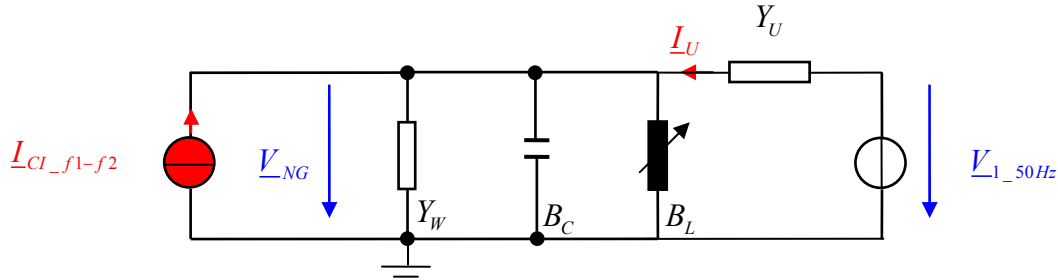
**Figure 4. 14:** Schéma équivalent du réseau avec système d'injection d'un courant dans le neutre

Pour une mesure précise du cercle des lieux ou de la courbe de résonance il est préférable d'avoir un réseau à asymétrie importante avec une tension neutre-terre significative autour de l'accord. Or, l'asymétrie préexistante du réseau n'est pas toujours importante, surtout pour un réseau à caractère souterrain. Ceci amène parfois l'exploitant à baisser l'amortissement ou à augmenter artificiellement l'asymétrie pour l'acquisition des courbes et des paramètres. L'acquisition des paramètres fondamentaux avec le système d'injection est complètement indépendant de l'asymétrie préexistante  $\underline{k}$  ; elle est même possible pour le cas  $\underline{k} = 0$  [29]

## 6. MESURE DES PARAMETRES AVEC INJECTION DE DEUX FRERQUENCES

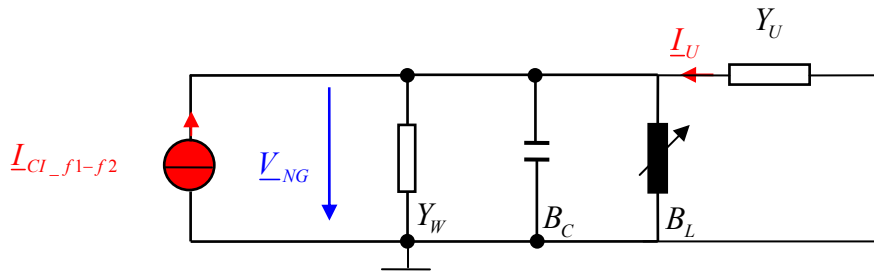
### 6.1 Le principe du système d'injection de deux fréquences

Tous les algorithmes existants sont basés sur le fait que la tension résiduelle est produite soit par le déséquilibre naturel du réseau soit par l'injection artificielle d'un courant de 50 hertz. Ces méthodes supposent, que pendant la période de calcul, aucun changement, ni dans le réseau ni du courant de charge, ne se produit. Il faut savoir, que la période de calcul peut durer de plusieurs secondes jusqu'à plusieurs minutes. En réalité il y'a plusieurs situations où ces hypothèses ne sont pas valables, par exemple dans l'industrie lourde où les réseaux sont symétriques et à grande variation de charge. Le nouvel algorithme CIF (Contrôle par Injection de Fréquences) [44] supprime l'interférence de 50 hertz du courant de charge, en employant des fréquences inégales à 50 hertz pour la mesure et l'évaluation des paramètres. Le circuit équivalent simplifié de l'injection du courant tel qu'il est présenté par la Figure 4.15



**Figure 4.15:** Circuit équivalent avec l'injection de courants à deux fréquences

Se transforme dans le cas de l'injection de courants avec des fréquences inégales à 50 hertz au circuit présenté par la Figure.4.16



**Figure 4.16:** Circuit équivalent avec injection d'un courant différent de 50Hz

Pour la fréquence  $f_n$ , l'admittance vue du point d'injection du courant, peut être décrite par :

$$\underline{Y}_{CI\_fn} = \frac{\underline{I}_{CI\_fn}}{\underline{V}_{NG\_fn}} = \underline{Y}_U + Y_W + j \left( \omega_n C + \frac{1}{\omega_n L} \right) \quad (4.44)$$

Pour un réseau symétrique avec une faible admittance  $\underline{Y}_U$  cela résulte en:

$$\underline{Y}_{CI\_fn} = \frac{\underline{I}_{CI\_fn}}{\underline{V}_{NG\_fn}} \approx Y_W + j \left( \omega_n C + \frac{1}{\omega_n L} \right) \quad (4.45)$$

En injectant deux fréquences différentes  $f_1$  et  $f_2$  on obtient deux équations complexes avec trois variables, qui satisfont la solution suivante. [45] :

$$Y_W = \text{real} \left\{ \frac{\underline{I}_{f1}}{\underline{V}_{NG\_f1}} \right\} \quad (4.46)$$

$$C = \frac{\text{imag}(Y_{CI\_f1})\omega_1 - \text{imag}(Y_{CI\_f2})\omega_2}{\omega_1^2 - \omega_2^2} \quad (4.47)$$

$$L = \frac{1}{\omega_1(-\text{imag}(Y_{CI\_f1}) + \omega_1 C)} \quad (4.48)$$

En supposant qu'un système linéaire permet l'injection d'un courant à deux fréquences et l'évaluation de l'admittance correspondante  $Y_{CI\_fn}$  en même temps. Ceci a pour conséquence des possibilités de mesure très rapides et dépend plus ou moins des fréquences et des algorithmes de filtre utilisés [48]. La durée de la mesure est généralement de l'ordre de 240 ms.

## 6.2 Avantage de l'injection de deux fréquences

Les points suivants énumèrent les avantages principaux de ce nouvel algorithme (CIF):

- Mesure très rapide
- Applicable aussi aux réseaux symétriques
- Détermination de la somme de toute les bobines de Petersen, en incluant toutes les bobine fixes reparties dans la région de compensation.
- Suppression de l'interférence de 50 hertz

## 6.3 Conditions additionnelles

Selon la courbe de résonance et le mode de fonctionnement normal du réseau, certaines conditions additionnelles doivent être satisfaites pour l'injection du courant.

- Le courant injecté devrait être d'amplitude variable pour s'adapter aux pertes dues aux différents états de commutation du réseau. Un des critères les plus utilisés pour la détection de défaut de terre est la tension homopolaire. Dans de petits réseaux les pertes sont plus faibles, de sorte qu'un faible courant devrait être injecté, afin de ne pas dépasser le niveau de seuil du système de détection de défaut de terre, particulièrement dans le point de résonance. D'un autre côté, dans des situations de grand désaccord, un faible courant injecté ne fournira pas une mesure fiable de la tension résiduelle  $V_{NG-fn}$ . Dans ce cas un courant injecté de plus forte intensité est recommandé.

- Les fréquences injectées ne devraient pas comprendre des composants de 50 hertz.
- En utilisant une injection de courant avec des fréquences variables, il est possible de choisir les fréquences injectées, de telle sorte, que ces fréquences soient près de la résonance du réseau. Alors des courants faibles injectés auront pour conséquence de grandes valeurs de la tension résiduelle. La précision de l'évaluation des paramètres est augmentée, particulièrement pour des systèmes avec désaccord normalement grand [44].

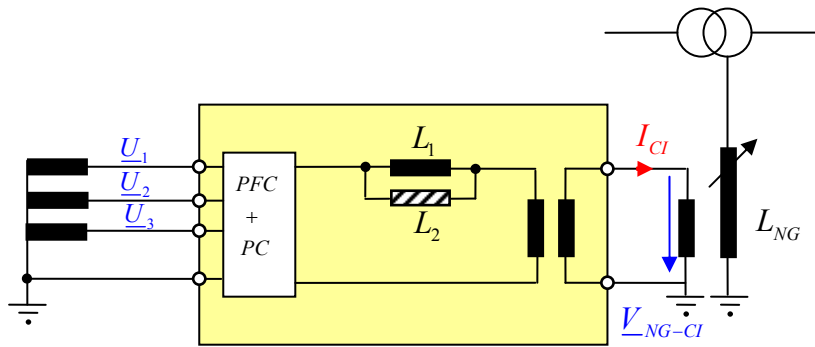
#### **6.4 Mode de fonctionnement**

Selon le mode de fonctionnement l'injection de courants peut être activée seulement pendant une courte durée après la détection d'un changement essentiel relatif de la tension homopolaire, pour vérifier si un nouvel accord de la bobine de Petersen est nécessaire. Dans les réseaux symétriques l'injection du courant peut être effectuée sans interruption, pour la détection immédiate de n'importe quelle opération de branchement dans le réseau. La combinaison de ces deux modes de fonctionnement est possible, par exemple pour vérifier toutes les 10 minutes les paramètres actuels du réseau dans les réseaux symétriques.

#### **6.5 Types d'injections de Courants multifréquences (CI)**

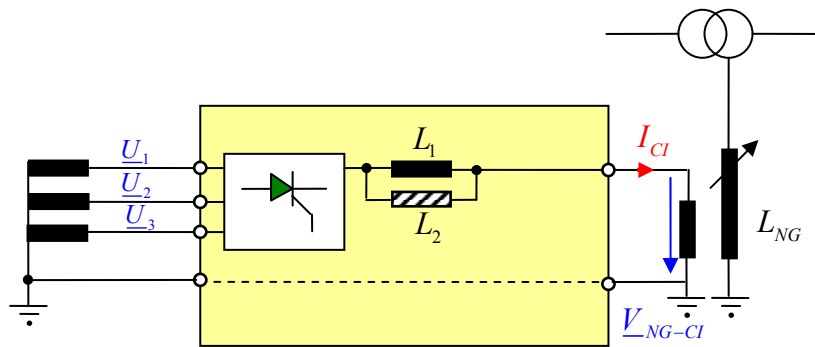
La manière la plus simple est d'utiliser un convertisseur de fréquence standard (FC) comme source de courant comme le montre la Figure.4.17.

Pour réduire les perturbations sur les tensions de 400 V, un convertisseur de fréquence avec un module de compensation de phase (PFC) est recommandé [46]. L'enroulement L1 respectivement le circuit parallèle L1/L2 est employé pour convertir la tension pulsé en courant. La partie L1/L2 définit le maximum de courant disponible injecté. L'enroulement secondaire de la bobine de Petersen est généralement conçu pour 500 V, ce qui rend nécessaires dans ces cas un transformateur additionnel pour l'adaptation. Avec ce type d'injection de courants deux courants ayant chacun sa propre amplitude, sa propre fréquence et sa propre phase peuvent être très facilement injectés. D'un autre côté la réalisation physique revient un peu chère.



**Figure 4. 17:** Injection de courant utilisant un Convertisseur de Fréquence (FC)  
Avec Correction du Facteur de Puissance (PFC)

Si la condition pour des fréquences variables est négligée, une version beaucoup moins chère pour produire un courant avec plus d'une fréquence est disponible, cela est montré par la Figure 4.20



**Figure 4. 18 :** injection de courant avec trois fréquences à l'aide  
d'un commutateur AC (AC-1)

L'inconvénient principal de ce type d'injection de courant est que la fondamentale du spectre du courant injecté est de 50 hertz. Ceci peut être évité par le type suivant de commutateur à thyristor, où il est possible d'inverser la direction du courant pendant le temps de pause précédent. La figure suivante montre un exemple d'impulsions valables pour l'injection de courant.

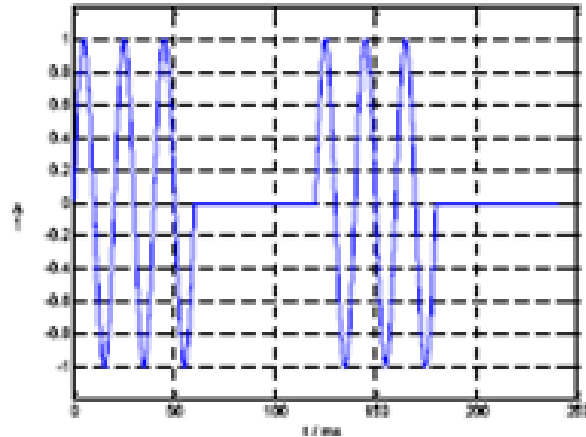


Figure 4.19 : échantillon d'impulsion pour AC-1

Le spectre de fréquence correspondant est montré dans la Figure 4.20

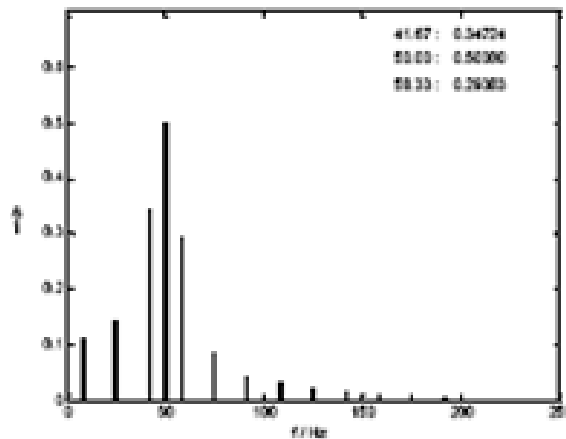


Figure 4.20 : Spectre de fréquence pour AC-1

Selon le genre d'impulsion et le nombre de période on peut avoir différentes fréquences. Les figures précédentes montrent l'allumage d'une phase à 100 %. L'amplitude par une phase peut être réduite, comme cela est présenté par l'exemple de la Figure 4.21. [45] Ce commutateur AC (AC-2) peut également être utilisé pour produire le modèle d'impulsions à trois fréquences comme cela est montré dans la Figure 4.20

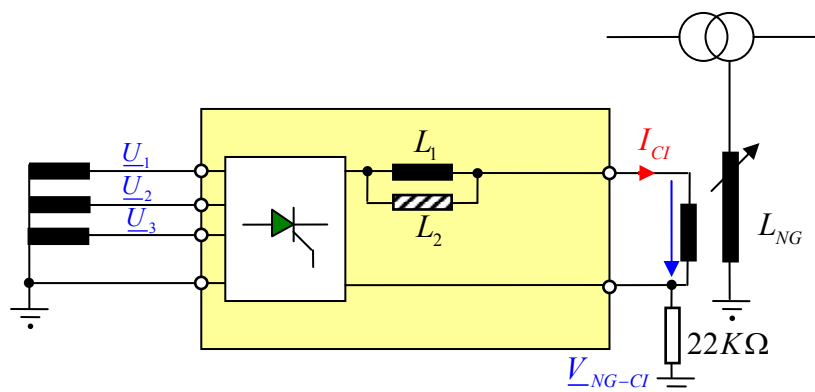


Figure 4.21 : Injection de courant avec un commutateur AC pour deux fréquences (AC-2)

L'allure résultante des impulsions est montrée par la Figure 4.22

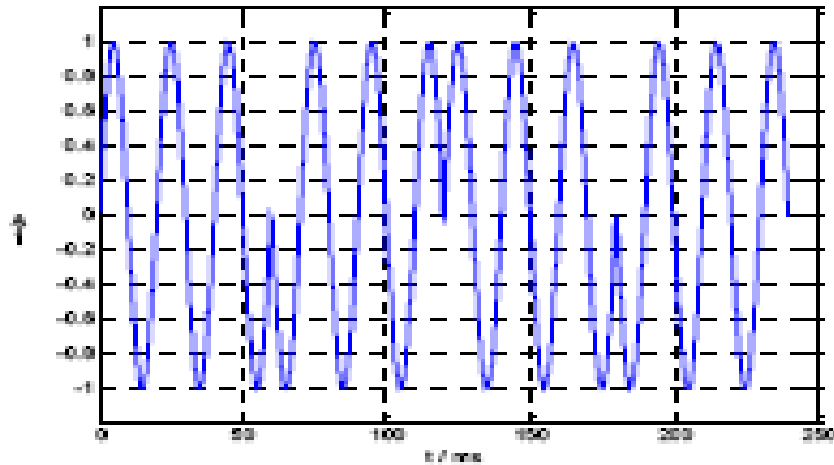


Figure 4. 22: Exemple d'échantillon d'impulsion avec AC-2

Avec le spectre de fréquence correspondant.

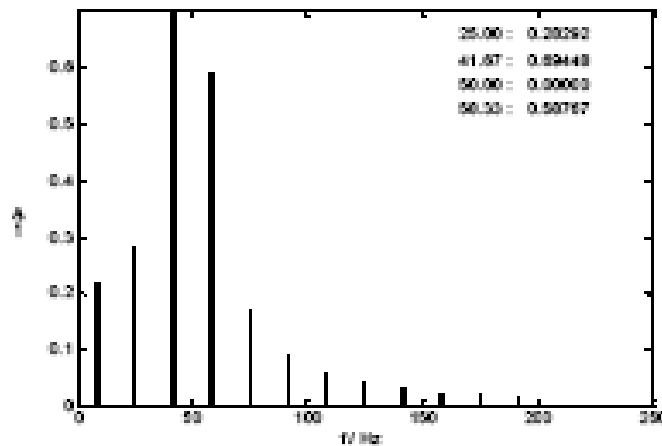


Figure 4. 23 : Spectre de fréquence pour AC-2

## 6.6 Impédance homopolaire du transformateur

La mesure de la tension résiduelle au point-neutre est faite avec un transformateur biphasé normal. La mesure de la tension homopolaire du côté primaire du transformateur est faite par l'intermédiaire du circuit en étoile à trois enroulements. Cette addition de trois grands composants à 50 hertz de la séquence positive de charge du système a pour conséquence une grande erreur, particulièrement en cas de faibles tensions homopolaire [47].

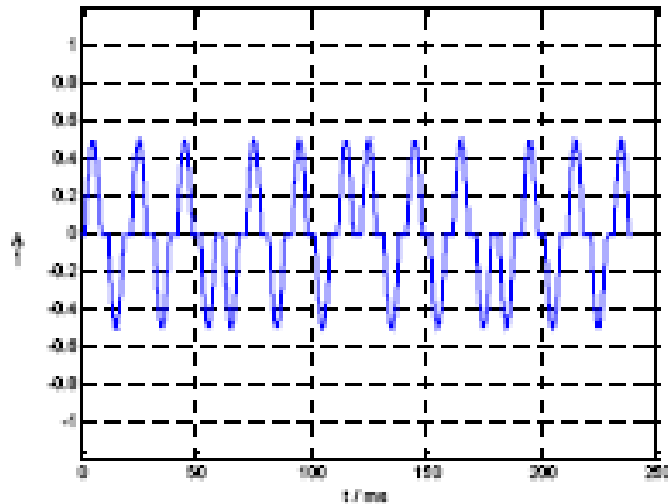


Figure 4. 24 : Exemple d'échantillon d'impulsion avec AC-2 avec allumage des phases

Les mesures employant des fréquences inégales à 50 Hz suppriment cette interférence de 50 Hz. La précision de mesure est meilleure, même pour de faibles signaux. De ce fait, il est possible de mesurer l'impédance homopolaire du transformateur, en mesurant le courant  $I_{NG}$ , et les tensions  $V_{NG}$  et  $V_{0A}$  à ces fréquences pendant le fonctionnement normal selon la Figure 4.25. [44]

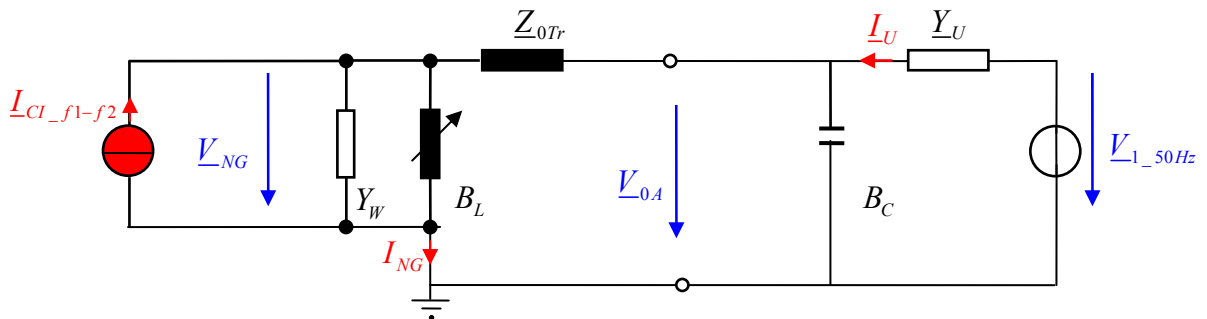


Figure 4. 25 : Circuit équivalent simple avec impédance homopolaire du transformateur non négligeable

### 6.7 Évaluation des paramètres pour chaque départ

L'évaluation des paramètres du réseau peut être étendue pour chaque départ en mesurant les deux courants injectés avec le Circuit (avec un Transformateur de Courant CT) ou avec le transformateur à noyau-équilibré [42].

On détermine l'admittance sommaire pour chaque départ  $i$  pour les deux fréquences  $f_1$  et  $f_2$ :

$$\underline{Y}_{i\_f1} = \frac{I_{i\_f1}}{V_{NGi\_f1}} \quad \text{et} \quad \underline{Y}_{i\_f2} = \frac{I_{i\_f2}}{V_{NGi\_f2}} \quad (4.49)$$

Avec

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_{i\_f1} &= \underline{Y}_{1i\_f1} + \underline{Y}_{2i\_f1} + \underline{Y}_{3i\_f1} \\
 &= \left( G_{1i} + j\omega_1 C_{1i} + \frac{1}{j\omega_1 L_{1i}} \right) + \left( G_{2i} + j\omega_1 C_{2i} + \frac{1}{j\omega_1 L_{2i}} \right) + \left( G_{3i} + j\omega_1 C_{3i} + \frac{1}{j\omega_1 L_{3i}} \right) \\
 &= \left( G_i + j\omega_1 C_i + \frac{1}{j\omega_1 L_i} \right)
 \end{aligned} \tag{4.50}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_{\Sigma\_f2\_x} &= \underline{Y}_{1\_f2\_x} + \underline{Y}_{2\_f2\_x} + \underline{Y}_{3\_f2\_x} \\
 &= \left( G_{1x} + j\omega_2 C_{1x} + \frac{1}{j\omega_2 L_{1x}} \right) + \left( G_{2x} + j\omega_2 C_{2x} + \frac{1}{j\omega_2 L_{2x}} \right) + \left( G_{3x} + j\omega_2 C_{3x} + \frac{1}{j\omega_2 L_{3x}} \right) \\
 &= \left( G_x + j\omega_2 C_{Ex} + \frac{1}{j\omega_2 L_{Ex}} \right)
 \end{aligned} \tag{4.51}$$

La partie active  $G_i$  pour chaque départ du circuit alternatif est tirée directement de la partie réelle des admittances sommaires a la fréquence  $f_i$

$$\underline{Y}_{ireel\_f1} = \text{real} \left\{ \frac{\underline{I}_{f1}}{\underline{V}_{NG\_f1}} \right\} = G_{1i} + G_{2i} + G_{3i} = G_i \tag{4.52}$$

Le calcul de la capacité phase-terre  $C_i$  et l'inductance des enroulements de Petersen probablement existant  $L_i$  pour chaque départ peut être déterminée à partir des deux admittances sommaires de la partie imaginaire et réel [43].

$$\underline{Y}_{i\_f1} = \text{imag} \{ \underline{Y}_{i\_f1} \} \text{ et } \underline{Y}_{i\_f2} = \text{imag} \{ \underline{Y}_{i\_f2} \} \tag{4.53}$$

$$C_i = \frac{\underline{Y}_{i\_f2} \cdot \omega_2 - \underline{Y}_{i\_f1} \cdot \omega_1}{\omega_1^2 - \omega_2^2} \tag{4.54}$$

$$L_i = \frac{1}{\omega_1 (\underline{Y}_{i\_f1} + \omega_1 C_i)} \tag{4.55}$$

La procédure de détermination de l'admittance de défaut d'un départ  $i$  est donnée par les points suivants :

a) On Calcule de  $\underline{Y}_{iU}$  Pour chaque départ comme suit :

$$\underline{Y}_{iU} = \frac{\underline{I}_i - \underline{V}_{NGi} \underline{Y}_i}{\underline{V}_1} \quad (4.56)$$

b) Ramener le déséquilibre total de chaque départ aux phases (en divisant par trois) :

$$\underline{Y}_{1i} = \underline{Y}_i / 3 \quad (4.57)$$

$$\underline{Y}_{2i} = \underline{y}_2 \underline{Y}_i \quad (4.57b)$$

$$\underline{Y}_{3i} = \underline{y}_3 \underline{Y}_i \quad (4.57c)$$

Avec

$$\underline{y}_3 = \frac{\frac{\underline{Y}_U}{\underline{Y}} - 1 - 2\underline{a}^2}{\underline{a} - \underline{a}^2} \quad (4.58)$$

$$\underline{y}_2 = 2 - \underline{y}_3 \quad (4.59)$$

c) L'admittance d'un défaut de faible impédance d'un départ i, est évaluée par la somme des variations des parties réelles des admittances  $\underline{Y}_1, \underline{Y}_2$  et  $\underline{Y}_3$  ou par la partie réelle de l'admittance sommaire moyenne  $\underline{Y}_i$ .

d) La mesure de la tension homopolaire  $\underline{V}_{NGi}$  et la somme  $\underline{I}_i$  des courants est effectuée par des procédures bien connues après évaluation des amplitudes et angles pour les fréquences injectées dans chaque départ i au temps  $t_1$  et  $t_2$ . L'angle se rapporte aux tensions homopolaire associées à chaque départ i [42].

e) Calculez le déséquilibre additionnel également

$$\underline{Y}_F = \frac{(\underline{I}_{i-t2} - \underline{I}_{i-t1}) - \underline{Y}_{t1} (\underline{V}_{NGi-t2} - \underline{V}_{NGi-t1})}{\underline{V}_{NGi-t2} + k' \underline{V}_1} \text{ avec } k' = (1, a, a^2) \quad (4.60)$$

f) La quantité de la partie imaginaire

$$d\underline{Y}_i = \text{abs} \{ \text{imag} \{ \underline{Y}_{t2} - \underline{Y}_{t1} \} \} \quad (4.61)$$

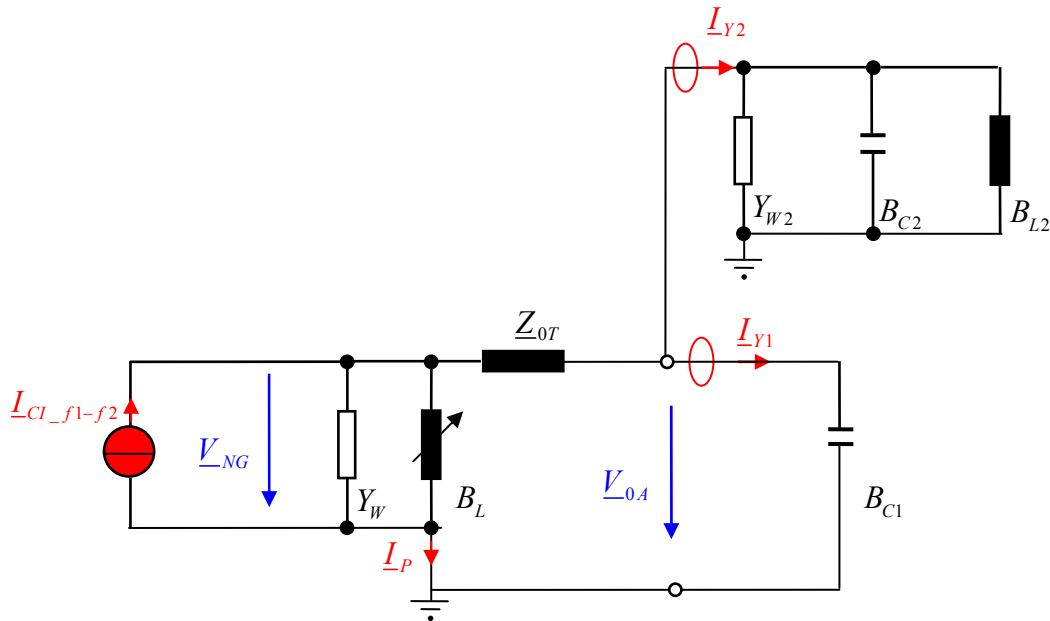


Figure 4. 26 : Évaluation des paramètres pour chaque départ

la valeur limite réglable, alors une action de commutation est identifiée et  $I_{t2}, V_{t2}, Y_{t2}$  en tant que nouvelle valeur de référence. Dans l'autre défaut de terre de haute et basse d'impédance est déterminer Comme l'interférence de 50 Hz est éliminée, la mesure de  $V_{0A}$  peut être utilisée pour le calcul des paramètres essentiels pour chaque ligne. Il est possible de calculer la partie capacitive  $B_{Ci}$ , les pertes  $Y_W$  et également la taille des enroulements distribués  $B_{Li}$  vu sur le câble d'alimentation  $i$  avec la même méthode comme cela a été expliqué précédemment. Cet algorithme fonctionne également en cas de réseaux maillés. Normalement dans les réseaux maillés une mesure correcte des courants de homopolaire n'est pas possible à cause l'effet de croisement des phases [44].

## 7. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté les méthodes classiques pour déterminer les paramètres fondamentaux du réseau à partir de la courbe de résonance ou du cercle des lieux.

Ces méthodes ne s'appliquent qu'aux paramètres fondamentaux du réseau compensé (Le. désaccord  $m$ , amortissement  $d$  et asymétrie globale  $k$ ) et n'utilisent comme informations d'entrée que la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG}$  du réseau et la valeur de l'inductance de la bobine.

Par suite nous nous sommes intéressés aux méthodes d'injection d'un courant à une ou deux fréquences, dans le circuit homopolaire du réseau. L'inconvénient de ces systèmes étant une énergie insuffisante pour une compensation effective du courant wattmétrique.

Pour remédier à tous ces inconvénients dans le prochain chapitre nous allons présenter une nouvelle méthode qui permet la compensation de manière effective des courants de défauts qui peuvent constituer un risque pour la sécurité du personnel et du public.

**Chapitre 5**  
**Méthodes des trois bobines**  
**Phase-terre**

## CHAPITRE 5

### METHODE DES TROIS BOBINES PHASE-TERRE

#### 1. INTRODUCTION

La compensation des courants capacitifs homopolaires est habituellement résolue par la connections d'une bobine de Petersen entre le neutre du réseau et le potentiel de terre ou par l'insertion d'une bobine de Petersen dans l'enroulement secondaire du transformateur en zig-zig. De tels systèmes ne permettent pas la compensation de la composante watt métrique du courant du défaut de terre. En plus, quant on utilise ce genre de systèmes, le courant de défaut de terre augmente sous l'effet des pertes watt métriques dans les enroulements de la bobine de Petersen. Par contre, les systèmes basés sur le principe de l'injection de courants dans l'enroulement secondaire de la bobine de Petersen permettent la compensation de la composante watt métrique du courant du défaut de terre. Leur inconvénient principal est d'avoir une énergie insuffisante pour une compensation effective.

Dans ce chapitre nous allons présenter une nouvelle méthode de compensation complète du courant de défauts phase-terre, permettant l'égalisation de la tension phase-terre au point du défaut. Cette méthode est basée sur l'insertion d'une inductance variable entre chaque phase et terre du système, ce qui permet de compenser d'une manière efficace la composante watt métrique du courant de défaut, et qui à pour conséquence une meilleure protection du personnel et du matériel.

Ensuite nous allons valider les résultats théoriques de notre approche par simulations de notre technique de compensation sur un réseau simulé au Laboratoire de génie électrique de l'ULB avec les logiciel ATP EMTP et Matlab. Le logiciel professionnel ATP EMTP, est utilisé par une majorité de chercheurs spécialisés dans l'analyse et la conception des réseaux électriques pour l'obtention des caractéristiques essentielles de tout genre de réseaux. Avant l'étape de simulation nous donnerons une description détaillée des caractéristiques du réseau simulé avec les trois bobines, et de son modèle mathématique. On donnera ensuite pas à pas, les étapes suivies pour la compensation des courants capacitifs et wattmétriques du défaut, appuyées par des représentations vectoriels et des démonstrations mathématiques de la procédure de compensation. La simulation va nous permettre d'acquérir les signaux en des points simulés du réseau avec différentes longueurs et différents défauts, pour valider et prouver l'efficacité



### 3. MODEL MATHEMATIQUE

Pour la détermination du modèle mathématique, on tient compte des hypothèses suivantes voir Figure 5.1 :

- ▶ Les capacités et les conductances phase-terre sont symétriques
- et
- ▶ Le déséquilibre des phases (capacitif et ohmique) est réduit à la phase 1.

#### 3.1 Schéma équivalent des trois bobines

En utilisant les lois de Kirchhoff, l'équation suivante peut être écrite dans le cas  $Z_F = 0$

$$I_{TL} = I_1 + I_2 + I_3 \quad (5.1)$$

Le courant total est :

$$V_{NG} Y_{TL} = I_{TL} \quad (5.2)$$

Le courant homopolaire de la phase 1 est :

$$(E_1 + V_{NG}) Y_1 = I_1 \quad (5.3)$$

Le courant homopolaire de la phase 2 est :

$$(E_2 + V_{NG}) Y_2 = I_2 \quad (5.4)$$

Le courant homopolaire de la phase 3 est :

$$(E_3 + V_{NG}) Y_3 = I_3 \quad (5.5)$$

Si nous substituons les équations (5.1) à (5.5), dans l'équation (5.1), on obtient :

$$\begin{aligned} V_{NG} Y_{TL} &= (E_1 + V_{NG}) Y_1 + (E_2 + V_{NG}) Y_2 \\ &\quad + (E_3 + V_{NG}) Y_3 \end{aligned} \quad (5.6)$$

En supposant que le système triphasé est symétrique et en utilisant l'abréviation

$a = e^{j120^\circ}$  avec  $1 + a + a^2 = 0$ , nous pouvons écrire les tensions  $E_2$  et  $E_3$  sous la forme :

$$E_2 = a^2 E_1 \quad \text{et} \quad E_3 = a E_1$$

Si les expressions des tensions  $E_2$  et  $E_3$  sont remplacés dans l'équation (5.6) ci-dessus, nous obtenons:

$$\begin{aligned} V_{NG} Y_{TL} = & -V_{NG} (Y_1 + Y_2 + Y_3) \\ & + E_1 (Y_1 + a^2 Y_2 + a Y_3) \end{aligned} \quad (5.7)$$

Après transformation :

$$\frac{V_{NG}}{E_1} = - \frac{Y_1 + a^2 Y_2 + a Y_3}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_{TL}} \quad (5.8)$$

Nommons le numérateur de l'équation (5.8) par  $Y_Z$

$$\begin{aligned} Y_Z = & Y_1 + a^2 Y_2 + a Y_3 \\ = & (G + j\omega C)(1 + a^2 + a) + \Delta G + j\omega \Delta C \\ = & \Delta G + j\omega \Delta C \end{aligned} \quad (5.9)$$

L'admittance totale du réseau est :

$$\begin{aligned} Y_{n1} = & Y_1 + Y_2 + Y_3 \\ = & (3G + \Delta G) + j\omega(3C + \Delta C) \end{aligned} \quad (5.10)$$

L'admittance totale des trois inductances est :

$$Y_{TL} = Y_{L1} + Y_{L2} + Y_{L3} \quad (5.11)$$

Si nous ajoutons,  $Y_{TL}$  à  $Y_{n1}$  l'équation (5.8) peut être réécrite sous la forme :

$$\frac{V_{NG}}{E_1} = - \frac{\Delta G + j\omega \Delta C}{(3G + \Delta G + 3G_L) + j\omega(3C + \Delta C) - j \frac{1}{3\omega L}}$$

Ou

$$\frac{V_{NG}}{E_1} = -\frac{Y_U}{Y_U + Y_W + j(B_C - B_L)} \quad (5.12)$$

Avec

$Y_U = \Delta G + j\omega\Delta C$  : Admittance de déséquilibre au point du défaut

$Y_W = 3G + 3G_L$  : La composante watt métrique de l'admittance homopolaire

$B_C = 3\omega C$  : La composante Capacitive de l'admittance homopolaire

$B_L = \frac{3}{\omega L}$  : La composante inductive de l'admittance homopolaire

Le circuit est décrit par l'équation (5.12), et il est valable aussi bien pour un défaut de terre de faible résistance comme pour le déséquilibre capacitif naturel d'un réseau saint à condition que les hypothèses précédentes soient satisfaites [60].

Le circuit équivalent de la Figure 5.1 est représenté par la connections d'une source équivalente de Thevenin en série avec une admittance de défaut  $Y_U$ .

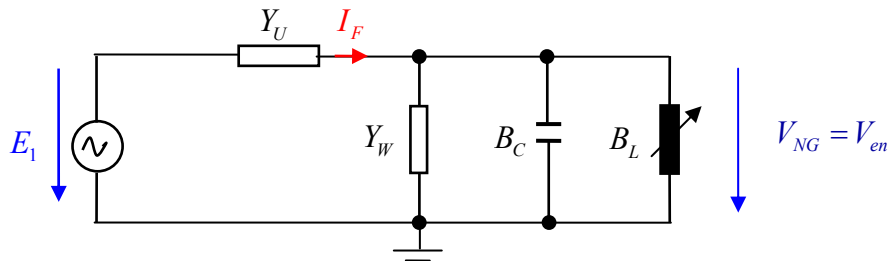


Figure 5. 2: Circuit équivalent monophasé du circuit des trois inductances

### 3.2 Phénomène de la compensation

Dans le cas d'un défaut franc, Le circuit de la figure 5.2 qui comporte trois éléments pure  $R$ ,  $L$  et  $C$  monté en parallèle, représente un cas idéal .il est intéressant d'étudier les caractéristiques d'un tel circuit dans le cadre général des circuits résonants

Sur la figure 5.3 ci-dessous, le module de  $Y$  ainsi que ces trois composantes  $Y_W$ ,  $B_C$ ,  $B_L$  sont représentés en fonction de  $\omega$  pour  $\omega = \omega_0$  les susceptances capacitives et les susceptances inductives sont égales et par conséquent  $Y = Y_W$  .Il découle qu'à la résonance l'admittance est minimale et comme  $I_F = E_1 Y$  le courant atteint également sa valeur minimale.

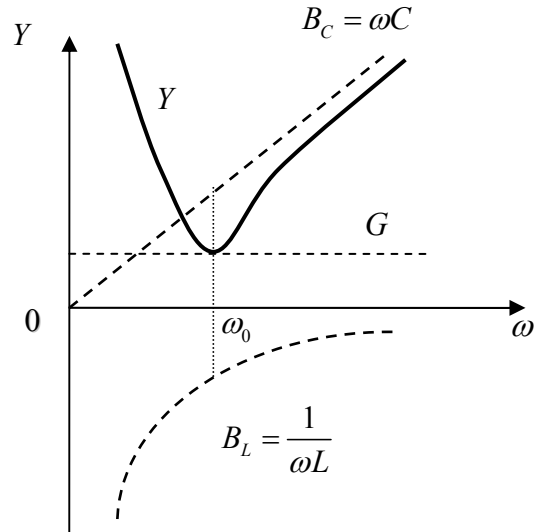


Figure 5. 3: Représentation de l'admittance en fonction de  $\omega$

### 3.2.1 Obtention de la caractéristique de résonance

Par la variation des valeurs des inductances variables entre phase et terre des phases saines, la susceptance  $B_L$  varie, Ce qui induit la variation du rapport des tensions équation (5.12). La Figure 5.4 représente la caractéristique de résonance (la valeur absolue du rapport de tension “déplacement du neutre” en fonction du courant de position des deux bobines des phases saines  $I_{pos}$  )

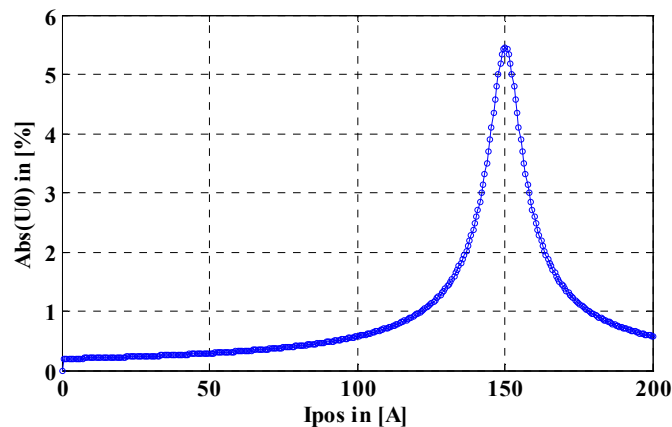


Figure 5. 27: caractéristique de Résonance

La tension homopolaire est maximale, si les susceptances du dénominateur se compensent mutuellement. Dans les autres cas, les proportions capacitives et inductives s'ajoutent, de telle sorte que la tension du déplacement du neutre devienne plus faible. En pratique, la tension homopolaire  $V_{NG}$  est habituellement représentée en échelle logarithmique, afin d'identifier les petites valeurs de  $V_{NG}$  ou ses variations figure 5.5

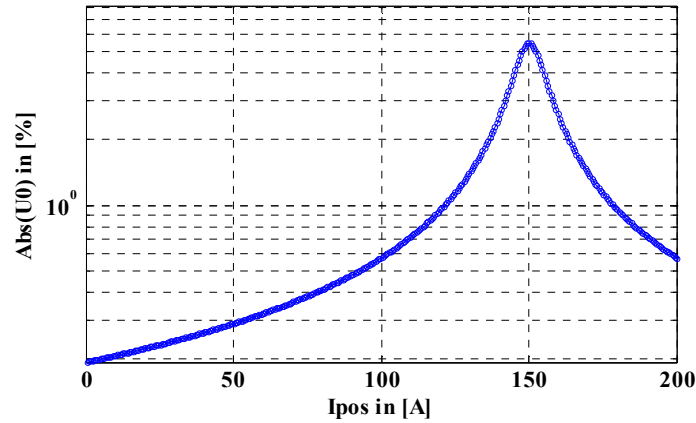


Figure 5. 4: Caractéristique logarithmique de  $V_{NG}$

Habituellement, l'inductance des enroulements est indiquée indirectement en Ampère ( $I_{pos} = B_L E_1$ ). Le courant circulant dans les enroulements des bobines dépend dans le cas d'un défaut de terre de la résistance du défaut d'une part et d'autre part de la haute impédance du défaut ou il est sensiblement plus faible.

La Figure 5.5 montre le diagramme des lieux de la tension homopolaire  $V_{NG}$  au point du défaut en fonction de la position des bobines  $I_{pos}$

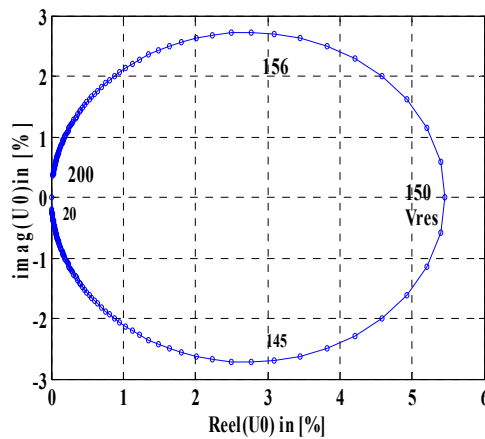


Figure 5. 5 : Diagramme des lieux de la tension homopolaire  $V_{NG}$

Dans cette représentation nous avons ajouté quelques points du courant de position des bobines.

La courbe de résonance du réseau saint peut être décrite par les trois paramètres suivants :

$V_{res}$  : Tension maximum de la courbe de résonance

$I_{res}$  : Courant de position des bobines correspondant à  $V_{res}$

$I_w$  : Courant watt métrique au point du défaut

Dans le cas d'un défaut de terre à faible résistance, ces paramètres peuvent être déterminés à partir de la courbe de résonance.

Au point de résonance on a : ( $B_L = B_C$ )

D'où l'équation (5.12) sera simplifiée à la forme suivante :

$$V_{res} = -\frac{Y_U}{Y_U + Y_W} E_1 \quad (5.13)$$

### 3.2.2 Compensation du courant capacitif du réseau

En présence d'un défaut de terre, aucun courant ne traverse la bobine correspondant à la phase en défaut. Les deux bobines phase-terre restantes seront soumises à une tension composée par rapport à la terre. La valeur du courant capacitif phase-terre  $I_C$  augmente aussi, de  $\sqrt{3}$  dans les deux phases saines [51,60]. Quand un défaut se produit dans la phase 1, la phase 2 étant celle qui suit la phase en défaut par rapport à la séquence des phases, alors nous avons :

$$\underline{I}_{L2} = I_{L2} e^{j\alpha} \quad (5.14)$$

la phase 3 étant la prochaine après la phase en défaut dans le sens contraire de la séquence des phases, alors :

$$\underline{I}_{L3} = I_{L3} e^{-j\alpha} \quad (5.15)$$

Sachant que  $I_{L2} = I_{L3}$

La somme des courants qui traverse les bobines  $I_{L2}$  et  $I_{L3}$  est :

$$\begin{aligned}
\underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} &= I_{L2}e^{j\alpha} + I_{L3}e^{-j\alpha} \\
&= 2I_{L2} \left( \frac{e^{j\alpha} + e^{-j\alpha}}{2} \right) \\
&= 2I_{L2} \cos\alpha
\end{aligned} \tag{5.16}$$

et comme

$$\underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} = 2I_{L2} \cos\alpha = I_L$$

En tenant compte du courant watt métrique total dans les inductances, le courant total  $I_{TL}$  Traversant l'inductance total phase-terre des deux phases saines peut être écrit comme suit :

$$\underline{I}_{RL} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} = \underline{I}_{RL} + \underline{I}_L = I_{TL}e^{j\theta} \tag{5.17}$$

Le courant total du réseau est :

$$\underline{I}_G + \underline{I}_C = I_T e^{j\beta} \tag{5.18}$$

Durant la présence d'un défaut de terre au point (GND), le circuit parallèle de résonance demeure accordé de manière permanente. Le même courant inductif total  $I_L$  de la réactance phase-terre, ainsi que le courant capacitif total  $I_C$  du réseau, traversent le point du défaut de terre. Comme ces deux courants se compensent mutuellement le courant du défaut s'écrit :

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{RL} + \underline{I}_G + \underline{I}_L + \underline{I}_C$$

alors

$$I_F = I_{RL} + I_G + (I_L - I_C) \tag{5.19}$$

Dans ce cas au point du défaut (GND) on n'aura que la somme du courant total de fuite du réseau  $I_G$  et du courant total de pertes par effet Joule dans les enroulements des bobines phase-terre  $I_{RL}$ . La présence du courant wattmétrique  $I_{RL}$  est due aux pertes par effet Joule dans le circuit magnétique et les enroulements des bobines [60], finalement on aura :

$$I_F = I_G + I_{RL} \quad (5.20)$$

Le diagramme vectoriel de la Figure 5.1 pour un défaut phase-terre monophasé avec  $Y_F = \Delta G + j\Delta C = \infty$  ou  $Z_F = 0 \Omega$  est donné par la Figure 5.6

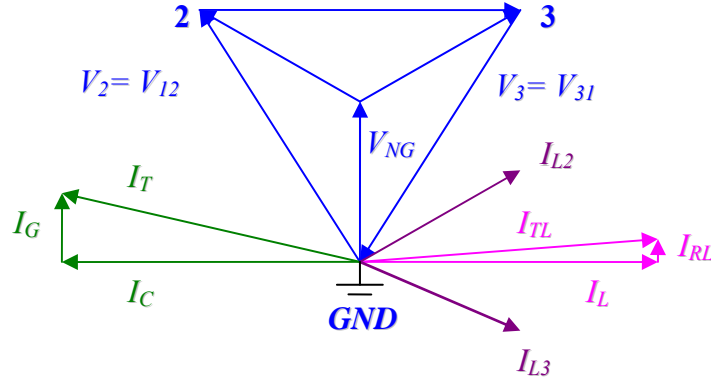


Figure 5. 6 : Le diagramme vectoriel d'un défaut phase-terre avec  $Z_F = 0\Omega$

### 3.2.3 Compensation de la composante watt métrique

On peut éliminer la composante wattmétrique du courant de défaut de terre, par la variation des inductances phase-terre des phases 2 et 3. La variation des valeurs des inductances, comme cela a été décrit précédemment dans les équations (5.16) et (5.17), fait en même temps augmenter le courant  $I_{L3}$  de  $\Delta I_L$

$$\underline{I}'_{L3} = (I_{L3} + \Delta I_L)e^{-j\alpha} \quad (5.21)$$

et décroître le courant  $I_{L2}$  de  $\Delta I_L$

$$\underline{I}'_{L2} = (I_{L2} - \Delta I_L)e^{j\alpha} \quad (5.22)$$

Ainsi leurs somme est :

$$\begin{aligned} \underline{I}'_{L2} + \underline{I}'_{L3} &= (I_{L2} - \Delta I_L)e^{j\alpha} + (I_{L3} + \Delta I_L)e^{-j\alpha} \\ &= 2I_{L2} \left( \frac{e^{j\alpha} + e^{-j\alpha}}{2} \right) - 2j\Delta I_L \left( \frac{e^{j\alpha} - e^{-j\alpha}}{2} \right) \\ &= 2I_{L2} \cos \alpha - 2j\Delta I_L \sin \alpha \end{aligned}$$

Ou bien

$$\underline{I}'_{L2} + \underline{I}'_{L3} = 2I_{L2} \cos \alpha - j2\Delta I_L \sin \alpha \quad (5.23)$$

Et comme

$$2I_{L2} \cos \alpha = I_L \text{ et } -2\Delta I_L \sin \alpha = -I_R \quad (5.24)$$

En tenant compte du courant watt métrique total dans les inductances, le courant de perte total  $I_{TL}$  traversant les inductances phase-terre peut être écrit comme suit :

$$\underline{I}'_{L2} + \underline{I}'_{L3} + \underline{I}_{RL} = (I_{RL} - I_R) + I_L = I_{TL} e^{-j\beta} \quad (5.25)$$

En conséquence, le vecteur du courant  $I_{TL}$  parcourant les inductances phase-terre contiendra une composante réactive  $I_L$ , ayant la même valeur que le courant capacitif total du réseau  $I_C$ , ainsi qu'une composante du courant watt métrique, de sens opposé au courant de fuite de réseau. La composante watt métrique du courant induit  $-I_R$  compense alors le composante watt métrique du courant de fuite du réseau  $I_G$ . Le décalage substantiel du courant total  $I_{TL}$  dû à la variation de la réactance phase-terre, cause une inversion de sens de la composante watt métrique du courant dans le défaut Figure 5.8.

Nous avons une compensation totale, s'il n'y a aucun courant circulant au point du défaut de terre, ainsi

$$I_G + I_{RL} - I_R + (I_L - I_C) = 0 \quad (5.26)$$

Et comme  $I_L = I_C$  on aura :

$$I_G + I_{RL} - I_R = 0 \quad (5.27)$$

Dans ce cas, la composante wattmétrique du courant a été déterminé au point de résonance. Dans les méthodes précédentes [47], ce courant est déterminé approximativement à  $\sqrt{2}$  du point de résonance

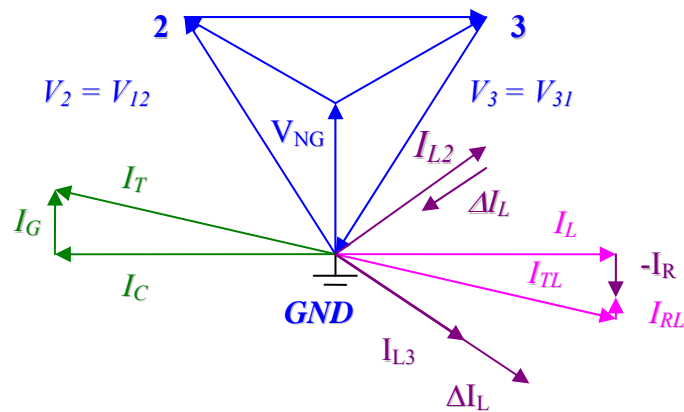


Figure 5. 7 : Diagramme vectoriel de la compensation du courant wattmétrique et capacitif

#### 4. VALIDATION DE LA METHODE PAR SIMULATION

Pour la validation de la méthode par simulations nous allons utiliser le logiciel ATP EMTP et ces outils affins d'évaluer les valeurs des tensions et des courant .

##### 4.1 Description du réseau réel

Concernant le choix d'un modèle de réseau pour la validation et la sélection du genre d'éléments nous avons poursuivi deux objectifs : D'une part nous avons opté pour un réseau réel simple, afin de simplifier les calculs et éviter des sources d'erreur supplémentaires. D'autre part, nous avons essayé de conserver toutes les parties caractéristiques d'un réseau compensé pour obtenir une image valable du réseau et pour confronter notre approche à des conditions réalistes

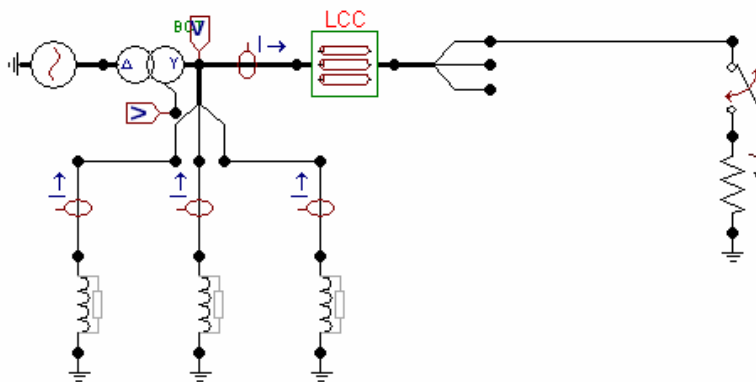


Figure 5. 8: Schéma symbolique du réseau-simulé avec ATP-EMTP

La figure 5.9 présente le réseau-simulé choisi, répondant aux hypothèses simplifications suivantes :

- Le départ en défaut ne concerne qu'un seul élément (ligne ou câble au choix).
- La longueur de l'élément est de 10 km.
- Nous considérons un réseau sans charge (départ à vide) tenant compte des capacités et conductances phase-terre. Le courant capacitif de la partie saine du réseau est de 250 A. Ceci correspond à la taille moyenne d'un réseau Algérien. Par la suite nous présenterons des calculs et des approximations analytiques, qui nous ont mené à obtenir des paramètres représentatifs pour la base de données du logiciel.

## 4.2 Les donnée des éléments du réseau simulé

Nous allons décrire les données des éléments du réseau tel que le transformateur, les lignes aériennes ou câble, les bobines de compensation, et les caractéristiques du défaut

### 4.2.1 Le transformateur

Le transformateur peut être représenté par une inductance et une résistance en série pour les trois phases côté secondaire. Ces éléments sont directement impliqués dans le phénomène de charge des phases saines. Pour leur détermination nous utilisons les caractéristiques d'un transformateur standard, utilisé pour ce type de réseau

Puissance apparente nominale	: $S_T = 30MVA$
Tension nominale secondaire	: $U_n = 20kV (V_1 = 11,5kV)$
Puissance réactive de court-circuit réduite	: $u_{cc,x} = 12\%$
Puissance active de court-circuit réduite	: $u_{cc,r} = 1\%$

A partir de ces données nous pouvons calculer la réactance  $X_T$  à 50 Hz équation (5.28), l'inductance  $L_T$  équation (5.29) et la résistance  $R_T$  équation (5.30) du transformateur.

$$X_T = u_{cc,x} \frac{U_n^2}{S_T} \quad (5.28)$$

$$L_T = \frac{X_T}{2\pi 50Hz} \quad (5.29)$$

$$R_T = u_{cc,r} \frac{U_n^2}{S_T} \quad (5.30)$$

Nous obtenons pour le transformateur de notre réseau simulé

➤ Une inductance de :  $L_T = 5,1mH$  pour  $X_T = 1,6\Omega$

➤ Une résistance de :  $R_T = 0,13\Omega$

Le tableau 5.1 montre une vue d'ensemble des valeurs des éléments du poste source utilisées pour la simulation.

<i>Élément électrique</i>	<i>Symbole</i>	<i>Valeur</i>
<i>inductance</i>	$L_T$	5 mH
<i>Résistance</i>	$R_T$	0,133 $\Omega$
<i>Source de tension</i>	$E_1$	(11,5 kV3~)

**Tableau 5.1 :** Valeurs des éléments du transformateur pour la simulation avec ATP

#### 4.2.2 Les bobines de compensation

La bobine de compensation d'une phase est représentée par l'inductance  $L_{NG}$  variable et par la résistance  $R_s$  en série qui représente les pertes cuivre et la mise à la terre de la bobine. L'inductance  $L_{NG}$  de la bobine de neutre doit être choisie en fonction du courant capacitif  $I_C$ , afin d'obtenir un réseau accordé. Elle peut être calculée à partir du courant de la bobine équation (5.31) en utilisant l'équation pour l'accord du réseau équation (5.32) [29].

$$I_{pos} = I_C \quad (5.31)$$

$$L_{NG} = \frac{V_1}{\omega I_{pos}} \quad (5.32)$$

Le tableau 5.2 montre une vue d'ensemble des valeurs des bobines de compensation utilisées pour la simulation.

<i>Elément électrique</i>	<i>Symbole</i>	<i>Valeur</i>
Résistance à la terre	$R_s$	0,5 $\Omega$
Inductance de la bobine de compensation	$L_{NG}$	146,4 mH

**Tableau 5.2 :** Valeurs de la bobine de compensation utilisées pour la simulation avec ATP

### 4.2.3 Ligne aérienne

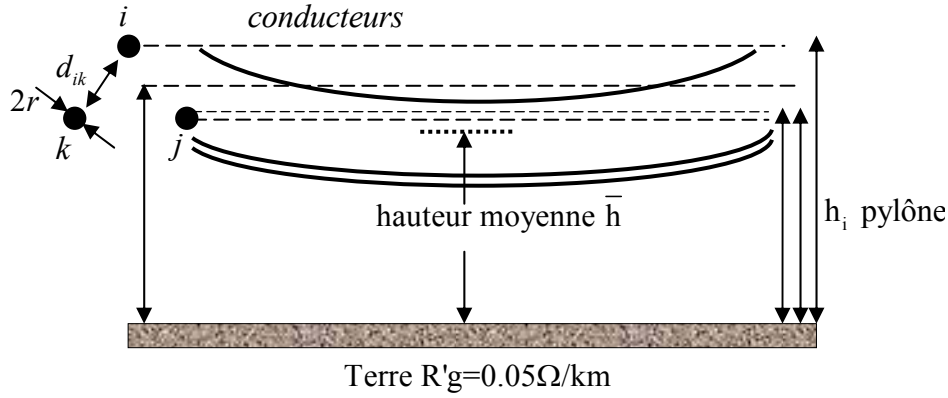
Avant de pouvoir modéliser en détail une ligne aérienne il faut connaître ses paramètres linéiques. La résistance linéique  $R'_g$  est normalement bien connue, elle dépend du type et du matériau d'un conducteur. La résistivité de la terre  $R'_g$  dépend des conditions climatiques et des propriétés du sol. Nous utilisons une valeur moyenne recommandée, valable pour une fréquence de 50 Hz. L'inductance propre  $L'_p$ , la mutuelle  $L'_a$  ainsi que les capacités phase-terre  $C'_g$  et entre phases  $C'_p$  dépendent surtout des paramètres géométriques de la ligne qui peuvent normalement être déduits des fiches techniques. Si les paramètres linéiques ne sont pas connus directement, les approximations suivantes peuvent être utilisées pour leur détermination. La figure 5.10 montre la définition des paramètres géométriques pour le type de ligne utilisé, la hauteur moyenne ne tient pas seulement compte de la différence de hauteur des trois phases mais aussi de la flèche des conducteurs équation (5.33).

$$\bar{h} = 0,7 \cdot \frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^3 h_{i,pylône} \quad (5.33)$$

Pour la distance  $d_{ik}$  nous utilisons, la moyenne géométrique équation (5.34).

$$d_{ik} = \sqrt{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (5.34)$$

Par ailleurs il faut noter que les réseaux de distributions Algérien ne sont pas équipés de câble de garde.



**Figure 5. 9:** Définition des paramètres géométriques d'une ligne aérienne

Les perméabilités  $\mu_0 = 1,26.10^{-6} Vs / Am$  et  $\mu_r = 1$  pour  $\frac{Al}{Acier} > 6$

On calcule l'inductance linéique  $L'_p$  équation (5.35)

$$L'_p = \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \ln \left( \frac{2h}{r} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \quad (5.35)$$

et l'inductance mutuelle  $L'_a$  l'équation (5.36)

$$L'_a = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{d_{ik}^*}{d_{ik}} \right) \approx \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2h}{d_{ik}} \right) \quad (5.36)$$

Avec  $\varepsilon_0 = 8,85.10^{-12} As / Vm$  on calcule la capacité homopolaire qui est égale à la capacité phase-terre équation (5.37) ainsi que la capacité directe  $C'_{di}$  équation (5.38). En connaissant ces deux grandeurs la capacité entre phase peut être déduite équation (5.39)

$$C'_{ho} = C'_g \approx \frac{2\pi\varepsilon_0}{3 \ln \left( \frac{2h}{\sqrt[3]{rd_{ik}^2}} \right)} \quad (5.37)$$

$$C'_{di} = C'_g + 3C'_p \approx \frac{2\pi\varepsilon_0}{\ln \left( \frac{d_{ik}}{r} \right)} \quad (5.38)$$

$$C'_p = \frac{C'_{di} + C'_g}{3} \quad (5.39)$$

Tableau 5.3 correspond aux paramètres linéiques d'une ligne aérienne représentative ( $d_{ik} = 5m, h = 10m$ ) Que nous avons utilisés pour la simulation avec ATP.

Paramètre	Symbole	Valeur
Résistivité de la terre	$R'_g$	$0,05\Omega / km$
Résistivité linéique	$R'_p$	$0,224\Omega / km$
Inductance linéique	$L'_p$	$1,6mH / km$
Inductance mutuelle	$L'_a$	$0,52mH / km$
Capacité phase-terre	$C'_g$	$6,0nF / km$
Capacité entre phase	$C'_p$	$1,5nF / km$

**Tableau 5.3 :** paramètres linéiques d'une ligne aérienne représentative

#### 4.2.4 Les câbles

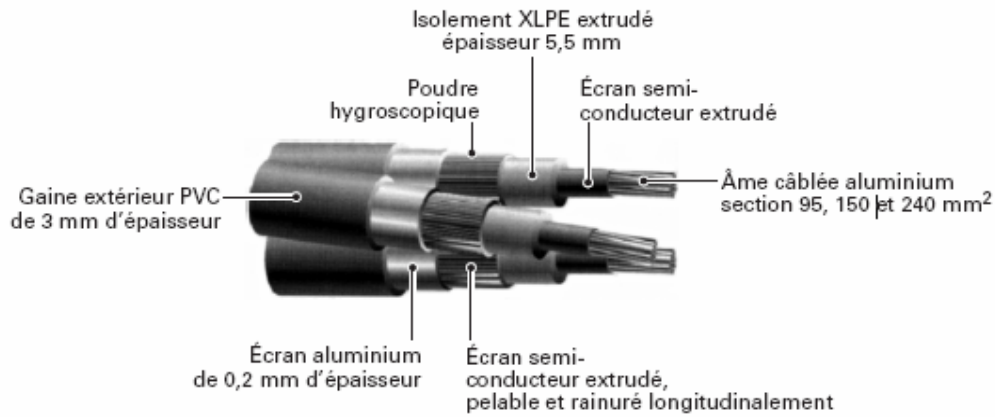
Comme pour la ligne aérienne, nous proposons pour le câble des approximations pour déterminer les paramètres importants, si ceux-ci ne sont pas connus directement. La résistivité du conducteur  $R'_p$  par contre, peut toujours être trouvée dans les fiches techniques.

Figure 5.10 représente le schéma géométrique d'un câble à trois conducteurs isolés. Ce type de câble est le plus utilisé dans les réseaux de distribution et remplace progressivement les ensembles câbles tripolaire. Pour ce type de câble, chaque conducteur est équipé d'un écran métallique mis à la terre aux deux extrémités du câble. Ceci nous permet de faire les simplifications suivantes concernant le calcul des paramètres linéiques.

D'une part nous remplaçons la résistivité de l'écran par la résistivité de la terre, qui représente une connexion très conductrice en parallèle avec l'écran. Entre les deux points de leur mise à la terre, les écrans sont isolés de la terre par une gaine non conductrice.

D'autre part nous supposons que les écrans métalliques empêchent tout couplage capacitif des conducteurs et donc, que les capacités entre phases sont nulles.

Puisque les écrans métalliques sont mis à la terre aux deux extrémités, il existe une boucle fermée qui favorise la circulation d'un courant induit entre chaque écran et la terre. Ce courant induit compense à l'extérieur de l'écran au moins partiellement le champ magnétique rayonné par le conducteur. Nous pouvons donc négliger dans un premier temps les inductances mutuelles pour notre application. Il serait souhaitable d'effectuer des études supplémentaires afin de vérifier jusqu'à quelle fréquence cette hypothèse est valable et comment les mutuelles doivent être prises en compte au-delà de cette limite.



**Figure 5. 10:** Définition des paramètres linéiques d'un câble à trois conducteurs isolés (HN33-S-23/150mm<sup>2</sup>)

Pour le calcul de la capacité phase-écran (terre)  $C'_g$  et l'inductance linéique  $L'_p$  du conducteur les équations suivantes peuvent être utilisées :

$$C'_g = \frac{2\pi\epsilon_r\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{d}\right)} \quad (5.40)$$

$$L'_p = \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \ln\left(\frac{D}{d}\right) + \frac{1}{4} \right) \quad (5.41)$$

Le tableau 5.4 montre les paramètres linéiques que nous avons utilisés pour la modélisation d'un câble avec ATP EMTP.

Paramètre	Symbole	Valeur
Résistivité de l'écran	$R'_g$	0,0067 $\Omega / km$
Résistivité du conducteur	$R'_p$	0,2 $\Omega / km$
Inductance linéique	$L'_p$	0,2 $mH / km$
Inductance mutuelle	$L'_a$	0
Capacité phase-terre	$C'_g$	225 $nF / km$
Capacité entre phase	$C'_p$	0

**Tableau 5.4 :** Paramètres linéique du câble modalisé avec atp

### 4.3 Réseau sans défaut

Le courant capacitif total d'un réseau est, par définition, la somme vectorielle des courants capacitifs dans les trois phases du réseau.

Dans un réseau sain et parfaitement symétrique les contributions de chaque phase se compensent et le courant capacitif est nul. En revanche, dans le cas extrême d'un défaut franc

le courant capacitif maximal. Son amplitude est exactement trois fois plus élevée que l'amplitude du courant capacitif d'une seule phase dans le cas du réseau sain.

Il est important de noter que l'expression "courant capacitif d'un réseau compensé" signifie souvent un courant capacitif maximal d'un réseau, qui existe uniquement pour un défaut franc. Dans notre réseau-simulé nous représentons la partie saine du réseau par des capacités équivalentes qui provoquent, dans le cas d'un défaut franc, le même courant capacitif  $I_C$  que l'ensemble des éléments de la partie saine équation (5.40). Si ce courant capacitif maximal est connu nous pouvons calculer capacité homopolaire par phase  $C$  du réseau ou bien de notre modèle équivalent. Cette capacité homopolaire se compose de la capacité phase-terre  $C_g$  et du triple de la capacité entre phases  $C_p$  équation (5.43)

$$I_C = 3\omega C \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (5.42)$$

$$C = C_g + 3C_p = \frac{I_C}{\sqrt{3}2\pi 50U_n} \quad (5.43)$$

Si la partie saine est composée uniquement des lignes aériennes nous pouvons déterminer les capacités linéiques en supposant un facteur  $\frac{C_p}{C_g} = 0,25 \dots 0,5$  selon la géométrie de la ligne équation. (5.37) et (5.39). pour une partie saine partiellement souterraine, le facteur  $\frac{C_p}{C_g}$  est en général très faible, car la capacité phase-terre des câbles est en général très élevée par rapport aux capacités de la ligne. Par contre, dans le cas des câbles homopolaires, la capacité entre phases, est négligeable.

Pour notre réseau-simulé avec un courant capacitif  $I_C = 250A$  nous avons utilisé les capacités équivalentes suivantes:

<i>Elément électrique</i>	<i>Symbole</i>	<i>Valeur</i>
Capacité phase-terre, partie saine	$C_p$	13 ,1 $\mu$ F
Capacité entre phases, partie saine	$C_{p,sain}$	3 ,3 $\mu$ F

**Tableau 5.5 :** Valeurs des capacités utilisées pour la modélisation de la partie saine du réseau avec ATP-EMTP

## 5. SIMULATION DUN DEFAUT PHASE-TERRE AVEC ATP-EMTP

Pour la simulation d'un défaut phase-terre dans un réseau simulé, nous avons choisie le logiciel de simulation ATP-EMTP (Electro Magnetic Transient Program) Permettant la simulation des grandes structures.

Pour les modeles des câbles et ceux des lignes aérienne, seul les paramètres linéique sont différentes, les capacités entre phases et les conductances mutuelle sont négligé

Les charges n'influencent que le système direct et inverse, leur admittance homopolaire est non nulle.

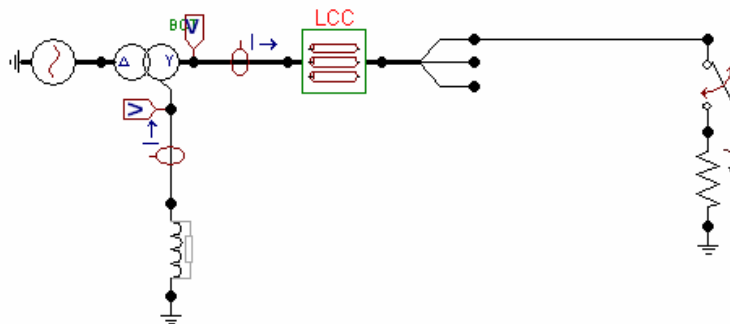
### 5.1 Cas d'une seule bobine au point neutre.

En utilisant le schéma réel, on a aucun moyen de mesure ou de visualiser les courants capacitifs ou wattmétrique du réseau vu que les éléments (capacité et conductance) sont fictifs.

Pour cela nous avons utilisé un schéma équivalent dont lequel nous avons incorporé les valeurs des capacités et conductance phase-terre du réseau réel.

A l'aide de ce schéma équivalent nous allons voire en simulation comment s'effectue la compensation du courant capacitif, et du courant wattmétrique.

Schéma équivalent du réseau réel à neutre compensé avec ATPDraw



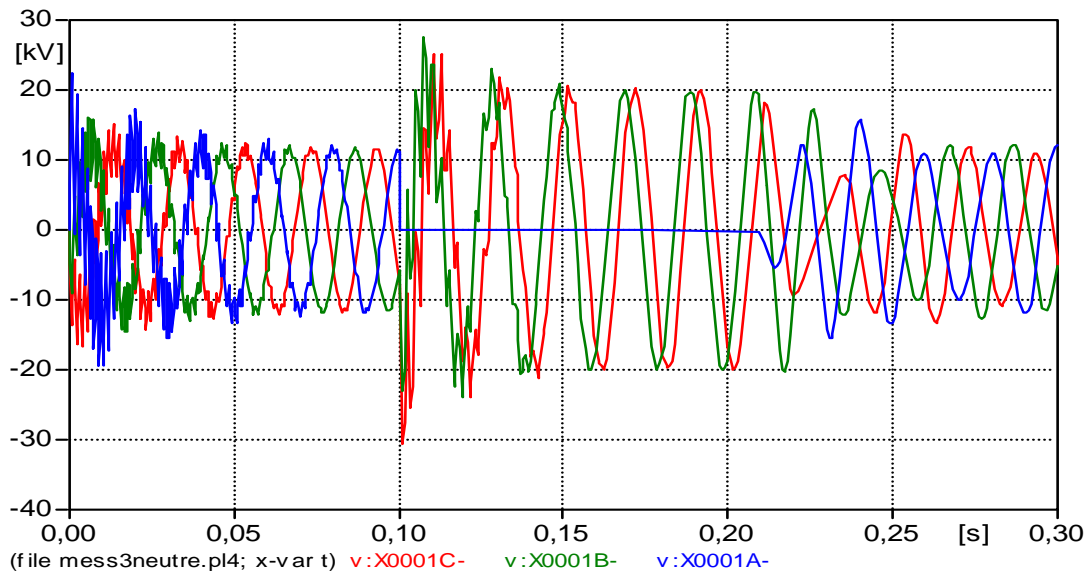
**Figure 5. 11:** Schéma symbolique du réseau a neutre compensé avec ATP-EMTP

Dans ce cas nous avons connecté une résistance d'amortissement  $R_{NG}$  en parallèle avec la bobine, et nous avons représenté dans les deux phases saines du réseau les capacités et les conductances phase-terre rapporté en un point des lignes. Les éléments inductifs et résistifs des phases ont été négligés.

Les valeurs de tous les éléments R, L, C ainsi que la résistivité de la terre sont celles à 50Hz, La résistivité de la terre est de  $0,05 \Omega/\text{km}$ . Ceci correspond à une valeur moyenne à 50 Hz Nous représentons le transformateur par une source de tension idéale, avec une inductance et une résistance en série. Le défaut monophasé est représenté par un disjoncteur avec une résistance de défaut réelle en série.

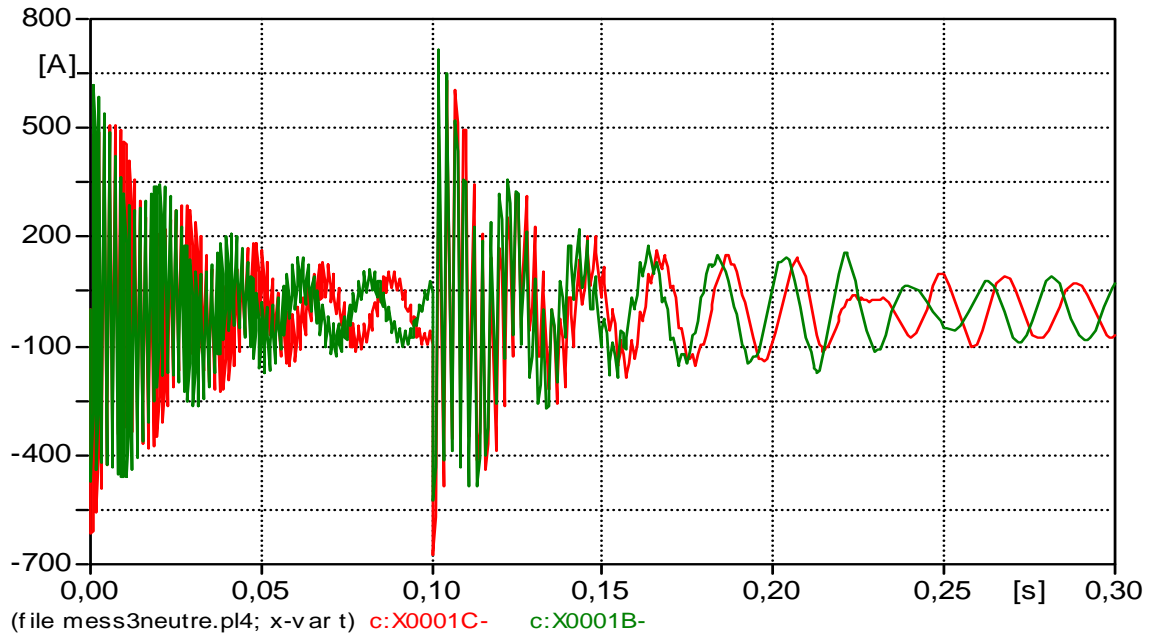
On a choisi une durée de défaut de 120 à 150ms afin de laisser le temps au régime permanent de s'établir. Les tensions des trois phases, v : x0001C – (rouge) phase C, v : x0001B – (vert) phase B, v : x0001A – (bleu) phase A en défaut

Les courants capacitifs des phases saines sont : c : x0001C-(rouge) phase C, c : x0001B-(vert) phase B

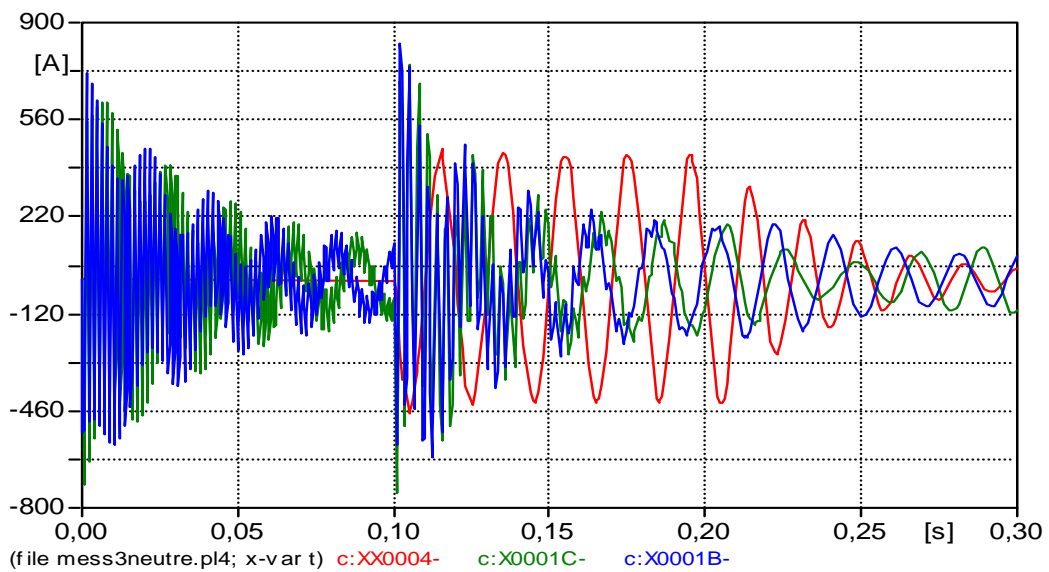


**Figure 5. 12:** les valeurs des trois tensions phase-terre

Dans ce cas, en présence d'un défaut phase-terre, les deux phases saines seront soumis à une tension composée par rapport à la terre (figure 5.12). La valeur du courant capacitif  $I_C$  dans ces phases augmente aussi, de  $\sqrt{3}$  figure 5.13



**Figure 5.13:** Les courants capacitifs des phases saines



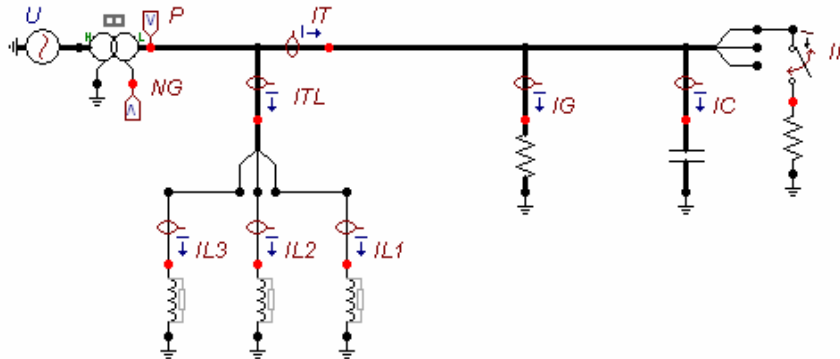
**Figure 5.14:** La compensation des courants capacitifs

On constate sur la figure 5.14 que la somme des courants capacitifs dans les deux phases saines (bleu et vert) et le courant dans la bobine du neutre (rouge) sont de même amplitudes et en opposition de phase, dans ce cas il y'a une compensation des courants capacitifs, sans qu'il y'est compensation du courant wattmétrique.

Pour remédier à ce problème nous allons appliquer la méthode des trois inductances variables

## 5.2 Cas des trois bobines phase-terre

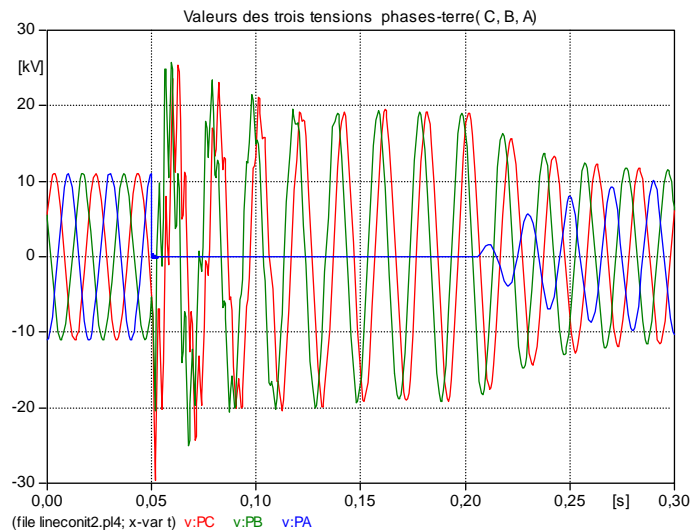
Pour les raisons décrites précédemment, pour la simulation, nous allons utiliser le schéma équivalent suivant :



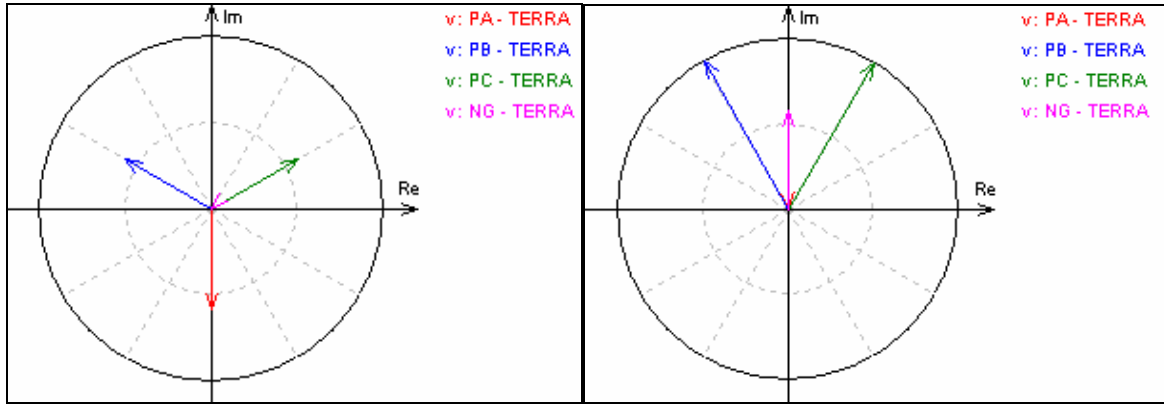
**Figure 5. 15 :** Schéma équivalent de compensation par phase

Les valeurs des inductances des trois bobines ont été ajustées pour l'obtention de l'accord, c'est-à-dire que le courant des trois inductances compense exactement le courant capacitif.

En présence d'un défaut de terre, aucun courant ne traverse la bobine correspondant à la phase en défaut. Dans les deux phases saines les deux bobines phase-terre seront soumis à une tension composée par rapport à la terre figure 5.17 et les tableaux 5.6.



**Figure 5. 16:** les valeurs des trois tensions phase-terre



a) Diagramme vectoriel avant le défaut

b) Diagramme vectoriel au moment de défaut

**Figure 5.17:** Représentation vectorielle des tensions phase-terre

No.	Node Name	Amount	Phase Angle [°]	Phase Diff. [°]	Real	Imag	DFT (n)
1	v: PA - TERRA	7813.269	-90.107	0.000	-14.615	-7813.255	200
2	v: PB - TERRA	7813.269	149.893	240.000	-6759.170	3919.285	200
3	v: PC - TERRA	7813.269	29.893	120.000	6773.786	3893.970	200
4	v: NG - TERRA	0.000	-132.629	-42.522	-0.000	-0.000	200

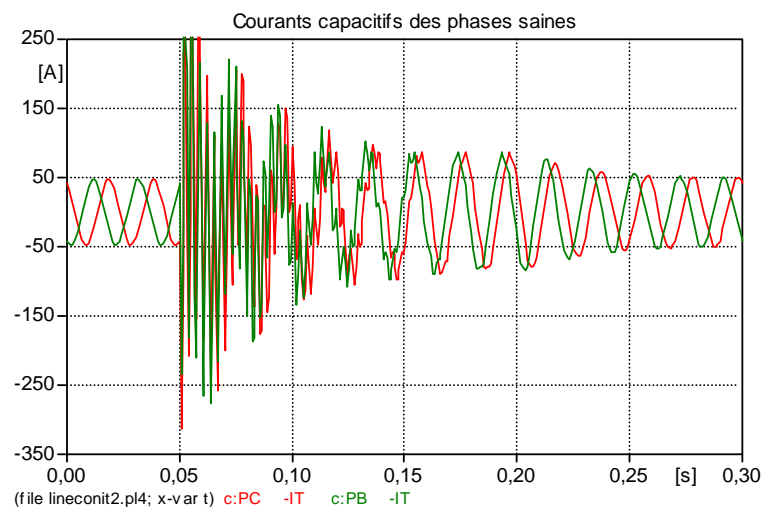
a) Avant compensation

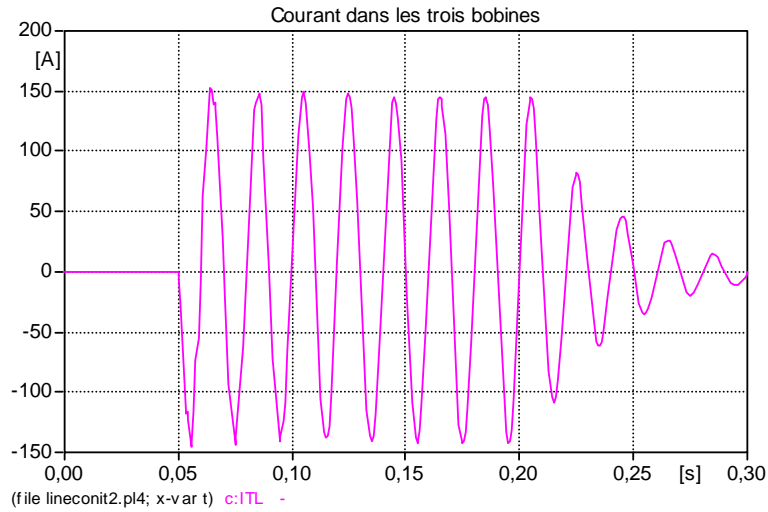
No.	Node Name	Amount	Phase Angle [°]	Phase Diff. [°]	Real	Imag	DFT (n)
1	v: PA - TERRA	1.843	-88.133	0.000	0.060	-1.842	200
2	v: PB - TERRA	13536.790	119.648	207.781	-6696.243	11764.566	200
3	v: PC - TERRA	13584.942	59.784	147.918	6836.712	11739.251	200
4	v: NG - TERRA	7834.132	89.657	177.791	46.843	7833.992	200

b) Après compensation

**Tableau 5.6 :** valeurs des tensions phase-terre avant et après le défaut

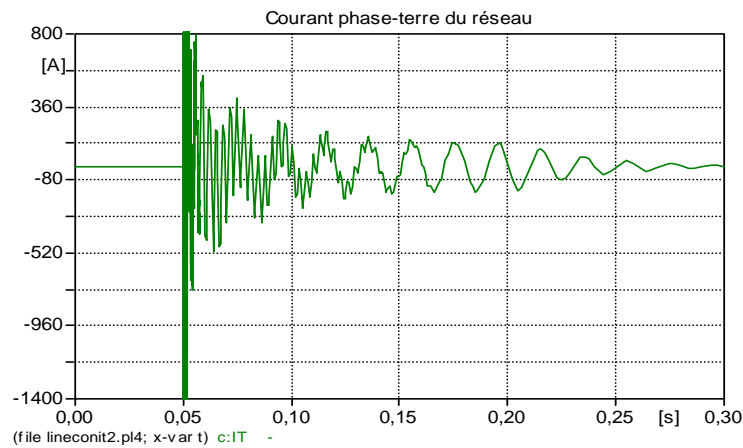
La valeur du courant capacitif phase-terre  $I_C$  sera augmenté de  $\sqrt{3}$  figure 5.18

**Figure 5.18:** Les courants capacitifs des phases saines

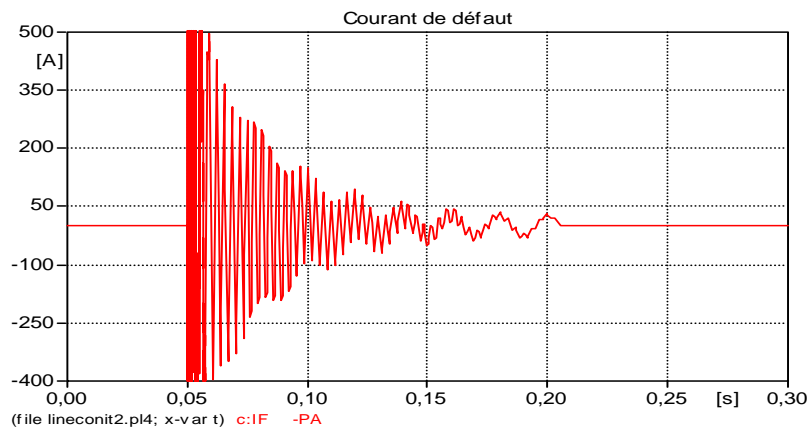


**Figure 5. 19:** la valeur du courant dans les deux bobines

Les figures 5.18 et 5.19 représentent les courants capacitifs et inductifs au moment de l'accord avant la compensation du courant wattmétrique



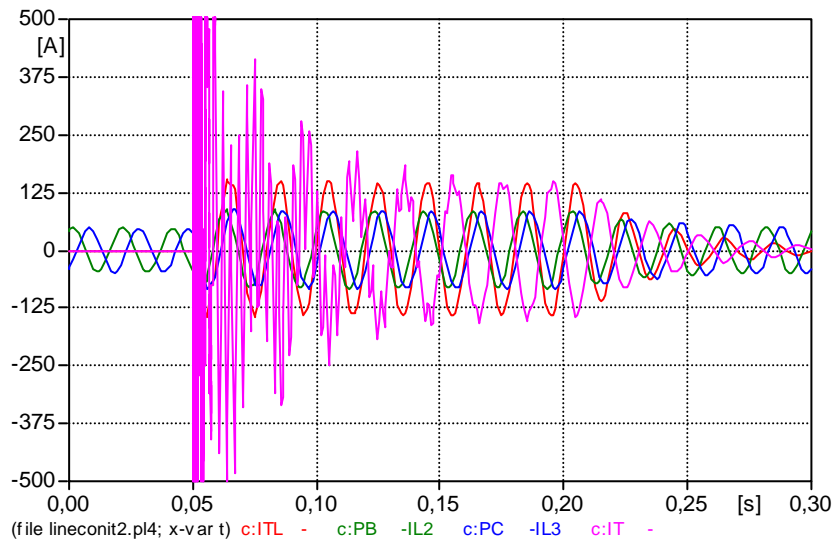
**Figure 5. 20 :** Le courant wattmétrique du réseau



**Figure 5. 21:** La valeur du courant de défaut

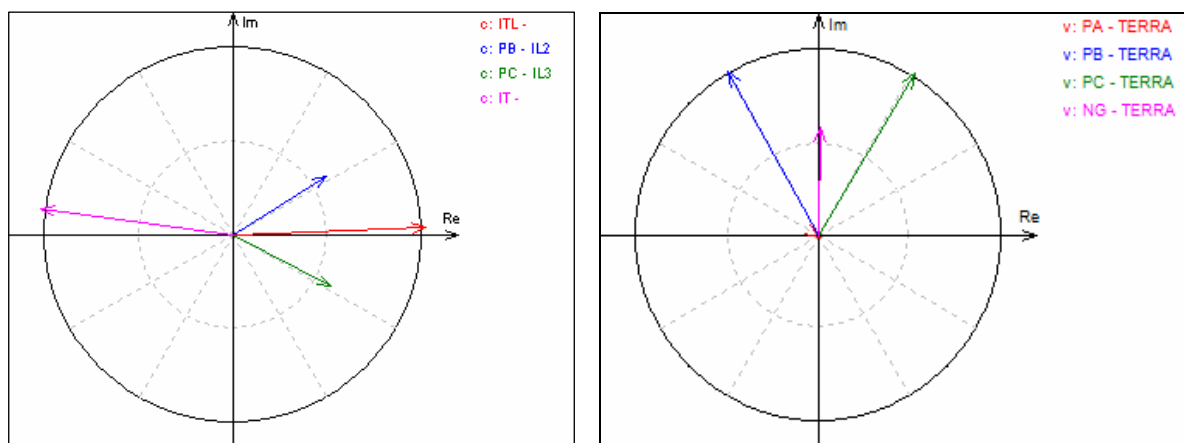
Les figure 5.20 et 5.21 représente respectivement le courant Wattmétrique du réseau et le courant résiduelle au point du défaut .

D'après ces deux figures en voit que le courant au point de défaut n'est plus dû qu'au courant wattmetrique .



**Figure 5. 22:** Domaines temporelles des courants mesurés av.comp. $I_W$

Les figure 5.22 et 5.23 et le tableau 5.7 illustre mieux ce phénomène par un diagramme phaseur montrant à la résonance le courant total inductif ITL(orange),le courant de la bobine phase B IL2 (vert) , le courant de la bobine phase C IL3 (bleu) le courant total du réseau IT (magenta) ,cela pendant l'accord initial et avant compensation du courant  $I_W$ . Le tableau 5.7 résume les résultats obtenus.



a) courants capacitifs et inductifs à l'accord

b) Les tensions à l'accord

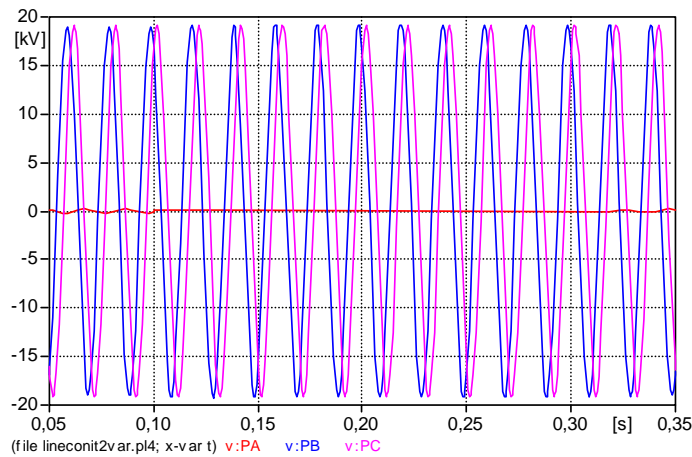
**Figure 5. 23 :** Diagramme vectoriel des courants et des tensions av.comp.

Le tableau 5.7 montre les résultats : Amplitude et la phase ,partie reel, et partie imaginaire des courants

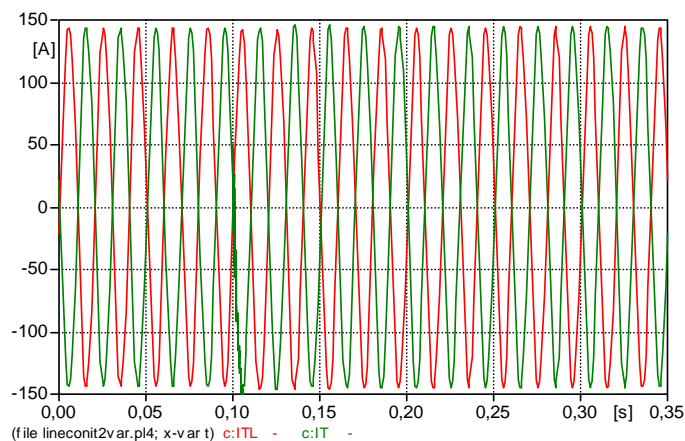
No.	Node Name	Amount	Phase Angle [°]	Phase Diff. [°]	Real	Imag	DFT (n)
1	c: ITL -	101.398	2.325	0.000	101.315	4.114	200
2	c: PB - IL2	58.498	32.385	30.060	49.400	31.332	200
3	c: PC - IL3	58.649	-27.651	-29.976	51.951	-27.218	200
4	c: IT -	102.486	172.307	169.982	-101.564	13.719	200

**Tableau 5.7 :** Le résultat de simulation avant compensation de  $I_w$

Dans le cas d'une seule bobines au neutre nous avons montré qu'il ya seulement compensation des courants réactifs. Avec les trois bobines variables, par la variation des inductances phase-terre des phases 2 et 3, On montre qu'on peut compenser aussi la composante wattmétrique du courant au point du défaut de terre les figures 5.24, 5.25 et 5.26 et le tableau 5.8 montre les résultats obtenus.



**Figure 5. 24:** Les valeurs des trois tensions phase-terre ap.Comp. $I_w$



**Figure 5. 25:** les valeurs des courants capacitifs et inductifs ap.Comp. $I_w$

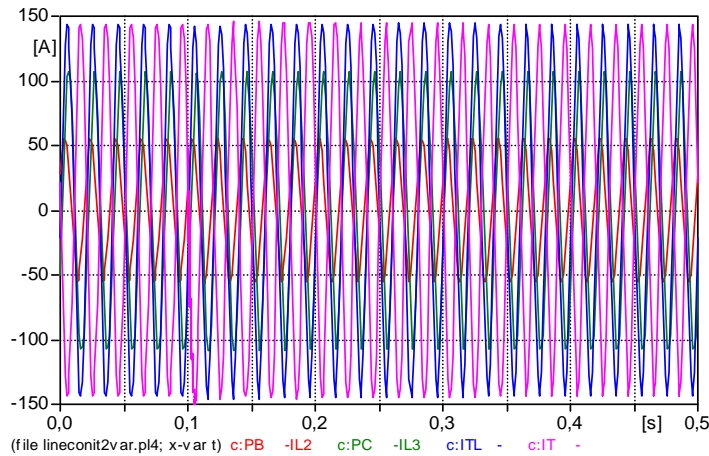
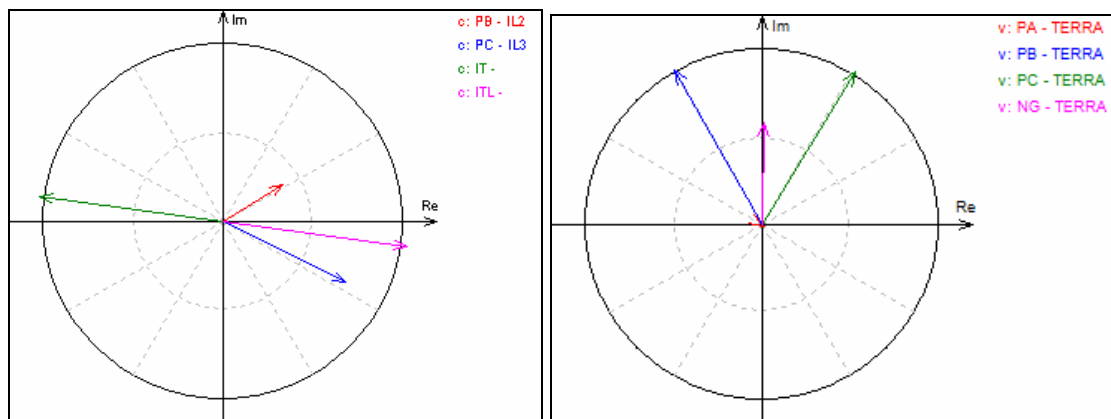


Figure 5. 26: domaines temporelles des courants mesurés ap.comp.I<sub>W</sub>

le courant de la phase B PB(rouge) le courant de la bobine phase B IL2 (orange) le courant de la phase C PC (vert) , le courant de la bobine phase C IL3 (vert foncé) le courant total inductif ITL(bleu), le courant total du réseau IT (magenta) ,cela pendant l'accord finale et après compensation du courant IW



a) Diagramme vectoriel des courants

b) Diagramme vectoriel des tensions

Figure 5. 27: Diagrammes vectoriels après compensation du courant I<sub>W</sub>

Le tableau 5.8 montre les résultats de simulation des figures 5.25 et 5.27 après compensation du courant wattmétrique et capacitive

No.	Node Name	Amount	Phase Angle [°]	Phase Diff. [°]	Real	Imag	DFT (n)
1	c: PB - IL2	39.218	31.665	0.000	33.380	20.587	200
2	c: PC - IL3	76.054	-26.772	-58.437	67.901	-34.258	200
3	c: IT -	102.569	172.253	140.588	-101.633	13.827	200
4	c: ITL -	102.205	-7.690	-39.355	101.286	-13.677	200

Tableau 5.8 : Le résultat de simulation après compensation de I<sub>W</sub> et I<sub>C</sub>

On constate que dans les phases saines le courant sommaire dans les bobines et les courants capacitif (magenta et vert respectivement) sont en opposition de phase et presque de même amplitudes (l'ajustement des positions des bobines tout en maintenant la résonance est une opération délicate, qui doit être réalisée automatiquement par un algorithme de variation des valeurs des bobines, alors qu'on a procédé par essais-erreur). Ce qui explique les résultats obtenus concernant la compensation total du courant watt métrique voir les lignes n°3 et n°4 du tableau 5.8 ou bien la figure 5.25.

## 6. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons fait une description de la méthode que nous avons proposée pour la compensation des courants actif et réactif dans le défaut phase-terre. Nous avons donné le schéma du montage ainsi que les équations décrivant le principe de compensation. Les résultats obtenus théoriquement ont été validés par des simulations du réseau considéré à l'aide du logiciel ATP-EMTP dans le laboratoire des Système Bio et Electro Mécaniques (BEAMS) de l'ULB.

Dans ce travail nous avons déterminé les paramètres d'un réseau a neutre isolé en utilisant trois bobines variables placées entres chacune des phases et la terre.

Cette façon de faire nous permet :

- De satisfaire l'hypothèse de l'équilibre des tensions du réseau par l'utilisation de batteries de condensateur dans le secondaire des bobines variables.
- De transformer le réseau à neutre isolé en réseau compensé.
- De déterminer au moment de la résonance les paramètres homopolaires du réseau en présence d'un défaut de terre.
- De compenser en plus des courants capacitifs le courant Watt métrique, ce qui a pour conséquence l'égalisation de la tension de la phase en défaut avec le potentiel de la terre.

Finalement le fait de placer les trois bobines variables entre phase et terre, rend le réseau de distribution plus tolérant aux défauts de terre, et procure une meilleure protection du matériel et du personnel.

# **Conclusion Générale**

## CONCLUSION GENERALE

Le présent travail traite la compensation du courant de fuite dans le système à neutre isolé des réseaux de distribution moyenne tension (MT). Dans une première étape, nous développons la théorie de base de ce type de réseaux (dénommés réseaux compensés) et nous introduisons des paramètres fondamentaux permettant de décrire leur comportement en particulier, l'origine d'une tension neutre-terre non nulle en service normal observée dans ces réseaux et le mécanisme de réduction du courant dans un défaut monophasé sont expliqués. Si un défaut est constitué par un arc, ce dernier phénomène permet son auto extinction.

Une description détaillée de la méthode proposée, ainsi que le schéma du montage et les équations décrivant le principe de compensation ont été donnés. Les résultats obtenus théoriquement ont été validés par des simulations du réseau considéré à l'aide du logiciel ATP-EMTP dans le laboratoire des Système Bio et Electro Mécaniques (BEAMS) de l'ULB.

L'avantage principal de cette méthode par rapport à la méthode de connexion d'une seule bobine au point de neutre (Bobine de Petersen), est qu'elle permet en plus de la compensation du courant capacitif une compensation effective du courant watt-métrique et l'égalisation de la tension des phases avec le potentiel de la terre. Cela a pour conséquence d'améliorer la sûreté du système, une évaluation en sécurité des paramètres du réseau, et la maintenance préventive des défauts de la terre.

De plus cette méthode permet :

- De satisfaire l'hypothèse de l'équilibre des tensions du réseau par l'utilisation de batteries de condensateur dans le secondaire des bobines variables.
- De transformer le réseau à neutre isolé en réseau compensé.
- De déterminer au moment de la résonance les paramètres homopolaires du réseau en présence d'un défaut de terre : Dans notre cas la composant watt métrique du courant a été déterminé au point de résonance. Dans la méthode de Druml et al. [47], ce courant est déterminé approximativement à  $\sqrt{2}$  du point de résonance

Parmi les perspectives escomptées nous envisageons d'effectuer :

➤ L'expérimentation de la méthode sur un réseau réel.

➤ Analyse du régime transitoire.

la commande des bobines, l'acquisition des paramètres du réseau, la détection et la sélection des défauts en installant un automate au sein d'un dispositif dans un poste source.

➤ Nous préconisons l'étude complète d'un tel automate permettant l'acquisition des données nécessaires pour la détermination des paramètres du réseau ainsi qu'une maintenance préventive.

L'installation d'automates industriels regroupant une ou plusieurs de ces fonctionnalités va, dans le futur, contribuer à l'amélioration de la qualité et de la sécurité de la fourniture d'énergie électrique.

## **Références bibliographiques**

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] R. Goffaux :’’ *Propriétés électriques superficielles des diélectriques solides*’’. Bull Acad Roy, fasc. no 5, pp 36, Belgique 1965
- [2] B. Eichhorn : ‘’*Electrical properties of solid insulating materials molecular structure and electrical behavior*’’. Engineering dielectrics, Vol.2a.ASTM. STP783. 1983
- [3] D.A. Seanor:’’*Electrical properties of polymers*’’. Academic Press. 1982
- [4] Cl. Menguy :’’*Mesure des caractéristiques des matériaux isolants solides*’’.Techniques de l’Ingénieur, traité Génie électrique 2 310, Aout 1997
- [5] D.V. Razeviga :’’*Technique de la haute tension*’’. Moscou 1963
- [6] E.F. Tsapenco :’’*Contrôle d’isolement dans les réseaux à base tension*’’.Moscou. 1972
- [7] ‘’*Guide de l’ingénierie électriques des réseaux internes d’usines* ‘’. 1987
- [8] B.G. Menchou, A. A. Varonina, E.S. Meronenko :’’*Calcul de l’installation de mise à la terre dans les carrières*’’. Revue URSS, pp231-235. 1970
- [9] V.I. Choutsky, Y.G. Batcejev, N.I. Chtayev , L.V. Gladenine :’’*La sécurité électrique dans les entreprises minière* ‘’. édition 1991
- [10] B.I. Choutsky :’’*Les moyens d’amélioration de la résistance d’isolement dans les réseaux électrique à basse et moyen tension*’’. Brevet. 1965
- [11] N.A. Gonchar :’’*Etude et élaboration des méthodes de contrôle continue des Paramètres d’isolement du réseau électrique minier à basse tension*’’. Thèse de doctorat 1973
- [12] A. Haddouche :’’*Elaboration des moyens et des procédés assurant des conditions de sécurité électrique dans les entreprises minière d’Algérie*’’. Thèse soutenue en 1998
- [13] W. REAF:’’*Testing insulation resistance of rotating machines*’’. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE 43). Mars 2006
- [14] V.V. Maslov :’’*Tenue d’isolement contre l’humidité*’’.Journal de physique,Vol. 4 pp 39-73. 1929
- [15] Commission Electrotechnique Internationale :’’ *Méthodes pour la mesure la résistivité transversale et superficielle des matériaux isolants électriques solides*’’.CEI 93. 1982
- [16] Commission Electrotechnique Internationale :’’ *Mesure de la résistance totale d’isolement* ‘’. CEI 167 .1984
- [17] Sonelgaz :’’ *Fiche publicitaire de direction régionale SUD EST*’’. 2007
- [18] P. CARRIVE :’’ *Réseaux de distribution Structure et planification Techniques de l’Ingénieur*’’. traité Génie électrique, D 4 210
- [19] P. Juston, D. Griffel :’’*Mise à la terre du neutre MT des réseaux ruraux La solution Française*’’. Symposium International. Mulhouse (France). pp. 17-2 1. Nov. 1995
- [20] [www.chauvin-arnoux.com/Groupe/pdf\\_mag/cam52.pdf](http://www.chauvin-arnoux.com/Groupe/pdf_mag/cam52.pdf): ‘’*Mesure de la résistance d’isolement et essai diélectrique*’’. Dossier chauvrin arneau n° 52 pp 9-12 2005
- [21] S. Sorensen, H. Nielsen, H.J. Jorgensen :’’*Influence of harmonic voltage on single line to ground faults in distribution networks with isolated neutral or resonant hearting*’’.18th International Conference on Electricity Distribution Turin, 6-9 June 2005
- [22] Z. Xiangjun, K. Li, W.L. Chan, M. Hongjiang:’’ *Zero Sequence Parameters Measurement for Ineffectively Earthed Power Systems*’’. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China 2005.
- [23] A. J. Mazon, I. Zamora, L. Zabala, F. Antepara, J. Amantegui, J. R. Saenzfirst: ‘’*Resonant Neutral Grounding Implantation in Spanish Distribution System*’’. IEEE Porto Power Tech Conference, Portugal .10-13 Sep 2001
- [24] L. Ljung: ‘’*System Identification*’’. Theory for the User. Practice Hall, New Jersey, 1987.

- [25] T. Welfonder :''*Localisation de défaut monophasé dans les réseaux de distribution à neutre compensé* ''.Thèse de doctorat de l'INPG soutenue en mai 1998
- [26] W. Petersen:''*Überströme und Überspannungen in Netzen mit hohem Erdschlusstrom* '. Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ) 37 pp 129-132 .1916
- [27] W. Petersen: ''*Der aussetzende (intermittierende) Erdschlus* ''.Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ) 38 pp 553-555; 564-566. 1917
- [28] W. Petersen:''*Die Begrenzung des Erdschlusstromes und die Unterdrückung des Erdschluslichtbogens durch die Erdschlusspule* ''. Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ) 40 pp 5-7; 17-19 en 1919
- [29] V. Leitloff :''*Etude, conception et réalisation d'un automate de gestion de réseau MT compensé* ''. Thèse de doctorat de l'INPG soutenue en juin 1994
- [30] V. Leitloff, R. Feuillet, L. Pierrat:'' *Determination of the phase-to-ground admittance in a compensated MV power System* ''. 28th Universities Power Engineering Conference UPEC Stafford (UK) Vol.1 pp 73-76. 21-23 Sept. 1993
- [31] V. Leitloff, L. Pierrat, R. Feuillet: ''*Study of the Neutral-to-Ground Voltage in a Compensated Power System* ''. European transactions on Electrical Power Engineering 4 (ETEP) No.2 pp 145-153 .1994
- [32] J. Poll:'' *Auswertung der Störungsschreiber-aufzeichnungen von kurzzeitigen Erdschlüssen in kompensierten Netzen* ''. Elektrizitätswirtschaft 82 No.9 pp 311-317 .1983
- [33] W. Brandes, H.J. Haubrich :'' *Stempunktverlagerung durch Mehrfachleitung-en in erdschlus kompensierten 110 kV-Netzen* ''. Betriebliche Erfahrungen und Abhilfemaßnahmen. Elektrizitätswirtschaft 82 No. 11 pp 400-405.1983
- [34] A. Vangastl :''*Protection des Réseaux de Lignes aériennes contre les terres accidentelles par la bobine d'extinction à dissonance* ''. Système Brown Boveri. Revue Brown Boveri 17 pp 335-355, 376-383. 1930
- [35] K. Winter:''*Nollpunktsanalyse - ny metod att detektera hogohmiga jordfel* ''.en suédois ERA No. 5 pp 2-6.1988
- [36] V. Leitloff, L. Pierrat, R. Feuillet:''*Study of the neutral-to-ground voltage in a compensated power system* ''. European Transac. On Electrical Power Engineering. Vol. 4, No. 2, pp.149-153. March-April 1994
- [37] A. Vangastl : ''*Protection contre les défauts à la terre par bobines d'extinction avec réglage continu du courant* ''. Revue Brown Boveri 30 pp 103-110.1943
- [38] A. Vangastl: ''*Protection contre les défauts à la terre par bobines d'extinction. Réglage automatique du courant de la bobine d'extinction* ''. Revue Brown Boveri 30 pp 190-198.1943
- [39] G. Druml: '' *Resonanzregler REG-DP, Betriebsanleitung* '', A-Eberle GmbH&CoKG, Nürnberg Germany, 2002.
- [40] G. Druml:''*E-Spulen Regelung Resonanzkurven-verfahren – Ortskurvenverfahren* ''. Info brief n°11 der A.Eberle GmbH&CoKG, Ausgabe II. dec.2000
- [41] J. Poll:'' *Sternpunktverlagerung in gelöschten 110 kV* ''.Netzen.Elektrizitätswirtschaft 80 No.22 pp 810-813. 1981
- [42] G. Druml :''*Vorfahren zur Erkennung und Ortung oincs Erdschlusses* ''. Brevet n° DE 10307972 A1 09 sept. 2004
- [43] G. Druml:''*Verfahren zur Bestimmung der Parameter eines gelöschten Netzes* ''. Brevet n° DE 103 07 668 B3 13 Jan.2005
- [44] G. Druml, A. Kugi, and O.Seifert:''*New method to control Petersen coils by injection of two frequencies* ''. C I R E D 18th International Conference on Electricity Distribution Turin, 6-9 June 2005
- [45] G. Druml, O.Seifert:'' *New method of the state evaluation of the zero-sequence system* ' PSCC 2005.15th power Systems Computation Conference. Liege, 23-26 Aug. 2005

- [46] G. Hagmann:’’ *Systematische Darstellung und Anwendungen in der elektrischen Antriebstechnik*’’. Leistungselektronik. 2. Aufl, AULA-Verlag Wiesbaden, Germany. 1998
- [47] G. Druml, A. Kugi, B. Parr:’’*Control of Petersen Coils*’’, XI. International Symposium on Theoretical Electrical Engineering, Linz. 2001
- [48] S.D. Stearns, D.R. Hush:’’*Digitale Verarbeitung analoge Signale 7*’’. Aufl, Oldenbourg, Wien, Austria. 1999
- [49] M. Boukhenaf, A. Haddouche, N. Guersi :’’ *Identification des paramètres homopolaire par la méthode des moindres carrée*’’.International conference on controle, Modeling and Diagnosis. Annaba Alegria 22-24 May 2006
- [50] Jeff Roberts, Dr. Hector , J. Altuve, and Dr. Daqing Hou:’’*Review of ground fault protection methods for grounded, ungrounded, and compensated distribution systems*’’. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA USA 2001
- [51] R. Zivanovic, P. Schegner, O. Seifert, and G. Pilz :’’*Identification of the Resonant-Grounded System Parameters by Evaluating Fault measurement Records*’’. IEEE transactions on power delivery, vol.19, no.3, July 2004.
- [52] H. Klockhaus, J. Poll, F.J. Sauerbach:’’ *Sternpunktbehandlung und rdschu Bfehlerortsuche im mittelspannungsnetz*. Elektrizitätswirtschaft no.22 pp 797-803. 1981
- [53] G. Druml, A.Eberle GmbH&Co. KG Oliver Skrbinjek, STEWEAG-STEAG GmbH Michael Baume. N-ERGIE *Neue Möglichkeiten zur Prüfung von Erdschluss-Schutz Komponenten OMICRON – Anwendertagung 2006*
- [54] V. Leitloff :’’ *Essais avec la maquette probatoire sur le microreseau*’’. EDF Rapport d'activité interne Nov.1993
- [55] J. Bergeal, R. Feuillet, V. Leitloff, L. Pierrat :’’*Procédé de mesure de l'accord de la compensation d'un réseau de distribution électrique*’’. Dépôt de brevet FR 92 12756 du 26 oct. 1992
- [56] G. Funk M. Kizilcay :’’*Begrenzung der Sternpunktspannungen von rdschluBkompensierten Netzen bei Unsymmetrie der Erdkapazitäten*’’. ETZ-Archive 10 No.4 pp 117-122.1988
- [57] P. Waldvogel :’’ *La commande automatique des bobines d'extinction réglables en service*’’.Revue Brown Boveri 28 pp 147-149 1941
- [58] D. Stepanchuk, V. Soldatov, A. Kedrow, S. Maratov:’’ *A fully variable regulator for automatically adjusting arc suppression coils in 6-10 kV cable networks*’’. Elektricheskije Stantsii (URSS) No. pp 65-68 9 Sept. 1978
- [59] D. Stepanchuk, V. Soldatov, V. Kolazev:’’*Automatic Adjustment regulator for piston arc-suppressing coils (ASC) in 6-35 kV networks*’’. Soviet Power Engineering No.3 pp 449-457 Mar. 1981
- [60] M. Boukhenaf, A. Haddouche, and N. Guersi:’’*Three phases to earth reactors for evaluation Zero- sequence systems*’’. Asian journal of Information Technology. Vol. 6(2) pp200-206. 2007