



HAL
open science

Contribution des moyens de production dispersés aux courants de défaut. Modélisation des moyens de production et algorithmes de détection de défaut.

Trung Dung Le

► **To cite this version:**

Trung Dung Le. Contribution des moyens de production dispersés aux courants de défaut. Modélisation des moyens de production et algorithmes de détection de défaut.. Autre. Supélec, 2014. Français. NNT : 2014SUPL0009 . tel-01079811

HAL Id: tel-01079811

<https://theses.hal.science/tel-01079811v1>

Submitted on 3 Nov 2014

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

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

N° d'ordre : 2014-09-TH

SUPELEC

ECOLE DOCTORALE STITS

« Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes »

THÈSE DE DOCTORAT

DOMAINE : SPI
Spécialité : Energie

Soutenue le 28 Février 2014

par :

Trung Dung LE

**Contribution des moyens de production dispersés aux courants de défaut.
Modélisation des moyens de production et algorithmes de détection de défaut.**

Directeur de thèse : Jean-Claude VANNIER
Co-encadrant : Marc PETIT

Professeur (SUPELEC)
Professeur adjoint (SUPELEC)

Composition du jury :

Président du jury : Demba DIALLO
Rapporteurs : Mario PAOLONE
Quoc Tuan TRAN
Examineurs : Jean-Claude MAUN
Membres invités : Michel ODDI

Professeur des Universités (Paris Sud, LGEP)
Professeur associé (DESL-EPFL)
Responsable scientifique CEA (CEA-INES)
Professeur (EP de Bruxelles - ULB)
Chercheur EDF (EDF R&D)

Remerciements

Cette thèse était vraiment une bonne occasion qui m'a permis de développer non seulement mes compétences scientifiques et techniques, mais aussi ma personnalité. Durant ces trois années de thèse, j'ai vécu beaucoup de moments difficiles mais il y avait également de bons moments. Parmi eux, je n'oublierai jamais le jour du 25 Avril 2012 où j'ai obtenu le prix « Best Paper Award » lors de la 11^e conférence DPSP (Development on Power System Protection) organisée par The IET. Il faudra se rappeler que c'était ma toute première conférence.

Je tiens à remercier en tout premier lieu Monsieur Marc PETIT, Professeur adjoint à SUPELEC, sans qui ce travail n'aurait pu se réaliser. Il avait accepté d'encadrer mon stage de Master 2 et puis de devenir mon encadrant de thèse. Durant la thèse, il m'a donné non seulement la liberté pour développer mes propres idées, mais aussi beaucoup de conseils précieux concernant mes travaux. Il était toujours disponible quand j'avais besoin de ses aides.

Mes gratitude vont également à Monsieur Jean-Claude VANNIER, Professeur à Supélec et Chef du Département Energie, qui a accepté de diriger ce travail et m'a accueilli dans le Département depuis mon stage. Il m'a donné aussi des encouragements au moment où j'en avais besoin et de bonnes conditions de travail. Je lui resterai reconnaissant.

Je tiens à remercier également mes deux rapporteurs de thèse : Monsieur Mario PAOLONE, Professeur et Directeur du Laboratoire des Systèmes Electriques Distribués à EPFL et Monsieur Quoc Tuan TRAN, Responsable scientifique des Systèmes Electriques Intelligents de CEA-INES. Ils ont accepté et consacré leur temps précieux pour relire mon manuscrit. Par ailleurs, ils ont apporté plusieurs remarques pertinentes sur mon travail. Les questions posées dans les rapports de thèse me permettront de creuser le sujet davantage.

Je remercie chaleureusement les autres membres du jury : Monsieur Demba DIALLO, Professeur des Universités (Université Paris-Sud, LGEP) – Président du jury, Monsieur Jean-Claude MAUN, Professeur et Doyen de l’Ecole Polytechnique de Bruxelles (ULB) et Monsieur Michel ODDI, ancien chercheur EDF. Je suis reconnaissant de leur intérêt porté sur mon travail et de leur participation à ma soutenance. Ils ont aussi consacré du temps pour examiner mon manuscrit. Les échanges avec ceux durant la soutenance ont éclairé certains aspects dans mon travail, surtout la mise en œuvre de la solution proposée.

Un grand merci également à tous mes collègues et mes amis à Supélec et au Département Energie de m’avoir aidé pendant ma thèse ici, en particulier, Messieurs Amir ARZANDE, Jing DAI, Philippe DESSANTE, Yanfu LI, Emmanuel VAZQUEZ. Pendant ce temps, j’ai reçu aussi les soutiens provenant de l’Université Paris-Sud, LSS, LGEP, ENS Cachan et aussi de mon université au Vietnam (IPH). De plus, j’apprécie beaucoup les aides et conseils donnés durant les conférences auxquelles j’ai participé, en particulier ceux de Messieurs Marius Averitai (Applications Engineer chez Megger – UK) et Philip NEWMAN (Senior Applications Engineer chez Alstom Grid – UK).

En fin, je voudrais remercier mes parents et ma future femme au Vietnam, qui ont apporté tout leur soutien, confiance et intérêt tout au long de ce travail. Je vous aime !

Table des matières

Remerciements	3
Table des matières	5
Chapitre 1. Introduction	9
1.1 Les réseaux de distribution actuels et les stratégies de protection	9
1.1.1 Les réseaux de distribution HTA en France	9
1.1.2 Les défauts sur les réseaux de distribution HTA.....	14
1.1.3 Le plan de protection des réseaux HTA	16
1.2 Impact des GED aux réseaux de distribution HTA	23
1.2.1 Les différents types et technologies de GED	23
1.2.2 Impact des GED aux réseaux HTA	24
1.2.3 Le raccordement des GED aux réseaux de distribution HTA.....	27
1.3 Réseaux HTA du futur – smart grids.....	30
1.4 Objectifs de la thèse et son organisation	31
1.4.1 Objectifs	31
1.4.2 Organisation de la thèse	31
Chapitre 2. Etudes bibliographiques sur l’impact des GED aux plans de protection HTA..	33
2.1 La contribution des GED aux courants de défaut.....	33
2.1.1 Calcul de la contribution des GED aux courants de défaut selon la norme CEI – 60909	33
2.1.2 Calcul de la contribution des GED aux courants de défaut dans la littérature...	36
2.2 Impact des GED aux plans de protection HTA	41
2.2.1 Impact sur la puissance de court-circuit et l’intensité du courant de court-circuit	41
2.2.2 Déclenchement intempestif	44
2.2.3 Aveuglement des protections	44
2.2.4 Ilotage involontaire des GED.....	45
2.2.5 Impact sur le fonctionnement des réenclencheurs.....	45
2.2.6 Impact sur la coordination des protections en cascade	46

2.3	Solutions proposées pour limiter les impacts des GED.....	46
2.3.1	Des solutions pour un taux moyen d'intégration des GED.....	46
2.3.2	Des solutions pour un taux élevé d'intégration des GED.....	48
Chapitre 3.	Modélisation des moyens de production dispersés.....	57
3.1	Les GED connectés au réseau au travers des générateurs synchrones (MS).....	57
3.1.1	La machine.....	57
3.1.2	Système d'excitation.....	60
3.1.3	Turbine.....	60
3.2	Les générateurs avec l'interface de convertisseur – GIC.....	60
3.2.1	Le système GIC.....	60
3.2.2	Modèle simplifié de la source DC.....	61
3.2.3	Le convertisseur DC-AC et sa commande.....	65
3.2.4	Les boucles internes de courant.....	67
3.2.5	Les boucles externes de la tension V_{DC} et la puissance Q	70
Chapitre 4.	Cas d'étude : Un réseau public de distribution avec protection en réseau.....	73
4.1	Descriptif du réseau d'étude.....	73
4.2	La variation des paramètres.....	75
4.2.1	Construction des classifieurs.....	75
4.2.2	Test des classifieurs.....	76
4.3	La coordination entre protections.....	77
Chapitre 5.	Algorithmes directionnels sans mesure de tension.....	79
5.1	Méthode des composantes symétriques.....	79
5.1.1	Transformation de Fortescue.....	79
5.1.2	Analyse des défauts par la méthode des composantes symétriques.....	81
5.1.3	Application de la méthode des composantes symétriques pour calculer les courants de défaut.....	84
5.2	Méthode de classification SVM.....	97
5.2.1	Rappel de la théorie.....	97
5.2.2	Mise au point des hyperparamètres SVM.....	103
5.2.3	Classifieurs SVM pour l'estimation de la direction du défaut.....	104
Chapitre 6.	Résultats de simulation et analyse.....	111
6.1	Cas de défaut biphasé isolé – algorithme $\Delta I_i / \Delta I_d$	112
6.1.1	Le cas de générateurs synchrones.....	112

6.1.2	Le cas de GIC	115
6.1.3	Le cas de présence à la fois de GIC et MS	117
6.1.4	Synthèse des résultats	119
6.2	Cas des défauts monophasés sur les réseaux à neutre compensé – algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$ 119	
6.2.1	Le cas de MS	119
6.2.2	Le cas de GIC	122
6.2.3	Le cas de présence à la fois de GIC et MS	123
6.2.4	Synthèse des résultats	125
6.3	Cas des défauts monophasés sur les réseaux à neutre résistif – algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$	125
6.4	Test de robustesse des algorithmes directionnels	127
6.4.1	Impact de la reconfiguration du réseau suite à un défaut	127
6.4.2	Impact des lignes asymétriques	129
6.4.3	Impact de la composition des charges	130
6.4.4	Algorithmes dans le fonctionnement exceptionnel du réseau HTA	131
6.4.5	Impact du bruit de mesure	131
6.5	Implémentation des algorithmes directionnels	132
Chapitre 7. Conclusion et Perspectives		135
Liste des publications		139
Bibliographie		141
Annexes		147
A.	Liste des figures	148
B.	Liste des tableaux	153
C.	Calcul du courant de court-circuit selon la norme CEI – 60909	154
D.	Calculs analytiques du rapport I_i/I_d dans le cas de défauts biphasés isolés	162
E.	Le choix de la base de données d’apprentissage et de l’instant de décision des classifieurs optimaux	169
E.1.	Défaut biphasé isolé – Cas de MS	169
E.2.	Défaut biphasé isolé – Cas de GIC	172
E.3.	Défaut biphasé isolé – Cas de MS et GIC	173
E.4.	Défaut monophasé	176
F.	Impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe	178

F.1.	Défaut biphasé isolé – Cas de MS	178
F.2.	Défaut biphasé isolé – Cas de GIC	183
F.3.	Défaut biphasé isolé – Cas de GIC et MS.....	188
F.4.	Défaut monophasé, neutre compensé – Cas de MS.....	193
F.5.	Défaut monophasé, neutre compensé – Cas de GIC.....	199
F.6.	Défaut monophasé, neutre compensé – Cas de GIC et MS.....	205
F.7.	Défaut monophasé, neutre résistif – Cas de MS	211
F.8.	Défaut monophasé, neutre résistif – Cas de GIC.....	216
F.9.	Défaut monophasé, neutre résistif – Cas de GIC et MS	221

Chapitre 1. Introduction

1.1 Les réseaux de distribution actuels et les stratégies de protection

1.1.1 Les réseaux de distribution HTA en France

1.1.1.1 *La constitution des réseaux électriques*

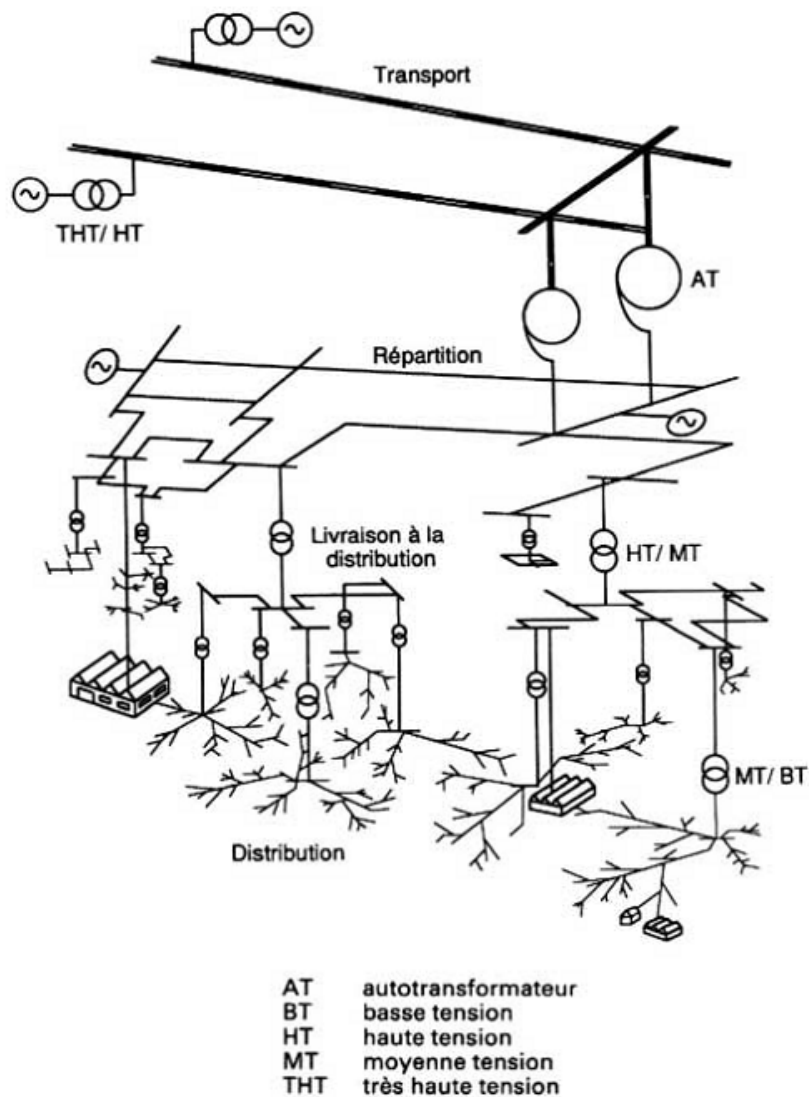


Figure 1-1 : Hiérarchisation des réseaux électriques en France [Car91]

Les réseaux électriques en France se composent des sous-réseaux de transport, de répartition et de distribution en fonction de leur niveau de tension et leur rôle dans le système d'énergie électrique. La classification des sous-réseaux est la suivante [Cal09]:

- Réseaux de transport et de l'interconnexion à très haute tension (HTB 2 et 3) : ce sont des réseaux de 400 kV et 225 kV, qui font la liaison entre les grands centres de production et les grandes zones de consommation. Ces réseaux de structure maillée assurent également l'interconnexion entre le système électrique de la France et ceux d'autres pays européens.
- Réseaux de répartition régionale : leurs niveaux de tension sont 90 kV et 63 kV (HTB1). Ce sont des réseaux bouclés qui font le lien entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution ainsi que les gros consommateurs industriels.
- Réseaux de distribution publique relient des réseaux de niveau tension supérieure aux consommateurs. Ils se constituent des réseaux de moyenne tension (HTA : 20 kV, 15 kV) et de basse tension (BT : 400 V, 230 V). Leur structure est très variée selon le cas : arborescente, coupure d'artère, double dérivation,...

La Figure 1-1 donne une image de la hiérarchie des réseaux électriques, allant des réseaux de transport aux réseaux de distribution. Notons que ces derniers sont très étendus avec la longueur totale de 1 300 000 km, en comparant à 100 000 km de celle des réseaux de transport et de répartition [ERD13]. On peut constater que l'exploitation des réseaux électriques est centralisée : de grandes centrales (de type nucléaire en France), qui sont souvent dans les emplacements géographiques adéquats (proches des sources d'eau de refroidissement, satisfaction des impératifs techniques, etc.), assurent une grande partie de la production électrique. Par la suite, l'énergie électrique va être acheminée vers les consommateurs via des lignes ou des câbles. La distance de cet acheminement est souvent grande car les gros consommateurs sont en général éloignés des grandes centrales. Notons que l'énergie électrique ne peut être stockée à grande échelle. Alors il faut assurer l'équilibre entre la production et la consommation à tout instant. Cela se fait par la mise en place de réserves de puissance (primaire et secondaire) activables rapidement à partir de régulateurs installés sur les groupes, et de centres de conduite hiérarchisés qui surveillent et contrôlent les réseaux continuellement.

1.1.1.2 Les structures des réseaux HTA

Les réseaux de distribution à moyenne tension en France se portent le nom **HTA** (haute tension niveau A). Ils sont principalement exploités à 20 kV alors qu'il reste une portion (11% en fin 2004) des réseaux en 15 kV ou autres niveaux pour des raisons historiques [ERD08]. Ces réseaux s'interfaçent avec les réseaux de répartition au travers des postes sources HTB/HTA. Leurs consommateurs sont des réseaux BT, qui se connectent via des postes de transformation HTA/BT (750 000 postes gérés par ERDF) ou des sites industriels.

Selon la densité de consommation, on peut diviser les réseaux HTA en zones rurales (faible densité de consommation) et zones urbaines (densité importante de consommation).

Alimentation en HTA des zones rurales [Car91],[Joy96]:

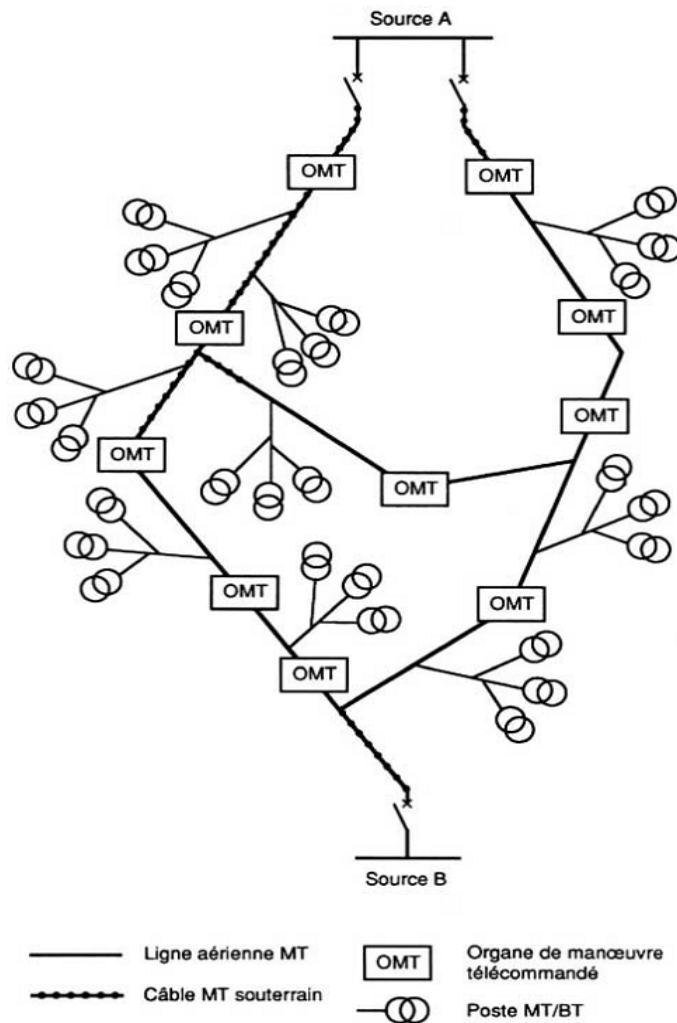


Figure 1-2 : Structure arborescente d'un départ HTA rural [Car91]

- Les postes sources sont alimentés par des réseaux à 90 kV et 63 kV. Ils possèdent un à trois transformateurs de puissance inférieure ou égale à 36 MVA. Depuis les postes sources, plusieurs départs acheminent la puissance de l'électricité aux clients.
- Les départs ruraux HTA sont principalement de structure arborescente, mais bouclables pour permettre de réalimenter – grâce aux organes de manœuvre télécommandés (OMT) – des clients suite à coupure due à un incident (Figure 1-2). Ces départs peuvent être entièrement aériens ou bien mixtes. Les départs mixtes possèdent une artère principale souterraine et des dérivations aériennes. Ils sont choisis comme la cible du développement des départs ruraux à ce jour.

Alimentation en HTA des zones urbaines denses et des zones péri-urbaines [Car91] [Joy96]:

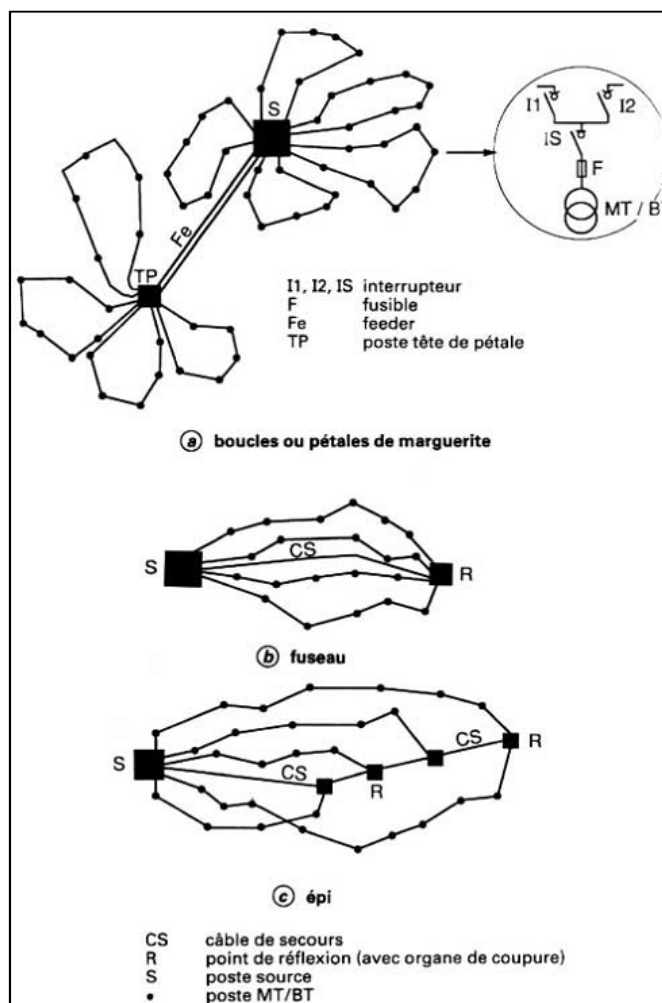


Figure 1-3 : Structures en coupure d'artère [Car91]

- Les postes sources sont alimentés par des réseaux à 90 kV et 225 kV. Ces postes peuvent comporter jusqu'à trois transformateurs de puissance inférieure ou égale à 70 MVA.
- Les départs urbains sont souterrains. Plusieurs schémas de réseau sont possibles en fonction du mode de raccordements des clients (postes HTA/BT ou postes client HTA)
 - Raccordement en « coupure d'artère » (Figure 1-3) : structure en boucles ou pétales de marguerite, structure en « fuseau » ou en « épi ».
 - Raccordement en « double dérivation » (Figure 1-4) : double dérivation multiple à secours spécialisé, double dérivation multiple à secours intégré, double dérivation inter-sources et poste de coupure PC.

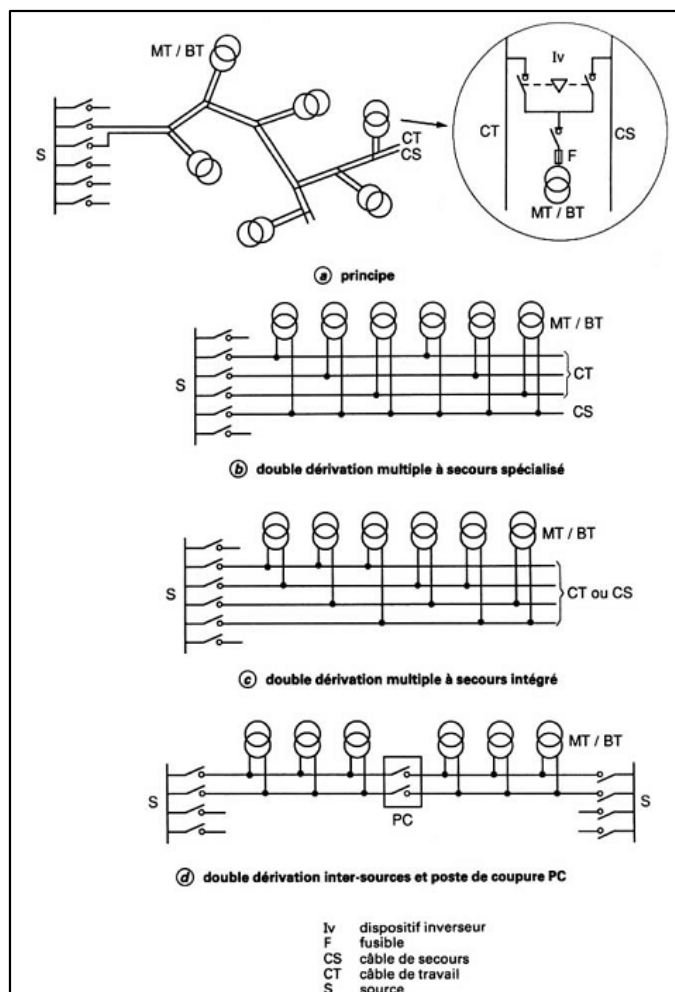


Figure 1-4 : Structure en double dérivation [Car91]

Notons que les réseaux HTA sont en général exploités en structure radiale ou arborescente, bien qu'ils puissent être maillés pour des réseaux urbains. Cela signifie qu'à un moment donné, un consommateur ne peut être alimenté qu'à partir d'une seule source d'énergie. Cette structure d'exploitation est simple, elle réduit le courant de défaut et par conséquent, réduit le coût d'investissement pour des matériels du réseau. Par ailleurs, elle facilite la protection des réseaux HTA, ce qu'on va voir ultérieurement dans des paragraphes qui suivent.

1.1.1.3 La gestion des réseaux HTA

En France, le principal gestionnaire des réseaux de distribution HTA et BT est **ERDF** (**E**lectricité **R**éseau **D**istribution **F**rance) qui gère 95% du réseau. Le reste est géré par des **ELD** (**E**ntreprises **L**ocales de **D**istribution) créées dans les années 1920-1930 lors de l'électrification de la France et qui n'avaient pas été intégrées dans EDF en 1946. Au travers des dispositifs (automatiques, commandés à distance ou de manœuvre) installés sur ces réseaux, les centres de conduite d'ERDF (ACR : Agence de Conduite Régionale) font la surveillance des réseaux et vont intervenir dès qu'il y aura des incidents sur les réseaux. Ses responsabilités, conformément à la loi 2004-803, se composent de :

- La gestion, le développement et l’exploitation du réseau public HTA et BT en toute sécurité et dans le respect de l’environnement ;
- Le raccordement et l’accès au réseau des producteurs et des consommateurs ;
- La qualité de fourniture ;

En ce qui concerne la dernière responsabilité, plusieurs facteurs de qualité sont à assurer comme la fréquence, l’amplitude, le déséquilibre, les harmoniques de la tension de fourniture. Le tableau suivant présente des contraintes sur ces caractéristiques dans le cas des réseaux HTA:

Tableau 1.1 : Caractéristiques des signaux de tension HTA [Had10]

Grandeur	Valeur admise
Fréquence	50 Hz \pm 1% dans les systèmes interconnectés 50 Hz \pm 4-6% dans les systèmes non-interconnectés
Amplitude	$U_n = 20 \text{ kV} \pm 5\%$
Déséquilibre	taux d’inverses $\tau_i < 2\%$ $\tau_i = V_i/V_d \%$ avec V_i : tension inverse ; V_d : tension directe
Harmoniques	A 95% du temps (moyenne sur 10 min) H3 < 4%, H5 < 4%, H7 < 4% taux de distorsion < 8%
Surtensions	Transitoire (1.2/50 μs) < 125 kV _c avec V _c : Volt crête pour le 20 kV

De plus, afin d’assurer un fonctionnement en toute sécurité des réseaux HTA, ces derniers possèdent un système de protection contre des défauts. Lors d’un défaut, les protections vont détecter et éliminer rapidement le défaut, et puis les automatismes tentent de rétablir l’alimentation. Si le défaut persiste, entame une deuxième phase qui consiste à localiser le défaut et reconfigurer le réseau (changer le schéma d’exploitation à travers des interrupteurs télécommandés en réseau) pour isoler la partie en défaut et réalimenter la partie saine du départ en défaut par un autre départ. Enfin, dans la troisième phase, le chargé de conduite va faire des réparations nécessaires pour rendre la partie en défaut en bon état dans les meilleurs délais.

Des précisions sur les défauts et le système de protection sont trouvées dans des paragraphes suivants.

1.1.2 Les défauts sur les réseaux de distribution HTA

Le régime de défaut est le régime anormal de fonctionnement du réseau et l’incident le plus fréquent est un défaut d’isolement. Par leur taille énorme, les réseaux électriques peuvent subir plusieurs impacts de l’environnement, qui peuvent initier des défauts : foudre, tempêtes, etc. pour les lignes aériennes ou bien agressions extérieures (engins mécaniques de terrassement, par exemple) pour les câbles. Les matériaux peuvent être aussi dégradés en conduisant les défauts d’isolement. Il devrait compter également les fausses manœuvres du personnel. Les conséquences d’un défaut peuvent être négligeables ou bien très graves selon le type du défaut, le lieu et la durée du défaut. Dans cette thèse, le terme « défaut » désignerait

un court-circuit, soit entre des conducteurs de phase (défaut polyphasé), soit entre un conducteur de phase à la terre (défaut monophasé).

- En fonction des phases affectées dans le défaut, on peut les classer comme suivant :
 - Défaut monophasé : court-circuit entre une phase et la terre
 - Défaut biphasé : court-circuit entre deux phases, isolé au sol ou non
 - Défaut triphasé : court-circuit entre trois phases, isolé au sol ou non

- En fonction de la localisation du défaut, on a :
 - Défauts simples : ce sont des défauts qui se produisent en un point unique
 - Défauts doubles (à la terre) : suite à une surtension causée par le premier défaut à la terre, le deuxième se produit à un endroit différent au celui du premier défaut

- En fonction de la façon avec laquelle les défauts sont traités par les automatismes (i.e. réenclencheurs)
 - Défauts permanents : ce sont des défauts persistants, qui ne peuvent pas être éliminés par des cycles de réenclenchement des automatismes.
 - Défauts semi-permanents : des défauts peuvent être éliminés après un ou deux cycles de réenclenchement.
 - Défauts fugitifs : éliminés après un seul cycle de réenclenchement (cycle rapide avec une ouverture de 300 ms) ou simplement par le disjoncteur shunt.
 - Défauts auto-extincteurs : des défauts éteints tout seul, sans intervention des protections, avec une durée maximale de 100 ms.

Par ailleurs, on a deux types de défaut particuliers :

- Défauts évolutifs qui sont originalement des défauts monophasés, mais évoluant au même endroit en défaut biphasé ou triphasé.

- Défauts intermittents : des défauts monophasés de type auto-extincteurs (après 10 à 20 ms), mais qui se réamorcent périodiquement après une durée entre 100 ms et 200 ms.

Tableau 1.2 : Statistiques de défauts sur le réseau aérien français en 2007 [Cal09]

Caractéristiques	400 kV	225 kV	90 kV	63 kV	20 kV
Nombre moyen par 100 km et par an	2,5	8,6	11,3	16,9	150
Fugitifs (%)	99	99	99	99	97
dont :					
{ monophasés (%)	94	91	82	71	75
{ polyphasés (%)	6	9	18	29	25

Le Tableau 1.2 donne des statistiques de défauts sur le réseau aérien français en 2007 [Ca109]. On peut constater que la plupart des défauts sur le réseau HTA sont fugitifs (97%, dont 75% monophasés).

Les défauts qui se produisent avec des contacts directs (phase-terre, phase-phase) s'appellent défauts francs. Pour d'autres cas de défaut, il y a une résistance de contact $R_{\text{déf}}$, nommée comme la résistance du défaut. En cas de défauts à la terre, cette résistance peut se varier de 0 à quelques $k\Omega$, voire plus. Au contraire, $R_{\text{déf}}$ est souvent faible en cas des défauts entre phases.

1.1.3 Le plan de protection des réseaux HTA

1.1.3.1 Le concept

Les protections sont des équipements qui détectent la présence des défauts et ensuite envoient des ordres de déclenchement aux organes de coupure associés. Le plan de protection est la façon par laquelle l'ensemble des protections et des automatismes sont réglés et coordonnés afin de détecter et éliminer des défauts. Il s'appuie, à la fois :

- Sur des concepts : Quels principes de protection vont être utilisés ?
- Sur l'architecture : Quels types de protection vont être utilisés ? et ensuite, où ces protections seront installées ?
- Sur les réglages : Comment régler les seuils de déclenchement pour différentes protections afin de détecter et éliminer des défauts, en assurant la coordination entre elles ?

Un tel plan de protection doit assurer, en même temps, la sécurité des personnes, la pérennité des matériels, et la meilleure continuité de fourniture possible.

1.1.3.2 Niveaux de protection

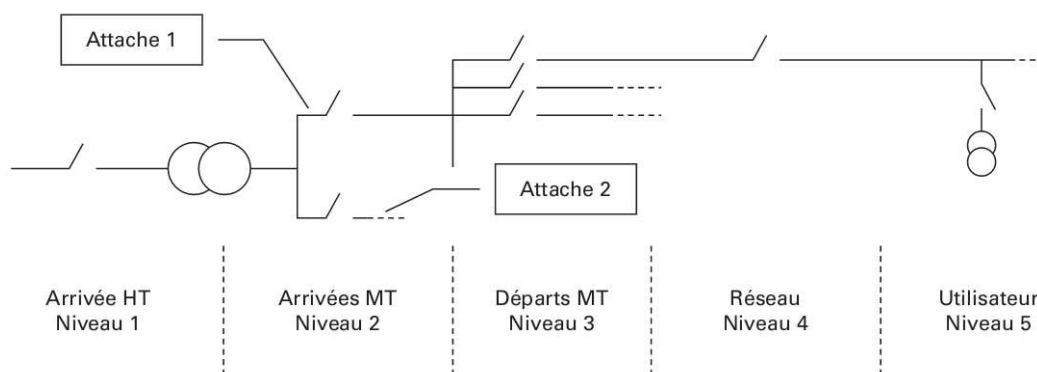


Figure 1-5 : Réseau radial et niveaux de protection [Odd11]

Il y a cinq niveaux de protection possibles du réseau HTA, comme montre la Figure 1-5 :

- Trois dans les postes sources : arrivées (T)HT des transformateurs (T)HT/MT ; arrivées MT sur les jeux de barres MT ; départs MT.
- Un niveau intermédiaire en réseau : c'est-à-dire entre poste source et poste utilisateur. En France, il y a rarement des protections à ce niveau, seulement des sectionneurs.
- Un sur les postes utilisateurs.

Le système de protection HTA se compose de deux volets différents : un pour protéger contre les défauts polyphasés et un contre les défauts à la terre. Dans les paragraphes suivants, on se focalise sur les protections de départ MT (niveau 3) qui sont le sujet principal de cette thèse.

1.1.3.3 Protection de départ HTA contre les défauts polyphasés [Odd11] :

Principe de détection de défaut : ampèremétrique. Lors d'un défaut polyphasé, les courants de phase en défaut vont augmenter et franchir un seuil préréglé I_{seuil} . Ce seuil doit être réglé le plus bas possible afin de détecter les courants de défaut les plus faibles possibles.

Pour chaque départ HTA, I_{seuil} doit être inférieur à $0,8 I_{ccb}$ (I_{ccb} : courant de défaut biphasé isolé le plus lointain du poste source, prenant en compte tous les schémas d'exploitation éventuels).

$$I_{seuil} < 0,8 I_{ccb} \quad (1.1)$$

Par contre, ce seuil doit être supérieur à l'intensité du courant admissible dans le départ qui normalement dépend du calibre de ces transformateurs de courant I_{Ntc} ; et il ne doit pas causer des risques de déclenchement intempestif dû au courant de pointe I_p appelé par le départ.

Seuil chronométrique : en général, les protections n'envoient pas immédiatement l'ordre de coupure dès qu'elles détectent un défaut. Elles attendent pendant un certain temps pour éviter des fonctionnements intempestifs dus au régime transitoire du réseau : le démarrage des machines tournantes, la reprise de charge sur un cycle de ré-enclenchement,... Par ailleurs, ce temps d'attente – la temporisation – permet également une bonne sélectivité entre des protections amont et aval.

En France, une protection utilisateur est temporisée à 0,2 s en accordant à la norme NF C 13-100. Par conséquent, la temporisation typique des protections de départ HTA est fixée à 0,5 s, qui assure un intervalle de 0,3 s entre celles-ci et des protections éventuelles au niveau des postes utilisateurs. Cet intervalle de sélectivité tient compte du temps d'élimination du défaut par disjoncteurs, des tolérances des temporisations et du temps de retour au repos des relais.

Automatisme réenclencheur [Odd11a] : selon les statistiques (Tableau 1.2), la plupart des défauts sont de type non-permanent, c'est-à-dire qu'ils peuvent s'éteindre eux-mêmes en mettant hors tension la zone en défaut. Les réenclencheurs sont alors pour but d'isoler le défaut à la source, laisser un temps juste pour que le défaut soit éliminé de lui-même. Donc, les utilisateurs sont moins affectés par les défauts car la durée de coupure est réduite. Les cycles de déclenchement sont présentés sur Figure 1-6.

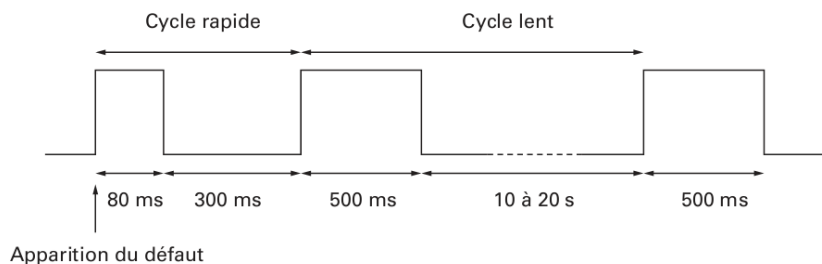


Figure 1-6 : Cycles de ré-enclenchement [Odd11a]

- *Inhibition* : l'automate de ré-enclenchement est inhibé pendant 80 ms après détection du défaut. Cette temporisation permet des défauts auto-extincteurs de s'éliminer tout seul.
- *Cycle rapide* : si le défaut ne s'éteint pas après 80 ms, l'automate ouvre le départ pendant une brève durée (300 ms), laisse s'éliminer des défauts semi-permanents. La séquence correspondante s'appelle cycle rapide.
- *Cycle lent* : après un cycle rapide, l'automate referme le départ et attend pendant 500 ms. Après cette période, si le défaut est toujours présent, il ré-ouvre le départ, pour une durée de 10 à 20 s, ce qui permet de laisser passer les courants de magnétisation des transformateurs HTA/BT et le courant d'appel d'éventuelles charges. Selon les cas il peut y avoir un ou deux cycles lents.
- *Déclenchement définitif* : après cycle lent, si le défaut existe toujours, l'automate va ouvrir le départ définitivement.

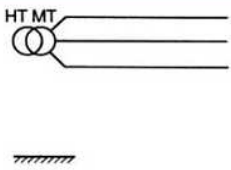
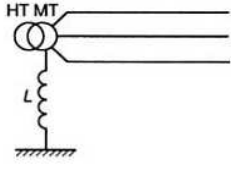
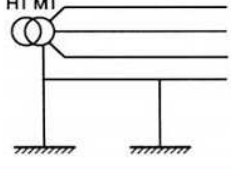
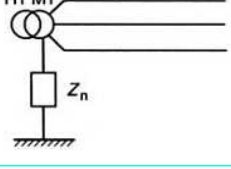
Les réenclencheurs sont placés principalement en tête des départs aériens ou mixtes. On ne trouve en général pas ces dispositifs sur les départs souterrains car les défauts survenant sur ces derniers sont plutôt permanents et ils ne peuvent pas s'éliminer par des cycles de ré-enclenchement. En France, on procède un deuxième cycle lent où les interrupteurs aériens à creux de tension (IACT) profitaient pour ouvrir le tronçon en défaut. Ces interrupteurs, incapables de couper les courants de défaut, détectaient le défaut pendant le premier cycle lent et s'ouvrait pendant le deuxième, lorsque le départ est déjà mis hors de tension par le disjoncteur en tête de départ.

1.1.3.4 Protection de départ HTA contre les défauts à la terre :

Importance du régime de neutre : Le régime de neutre désigne la façon dont le neutre du réseau est connecté à la terre. Pour les défauts à la terre, c'est le régime de neutre qui détermine les principales caractéristiques des défauts. Or, en pratique, ces défauts représentent une grande majorité des cas de défaut affectés au réseau HTA (80% du nombre total des défauts [Odd11a]) et sont à l'origine des montées locales du potentiel du sol. Par conséquent, le régime de neutre impacte directement sur les dispositions constructives des réseaux, pour assurer la sécurité des personnes et des biens, et sur la qualité de fourniture d'électricité.

Différents types de régime de neutre [Car91] :

- *Neutre isolé* : il n'y a aucun contact du neutre à la terre. Ce régime donne une bonne qualité de service car le courant de défaut est en général faible, la fourniture est maintenue au premier défaut. Par contre, il faut avoir également une bonne surveillance pour détecter et éliminer des défauts dans une durée admissible. De plus, des équipements connectés au réseau doivent avoir une bonne isolation car les potentiels des phases saines s'augmentent à la tension composée durant le défaut.
- *Neutre Petersen* : mise à la terre du neutre avec une bobine d'extinction (bobine de Petersen) dont la réactance est réglée pour avoir la résonance, à la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau. Le courant de défaut est donc nul, et la qualité de fourniture est aussi bonne. Par contre, il apparaît aussi, comme dans le cas du neutre isolé, des surtensions. Par ailleurs, la détection de défaut sur ce réseau est plus compliquée.
- *Neutre relié directement à la terre* : le neutre peut être mis à la terre en un seul point (au niveau du poste-source) ou à plusieurs points (réseaux quatre fils à neutre distribué). Ce régime de neutre minimise les surtensions éventuelles. La détection de défaut est simple car le courant de défaut est très élevé. Toutefois, la coupure est plus fréquente et il existe des contraintes importantes sur les matériels à cause du fort courant de défaut.
- *Neutre relié à la terre par impédance* : le courant de défaut est limité et les surtensions sont réduites par l'impédance de neutre. Ce régime de neutre est un compromis des régimes ci-dessus, qui conduit aux contraintes raisonnables des tenues des matériels aux courants de défaut en permettant un fonctionnement fiable des systèmes de protection.

Régime de neutre MT		Pays
	Neutre isolé	Allemagne (1) Belgique Italie Japon Norvège
	Bobine d'extinction dite de Petersen L : compensation de la capacité du réseau	Allemagne (1) Finlande Norvège
	Neutre directement à la terre	Canada États-Unis
	Neutre impédant Z_n : quelques dizaines d'ohms	Belgique France Grande-Bretagne Irlande Japon Suède

(1) ancienne République fédérale d'Allemagne.

Figure 1-7 : Différents régimes de neutre MT utilisés dans le monde [Car91]

La Figure 1-7 fait une synthèse des régimes de neutre qui sont mis en œuvre dans le monde.

Les choix du régime de neutre HTA en France [EDF94]:

- Mise à la terre par impédance de limitation :
 - Réseaux aériens avec impédance de limitation « 300 A » : en pratique, on utilise souvent une résistance $R = 40 \Omega$, qui limite le courant de défaut monophasé à 300 A.
 - Réseaux souterrains avec impédance de limitation « 1000 A » : une résistance $R = 12 \Omega$ ou une bobine de point neutre BPN $(12+j12) \Omega$ est utilisée pour limiter le courant de défaut à 1000 A.
 - L'apparition des départs mixtes avec une part de câble souterraine entraîne l'augmentation du courant de défaut due aux capacités de ces tronçons de câble. Pour mieux gérer le courant de défaut, on utilise, soit une résistance de neutre de valeur plus élevée $R = 80 \Omega$, ou soit une inductance en série avec la résistance ($Z = 40 + j40 \Omega$). Le choix entre ces deux solutions dépend encore la valeur du courant capacitif total $I_{\text{capa}\Sigma}$ du réseau : la première solution est pour un réseau peu capacitif : $I_{\text{capa}\Sigma} < 100 \text{ A}$, la seconde est pour un réseau moyennement capacitif : $I_{\text{capa}\Sigma} > 100 \text{ A}$.

- Mise à la terre par une impédance de compensation : ce type de mise à la terre est choisi pour des réseaux aériens et mixtes. L'impédance de compensation se compose d'une bobine d'extinction en parallèle avec une résistance. La bobine d'extinction compense l'effet des capacités des câbles et limite le courant de défaut. Pour sa part, la résistance laisse passer un courant résiduel « actif » assez élevé pour que les protections puissent le détecter ($I_{\text{actif}} > 20 \text{ A}$). Par contre, le courant de défaut maximal $I_{\text{déf max}}$ doit être inférieur à 40 A [EDF01]. La mise à la terre par neutre compensé s'avère une meilleure qualité de fourniture d'électricité en facilitant la détection des défauts. Elle va progressivement remplacer la technique de mise à la terre par impédance de limitation.

Selon deux types de mise à la terre ci-dessus, on a deux plans de protection correspondants contre les défauts à la terre :

Protection contre les défauts à la terre en cas de neutre impédant [Odd11] :

- *Principe de détection de défaut* : ampèremétrique. Lors d'un défaut à la terre, c'est le courant résiduel qui va augmenter et franchir le courant de seuil $I_{0\text{seuil}}$. Ainsi, ce seuil doit être la plus faible possible afin de détecter des défauts dont la résistance est la plus grande possible. Par contre, le seuil doit être supérieur 1,2 fois le courant capacitif du départ pour éviter des déclenchements intempestifs en cas de défaut sur un départ voisin.
- *La temporisation* de la protection de départ est aussi à 0,5 s, comme le cas des défauts polyphasés.
- *Automatismes* :
 - Réenclencheurs : fonctionnent sur les mêmes principes que dans le cas des défauts polyphasés.
 - Disjoncteur shunt : c'est un disjoncteur à pôles séparés, dans le poste source, qui fonctionne uniquement pour les défauts monophasés. Dès qu'il détecte la phase en défaut, il va la mettre à la terre pendant environ 250 ms. Cette action annule la tension d'alimentation de l'arc de défaut et permet à ce dernier s'éteindre naturellement. Pendant cet intervalle, le potentiel des deux phases saines augmente à la valeur composée. Les trois tensions composées sont toutefois inchangées et donc les clients du départ ne sont pas perturbés. Après la remise en service de la phase défectueuse, si le défaut n'est pas encore éliminé, on procède aux cycles classiques de réenclenchement. Par contre, les réenclencheurs doivent être inhibés en permanence pour éviter le fonctionnement simultané de ceux-ci et le disjoncteur shunt. Ils seront désinhibés lorsqu'un défaut polyphasé est détecté.

- Dans certains réseaux fortement capacitifs, les grands courants capacitifs des départs sains peuvent causer des déclenchements intempestifs pour la protection de départ si son seuil n'a pas été remis à jour suite à une évolution de réseau. Pour ne pas être obligé de mettre un seuil trop élevé qui va réduire la capacité à détecter des défauts impédants, il faut recourir à d'autres critères pour détecter correctement les défauts : principe de protection wattmétrique homopolaire ou une protection directionnelle de terre.
- Défauts résistants et très résistants : les protections ampèremétriques ($\max I_0$) ne peuvent plus détecter les défauts dont le courant résiduel est inférieur à 1,2 fois le courant capacitif du départ. En France, pour détecter ce type de défaut, on fait appel aux protections de terre résistante qui sont insérées au point de mise à la terre du neutre HTA [Odd11a]. Lors de l'apparition du défaut résistant, on ouvre successivement, de façon automatique ou manuelle, les disjoncteurs des départs qui sont alimentés par le transformateur concerné. Ainsi, la protection de neutre revient en état normal de veille lorsque le disjoncteur du départ en défaut est ouvert. Cette pratique permet de détecter les défauts très résistants mais avec l'inconvénient majeur d'avoir à couper plusieurs départs sains avant de trouver celui en défaut.

Protection contre les défauts à la terre en cas de neutre compensé [Odd11]:

- Pour les réseaux à neutre compensé, les courants de défaut ont une faible valeur (par exemple, moins de 40 A en France). C'est à cette condition que l'arc de défaut s'éteint et il y a très peu de défaut maintenu sur ces réseaux. En fonction de la durée et le phénomène transitoire des défauts, on peut les classer en trois types :
 - 1) Défauts auto-extincteurs : ils représentent de 75 à 80% parmi tous les défauts monophasés.
 - 2) Défauts réamorçants (ou intermittents) : une succession de défauts auto-extincteurs, c'est-à-dire, ce sont des défauts auto-extincteurs qui peuvent se réamorcer périodiquement.
 - 3) Défauts stables : ils ne s'éteignent pas.
- *Principe de détection de défaut :*
 - Si exploitation à défaut maintenu (par exemple, en Allemagne) : les relais wischer sont utilisés uniquement pour détecter le départ en défaut. Ces relais comparent les sens du premier transitoire d'établissement du défaut du courant résiduel et de la tension résiduelle : ils sont dans le même sens dans le départ sain et opposé dans celui en défaut [Odd11]. Il faut noter que cette particularité se trouve en même temps aux trois types de défaut mentionnés. Et puis, il s'agit de phase de localisation de défaut (par exemple, par les indicateurs de passage de défauts).

- Si déclenchement sur défaut à la terre (le cas en France) : la détection de défaut stable est basé sur le principe ampèremétrique ou les protections directionnelles classiques car les courants de défaut sont assez élevés à détecter (avec introduction d'une résistance en parallèle avec la bobine d'extinction). En cas de défauts réamorçants, on peut faire appel aux relais wischer ou bien, des protections particulières appelées PWH2 (protections wattmétriques homopolaire version 2) qui sont utilisées en France. Ces protections PWH2 peuvent détecter à la fois les défauts réamorçants et stables. De plus, on s'aperçoit que les protections directionnelles étaient assez souvent capables de détecter des défauts réamorçants bien qu'elles ne soient pas, a priori, conçues pour le faire.

Le développement récent des générateurs d'énergie dispersée (GED en abréviation) et leur introduction de plus en plus importante aux réseaux de distribution peuvent avoir des conséquences au fonctionnement de ces derniers. On va les voir en détail dans la section suivante et puis dans le deuxième chapitre.

1.2 Impact des GED aux réseaux de distribution HTA

1.2.1 Les différents types et technologies de GED

Les GED sont généralement des installations de petite capacité qui sont raccordées aux niveaux de tension peu élevés. Selon la conception et les technologies utilisées, il y a plusieurs types de GED [**EIK04**]:

- Générateurs à combustion traditionnels : tel que les turbines à gaz (à cycle simple, cycle récupéré, et cycle combiné) ou les systèmes de cogénération. Ces derniers peuvent participer aux services système grâce à la contrôlabilité en puissance sortie, à la fois active et réactive.
- Générateurs non traditionnels : tel que
 - Des dispositifs électrochimiques comme les piles à combustible
 - Des dispositifs de stockage : les batteries, les volants d'inertie et les supercondensateurs,...
 - Les systèmes à base d'EnR (**E**nergie **R**enouvelable) : les éoliennes, ou les panneaux photovoltaïques (PV),... Leur puissance installée peut varier de quelques dizaines de watts jusqu'à quelques MWs. La puissance fournie en fonctionnement par ces productions est intermittente car elle dépend de la disponibilité de la source primaire (vent, soleil,...)

L'introduction des GED dans les réseaux de distribution HTA et BT est favorisée par deux principaux faits suivants : premièrement, c'est la libéralisation du marché de l'électricité qui ouvre la voie pour intégrer des producteurs privés dans le système électrique ; et deuxièmement, c'est la subvention publique qui rend des sources d'énergie renouvelables

rentables pour ces producteurs. Puisque l'exploitation de ces sources d'énergie restent encore chère en ce moment et les techniques à prix bas pour les maîtriser sont encore à développer.

Les avantages des GED [Had10]:

- Ils peuvent être installés à proximité des consommateurs. Ceci réduit le coût de transport et de distribution d'énergie électrique, et parfois, les pertes électriques.
- On peut trouver plus facilement les sites d'installation pour des petits producteurs.
- La durée d'installation est plus courte
- Ils utilisent des technologies « vertes », c'est-à-dire propres et peu d'impact environnemental.
- La co-génération améliore le rendement énergétique de la production (40% pour une centrale thermique classique contre 60 à 70% pour une unité de cogénération).

1.2.2 Impact des GED aux réseaux HTA

Malgré ses avantages, l'introduction des GED entraîne plusieurs impacts sur le fonctionnement et la protection des réseaux de distribution car les schémas d'exploitation et de protection de ces réseaux ont été conçus pour des flux de puissance descendant du poste source vers les charges avec des départs radiaux. Le raccordement d'unités de production vient remettre en cause ces schémas d'exploitation. On peut constater ci-dessous des impacts majeurs [**Had10**] [**Fra10**]:

1.2.2.1 Impacts sur le flux de puissance

- Le système électrique a été construit pour un flux de puissance unidirectionnel : l'énergie électrique générée à partir des grandes centrales électriques est transmise par les réseaux de transport et répartition vers les réseaux de distribution. Ces derniers vont ensuite acheminer de l'énergie aux consommateurs. Si les GED sont intégrés de manière importante aux réseaux de distribution, il est possible qu'à un moment donné, l'énergie puisse remonter vers les réseaux de transport et répartition. Il faut donc prendre en compte cette bidirectionnalité dans la gestion du système (tant technique qu'économique), même si les ouvrages sont intrinsèquement bidirectionnels.
- Il faut vérifier également le respect des capacités de transit du réseau parce que la puissance injectée par les GED peut entraîner, dans certaines branches du réseau, des flux de puissance plus élevés que la tenue électrique des matériels (lignes, câbles,...). Ceci entrainera ensuite le vieillissement plus rapide, voire des défauts de ces matériels liés à l'échauffement. La vérification est réalisée via le calcul de Load Flow avec les hypothèses et données précisées. Ensuite, les tronçons de réseau où des dépassements de transit sont constatés seront déterminés. On peut supprimer ces dépassements en faisant des travaux de renforcement ou de création de réseau.

1.2.2.2 *Impacts sur le plan de tension*

Selon le règlement en France, le profil de tension aux tous les nœuds HTA doit être maintenu dans des limites de $\pm 5\%$ par rapport à la tension contractuelle (15 ou 20 kV en HTA). La présence des GED va évidemment modifier ce profil existant car l'apport des puissances actives et réactives des productions change la chute de tension tout au long du départ. La formule suivante le montre pour le cas de chute de tension entre les extrémités 1 et 2 d'un tronçon du départ HTA :

$$U_1^2 - U_2^2 = 2(RP + XQ) \quad (1.2)$$

ou approximativement, on peut écrire :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP + XQ}{U^2} \quad (1.3)$$

avec

U_1, U_2 : les tensions composées des nœuds 1 et 2

$\Delta U/U$: la chute de tension relative entre les extrémités du tronçon 1-2

U : moyenne des tensions U_1 et U_2

P, Q : les puissances active et réactive échangées par le nœud 2

R, X : la résistance et réactance du tronçon 1-2

Il peut en résulter un profil de tension comme celui dans la Figure 1-8 où la tension de certains nœuds dépasse des limites. Elle deviendra trop élevée si le GED est en service et la consommation est faible.

Dans la phase d'étude du raccordement du producteur sur un départ du réseau, si ce dernier ne satisfait pas les contraintes au niveau de tension, on peut considérer un autre point de raccordement (sur un autre départ par exemple). On peut également fixer par contrat la tangente de fonctionnement du producteur à une valeur faible ou négative dans les limites des capacités constructives : $-0,35P_{\max} \leq Q \leq 0,4P_{\max}$ [Arr08] (voir le paragraphe 1.2.3).

Il faut également prévoir des moyens adéquats afin de réguler la tension : utiliser des dispositifs d'absorption de puissance réactive pour résoudre le problème de remontée en tension (charge faible, production maximale). En effet d'après l'équation (1.2), une injection de puissance active ($P < 0$) peut être compensée par un soutirage de puissance réactive ($Q > 0$). Cela peut se faire grâce aux convertisseurs de raccordement (dans le cas de machines synchrones à aimant, systèmes PV ou machines asynchrones à double alimentation) dans les limites des capacités de dimensionnement. En dehors de ces situations contraignantes, la tension de consigne envoyée aux producteurs serait ajustée pour optimiser le fonctionnement du réseau en limitant les pertes.

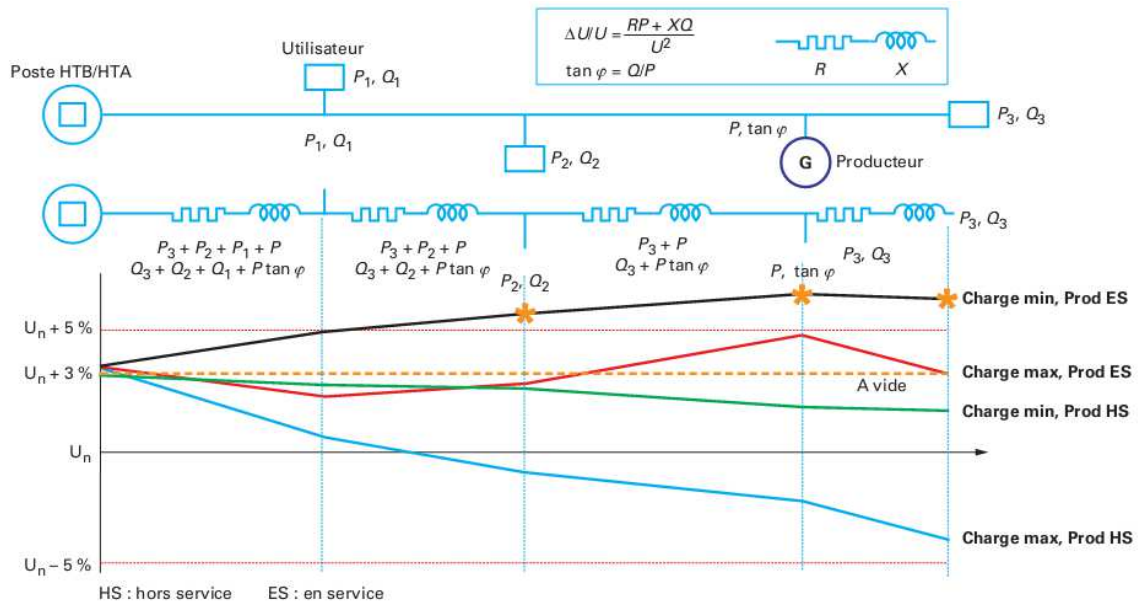


Figure 1-8 : Profil de tension d'un départ HTA en fonction de la consommation et de l'état du producteur [Fra10]

1.2.2.3 Impacts sur le plan de protection

L'intégration des GED aux réseaux de distribution peut entraîner des problèmes suivants : l'augmentation de la puissance de court-circuit des réseaux, les fonctionnements intempestifs des protections ou l'aveuglement de ces dernières. Il y a aussi un problème sur le fonctionnement en mode d'îlotage du réseau. Des révisions du plan de protection sont alors indispensables. Nous reviendrons sur ces problèmes plus en détail au deuxième chapitre.

1.2.2.4 Impacts sur la qualité de l'énergie

- Les GED qui s'interfaçent aux réseaux par des convertisseurs de puissance peuvent injecter des harmoniques sur ces réseaux et diminuer la qualité de tension. Les filtres appropriés (actifs ou passifs) seront à mettre en place pour diminuer le niveau des harmoniques. On peut également les atténuer en utilisant une commande adéquate des convertisseurs.
- Fluctuations rapides de tension : La nature intermittente des sources renouvelables, en particulier les éoliennes, engendre une fluctuation des puissances injectées aux réseaux. Celle-ci, à son tour, va générer des fluctuations de tension (« flicker » en anglais). Pour y remédier, plusieurs solutions sont à envisager : changer de machine tournante, utiliser un compensateur statique ou des dispositifs de stockage. Au côté du réseau, on peut chercher un autre point de raccordement où la puissance de court-circuit est plus élevée.

- Déséquilibres de la tension fournie en raison des raccordements monophasés des GED en BT. Ce problème peut être résolu par la surveillance en temps réel des niveaux de déséquilibre et le changement adaptatif de la phase de connexion des GED en BT selon la situation des charges (GED doivent impérativement se connecter sur la phase la plus chargée).

1.2.2.5 Impacts sur la stabilité transitoire et dynamique

L'insertion des GED avec l'interface de machine synchrone peut changer le temps critique pour éliminer des défauts du système. Par contre, cet impact est difficile à quantifier en raison du nombre des machines connectées et leurs paramètres (inerties, impédances, et régulation) assez variés.

1.2.3 Le raccordement des GED aux réseaux de distribution HTA

Pour limiter des impacts de GED, le gestionnaire des réseaux de distribution ERDF donne un règlement strict pour toutes ces installations qui y sont raccordées [Arr08]. On peut en citer les points importants concernant le raccordement des GED aux réseaux HTA:

- Puissance limite du raccordement en HTA d'un site de production est $P_{\max} = 12$ MW. A titre dérogatoire et exceptionnel, on peut raccorder en HTA un site de production avec la puissance maximale P_{\max} entre 12 MW et 17 MW, à condition que le site ne soit pas situé dans une zone du territoire non interconnectée au réseau métropolitain continental.
- La mise à la terre du site de production doit se conformer au guide C 15-400. Pour les productions raccordées en HTA, aucun régime de neutre HTA ne doit être créé dans l'installation de production.
- Les GED doivent disposer d'une protection capable de les séparer automatiquement du réseau public de distribution en cas d'apparition de défaut au niveau de ces productions. Cette protection doit se conformer à la norme NFC 13-100.
- Le raccordement des GED en HTA ne doit pas entraîner, lors d'un défaut, de dépassement du courant de court-circuit au-delà de la limite que les matériels HTA peuvent supporter. Les vérifications doivent être faites par ERDF en appliquant les méthodes données par la norme CEI 60-909 et ses différentes parties avec le temps de court-circuit supérieurs ou égaux à 250 ms.
- Ils doivent disposer également d'une protection de découplage qui permet de les séparer automatiquement du réseau HTA en cas d'apparition de défaut sur ce dernier

ou si un fonctionnement en mode îloté est détecté. Cette protection doit se conformer à la documentation technique de référence du ERDF [ERD11] et au guide C 15-400.

- Les dispositifs de protection de l'installation de production ne doivent pas perturber le fonctionnement normal des ceux de réseaux HTA. Ils ne doivent non plus être activés dans des conditions moins sévères que celles qui déclenchent la fonction de protection de découplage.
- Lorsque la tension au point de livraison est égale à la tension contractuelle plus ou moins 5%, le site de production avec la puissance P_{max} doit pouvoir également, sans limitation de durée, fournir une puissance réactive Q qui vérifie : $-0,35P_{max} \leq Q \leq 0,4P_{max}$.
- Lorsque la fréquence du réseau HTA prend des valeurs exceptionnelles, les GED avec $P_{max} \geq 5$ MW doivent rester connectés de la manière suivante :

Tableau 1.3 : Contraintes sur les pertes au niveau du producteur en fonction de la fréquence

PLAGE DE FRÉQUENCE	DURÉE MINIMALE DE FONCTIONNEMENT	PERTE MAXIMALE DE PUISSANCE
Entre 49,5 Hz et 49 Hz.	5 heures	10%
Entre 49 Hz et 48 Hz.	3 minutes	10%
Entre 48 Hz et 47,5 Hz.	3 minutes	15%
Entre 47,5 Hz et 47 Hz.	20 secondes	20%
Entre 50,5 Hz et 51 Hz.	60 minutes	10%
Entre 51 Hz et 51,5 Hz.	15 minutes	(*)
Entre 51,5 Hz et 52 Hz.	20 secondes	(*)

(*) Les GED mentionnés doivent être équipés d'un système de contrôle-commande qui permet de réduire leur puissance

- Tous les GED doivent rester connectés pendant au moins 20 minutes avec la limite de 5% de perte de puissance lorsque :

$$0,9U_c \leq U < 0,95U_c \text{ ou } 1,05U_c < U \leq 1,1U_c$$

Avec U_c : tension contractuelle, U : tension au point de livraison des GED

- Les GED avec la puissance $P_{max} \geq 5$ MW doivent rester connectés lors de l'apparition, au point de livraison de l'installation de production, d'un creux de tension HTA défini comme le gabarit de la Figure 1-9.

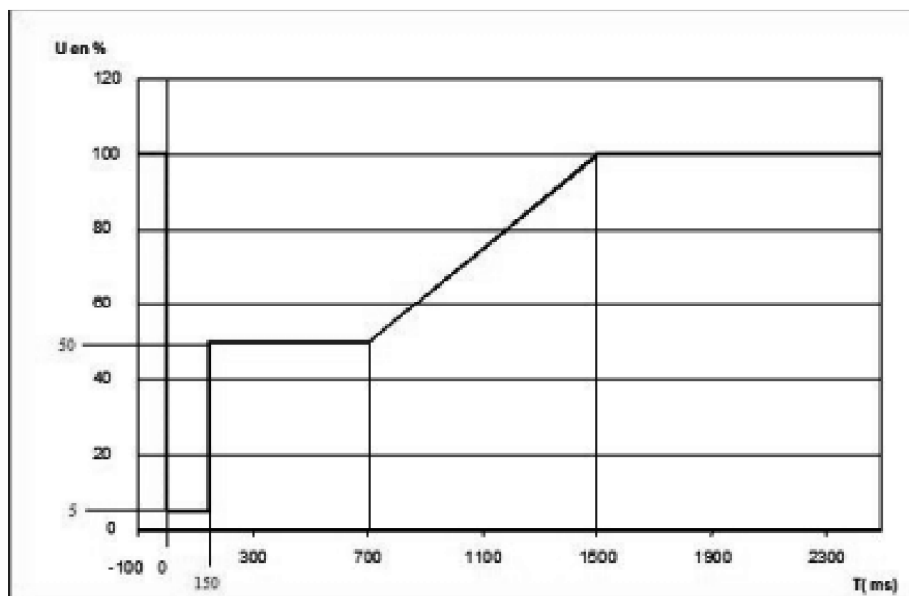


Figure 1-9 : Creux de tension HTA aux points de raccordement des GED [Arr08]

- Pour les GED avec $P_{max} \geq 100$ kW, la limite des courants harmoniques injectés au réseau, pour chaque harmonique de rang i , est définie par :

$$I_i = k_i \frac{P_{max}}{\sqrt{3}U_c} \quad (1.4)$$

Avec k_i donné par le tableau ci-après :

Tableau 1.4 : Limites d'harmoniques des courants injectés par les producteurs

Rangs impairs	k_i	Rangs pairs	k_i
3	4 %	2	2 %
5 et 7	5 %	4	1 %
9	2 %	> 4	0,5 %
11 et 13	3 %		
> 13	2 %		

- La limite de la contribution des GED dont la charge monophasée équivalente est supérieure à 500 kVA au taux de déséquilibre en tension au point de livraison est 1%.

- La limite de la contribution des GED au papillotement au point de livraison est 0,35 en P_{st} et 0,25 en P_{lt} . (P_{lt} : papillotement de longue durée)
- Les vitesses des prises en charge et des cessations de charge en HTA suite à l'action volontaire du GED ne doivent pas dépasser 4 MW/minute.
- Si la puissance P_{max} n'est pas marginale (*), il faut relier le GED avec le centre de conduite afin d'échanger des informations et des demandes d'action d'exploitation. La production doit également communiquer avec ERDF son programme de fonctionnement.

(*) La puissance P_{max} est considérée comme « non marginale » si :

- En cas de raccordement direct du GED depuis le poste source : P_{max} doit atteindre au moins 25% S_n avec S_n est la puissance nominale du transformateur HTB/HTA.
- En cas de raccordement du GED au départ HTA desservant d'autres utilisateurs : P_{max} doit atteindre au moins 25% P_{ch} avec P_{ch} est la puissance de la charge moyenne de ce départ.
- En tout cas : $P_{max} \geq 5$ MW

1.3 Réseaux HTA du futur – smart grids

Comme discuté dans le paragraphe 1.1.1, les réseaux électriques actuels fonctionnent de manière très centralisée et hiérarchisée, dont les réseaux HTA ne servent qu'à acheminer l'énergie électrique vers les consommateurs et en général ce sont des réseaux « passifs ».

Cependant, il commence à y avoir de grands changements, tels que la libéralisation des marchés de l'énergie ; l'intégration de plus en plus importante des moyens de production décentralisée, la présence des dispositifs nouveaux sur les réseaux HTA (les véhicules électriques, les charges de l'interface de convertisseur, les moyens de stockage, etc.) qui peuvent être pilotés ; les nouvelles technologies de l'information et de la communication. Ce fait rendra les réseaux HTA « actifs » et « intelligents ». Cela entraîne que les domaines du contrôle-commande et de la protection des réseaux HTA devront s'adapter, utiliser de nouvelles technologies, de nouveaux concepts pour pouvoir fonctionner correctement et efficacement dans les nouveaux réseaux, que l'on appelle les Smarts Grids.

Définition des Smarts Grids : « réseau d'électricité, qui intègre intelligemment les actions des producteurs et des consommateurs qui y sont connectés, afin d'offrir un approvisionnement en électricité efficace, durable et économique en toute sécurité » (source : plate-forme technologique européenne) [Had10b].

1.4 Objectifs de la thèse et son organisation

1.4.1 Objectifs

Dans le cadre des études concernant la protection des Smarts Grids, les travaux de la thèse ont pour deux objectifs principaux :

- Premièrement, c'est l'étude bibliographique sur les comportements des GED en présence du creux de tension, leurs impacts aux plans de protections et également les pistes envisagées pour proposer des solutions pour limiter ces impacts.
- Deuxièmement, des algorithmes pour les relais directionnels sans mesure de tension sont développés. Lors d'un défaut survenant aux réseaux HTA, ces relais peuvent résoudre le problème de déclenchement intempestif des protections de surintensité dû au raccordement des GED.

1.4.2 Organisation de la thèse

La suite de la thèse sera organisée de la manière suivante :

- Le chapitre 2 donne une synthèse des travaux publiés sur le comportement ainsi que la contribution des GED lors d'un défaut, leurs impacts sur les plans de protection actuels et les solutions envisagées.
- Le chapitre 3 aborde les modèles de simulation qui sont utilisés pour les études de la présente thèse. Il y a deux types de GED qui sont pris en compte : les générateurs synchrones traditionnels et les systèmes connectés au réseau par des convertisseurs d'électronique de puissance (PV ou éolienne avec machine synchrone à aimants, etc.).
- Le chapitre 4 présente les cas d'études dont les réseaux de test et les variations des paramètres pour chaque simulation.
- Le chapitre 5 explique les algorithmes de relais directionnel sans mesure de tension qui utilisent la méthode des composantes symétriques et la technique de classification Machine à Vecteur Support (en anglais, Support Vector Machine – SVM). Ce dernier améliore la performance des algorithmes directionnels.
- Le chapitre 6 montre des résultats d'étude et de la performance des algorithmes directionnels. De plus, les tests de robustesse de la frontière optimale définie par le technique SVM sont effectués.
- En fin, les conclusions et les perspectives sont présentées dans le chapitre 7.

Chapitre 2. Etudes bibliographiques sur l’impact des GED aux plans de protection HTA

2.1 La contribution des GED aux courants de défaut

Selon le règlement de raccordement des GED, ces derniers de puissance « non marginale » doivent être restés connecter pendant un intervalle où la tension au point de raccordement PCC satisfait au gabarit de la Figure 1-9. C’est pour cette raison que la contribution de ces productions aux courants de défaut pendant cet intervalle va impacter le plan de protection HTA. Pour évaluer l’impact des GED, il faut d’abord comprendre le comportement des GED en creux de tension et leurs courants injectés aux réseaux durant le défaut.

Ces courants dépendent de plusieurs facteurs comme l’interface entre les GED et le réseau, le type de défaut (mono, bi ou triphasé), la distance entre les GED et le défaut,... Le paragraphe suivant va présenter la façon dont on applique la norme CEI – 60909 afin de calculer ces courants analytiquement.

2.1.1 Calcul de la contribution des GED aux courants de défaut selon la norme CEI – 60909

La norme internationale CEI – 60909 [CEI01] [deM05] [Bou08] donne un guide qui nous permet de calculer les courants de court-circuit dans les systèmes électriques triphasés alternatifs (tension nominale $U_n < 550$ kV) et puis à bien dimensionner les disjoncteurs et coordonner des protections. Le calcul des courants de défaut par la norme pour un réseau radial est présenté dans l’annexe C.

Dans l’article de T. N. Boutsika [Bou08] , la norme CEI – 60909 est appliquée pour calculer des courants de défaut initial qui viennent à la fois du système électrique et des GED. La contribution des GED aux courants de défaut dépend de l’interface de ces derniers avec le réseau. Selon l’article, on peut en distinguer quatre types :

2.1.1.1 *Type I : alternateurs synchrones connectés directement au réseau (MS)*

Les machines synchrones (MS) sont principalement utilisées pour interfacer les systèmes de diesel, de turbine à gaz ou de petit ou micro-hydraulique. Selon la norme CEI-60909, le courant initial symétrique de ces GED peut être calculé à partir de la formule suivante :

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(Z_G + Z_T + Z_L + Z_R)} \quad (2.1)$$

Où toutes les impédances de l’alternateur (Z_G), du transformateur (Z_T), des lignes (Z_L) et des réacteurs en série (Z_R , s’il existe) sont ramenées à la tension nominale (U_n) au point de défaut. c désigne un facteur de calcul (annexe C).

2.1.1.2 Type II : générateurs asynchrones connectés directement au réseau (MAS)

Les machines asynchrones (MAS) sont utilisées le plus souvent dans les éoliennes. Il y a deux types de MAS selon le rotor utilisé : MAS à rotor d’écureuil et MAS à rotor bobiné. Le dernier offre la capacité de commander les caractéristiques électriques du générateur. Ces machines ont plusieurs avantages comme la robustesse, une structure simple, et le prix assez bas. Pourtant, elles ont un inconvénient principal : le stator a besoin du courant magnétisant réactif. Par conséquent, la puissance réactive doit être fournie aux machines par le réseau (éventuellement un générateur VAR au point de raccordement) ou par un système d’électronique de puissance.

Le courant de court-circuit initial est donné également par l’équation 2.1. Dans la norme CEI 60909, la référence n’est donnée que pour des moteurs asynchrones, pour lesquels des paramètres indicatifs sont fournis. Par contre, le principe de calcul est identique et peut être appliqué directement au cas des générateurs. Par conséquent, Z_G est calculée selon l’impédance des moteurs Z_M (équation 0.5 – annexe C).

2.1.1.3 Type III : générateurs asynchrones à double alimentation (MADA)

Les MADA sont une conception intéressante et ont une large utilisation. Elles se composent d’une MAS à rotor bobiné dont l’enroulement du stator est directement connecté au réseau et l’enroulement du rotor est connecté à un système de convertisseurs dos à dos AC-DC-AC dont les commandes sont indépendantes. Le terme « double alimentation » vient du fait que la machine est connectée à deux sources : le réseau côté stator et un convertisseur DC/AC côté rotor. Ce convertisseur permet de piloter la vitesse mécanique de la machine via la fréquence rotorique qui doit vérifier :

$$\frac{p\Omega}{2\pi} = f_s - f_r \quad (2.2)$$

où :

Ω : la vitesse mécanique de la machine

p : le nombre de paires de pôles

f_s : la fréquence statorique

f_r : la fréquence rotorique

La commande du convertisseur du rotor va réguler les puissances de sortie, active et réactive, tandis que celle du convertisseur côté réseau s’occupe de réguler la tension du bus continu et assure le facteur de puissance de l’ensemble à une valeur souhaitée. Par conséquent, les MADA ont plusieurs avantages : la commande de puissance active et réactive découplée, non besoin du courant magnétisant provenant du réseau (facteur de puissance à unité). Il y a toutefois des inconvénients comme la nécessité d’avoir un collecteur tournant. Par ailleurs, malgré son coût plus élevé, leur robustesse s’avère plus faible que celle des MAS à cage.

Les convertisseurs des MADA sont dimensionnés à environ 30% de la puissance nominale du générateur et ont la capacité de surintensité limitée. Par conséquent, la contribution au courant de défaut d'une MADA est plus ou moins déterminée par son courant de stator. De plus, un dispositif de l'électronique de puissance appelé « crowbar » va court-circuiter les bornes de rotor pour protéger les convertisseurs, une fois la surtension ou la surintensité est détectée, qui dépasse la capacité de tenue à convertisseur. Lorsque le crowbar est en fonctionnement, la machine redevient une MAS à cage.

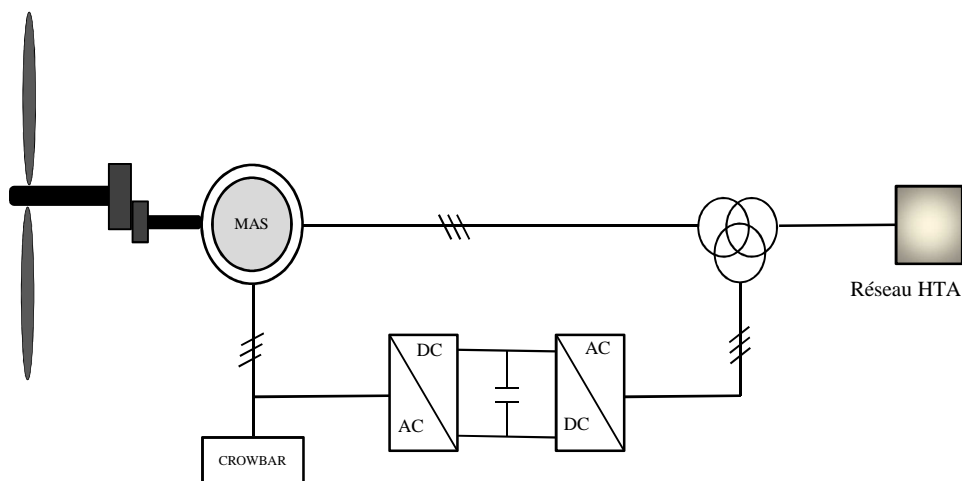


Figure 2-1 : Une MADA avec la protection « crowbar »

Le comportement d'une MADA dans le cas d'un court-circuit dépend de la commande du convertisseur AC/DC du côté du rotor, sa capacité de surcharge et le fonctionnement de la protection de « crowbar ». Bien que les données mesurées soient très rares en ce qui concerne la contribution maximale du courant de court-circuit, à cet égard, la MADA peut être en général considérée comme un générateur asynchrone classique (type II).

2.1.1.4 Type IV : générateurs interfacés par convertisseur (GIC)

Cette configuration comporte une MS ou une MAS au réseau au travers des convertisseurs dos à dos AC-DC-AC ou une source continue connectée par un convertisseur DC/AC. Elle est utilisée dans les systèmes comme le PV, micro turbines, éoliens à vitesse variable. Son comportement pendant le défaut dépend de la commande du convertisseur du côté réseau DC-AC. En revanche, il est indépendant de leur source primaire. L'inconvénient principal est le coût élevé des convertisseurs qui doivent être dimensionnés au moins à la puissance nominale du GED.

Dans la norme CEI-60909, les moteurs à convertisseur statique réversibles sont traités comme des générateurs asynchrones classiques. Dans ce cas, nous prenons le rapport du courant de rotor bloqué sur courant assigné égal à 3 ($I_{LR}/I_{FM}=3$ pour l'équation (0.5)). Par ailleurs, le rapport de la résistance sur la réactance du moteur (R_M/X_M) est 0,1. Il en résulte un courant de court-circuit initial de 3 p.u, déclinant par la suite à zéro.

Cependant, des informations disponibles indiquent qu’en raison de la commande rapide de courant, la contribution de ce type de GED aux courants de défaut n’est en général pas supérieure à 2 p.u, sans composante aperiodique. Alors [Bou08] recommande à utiliser le formule suivant pour calculer cette contribution :

$$I''_k = kI_{rG} = \text{cte} \quad \text{dans un intervalle de temps } \Delta t,$$

avec $k = 1,5-2,0$ et Δt est la durée de la contribution (100ms).

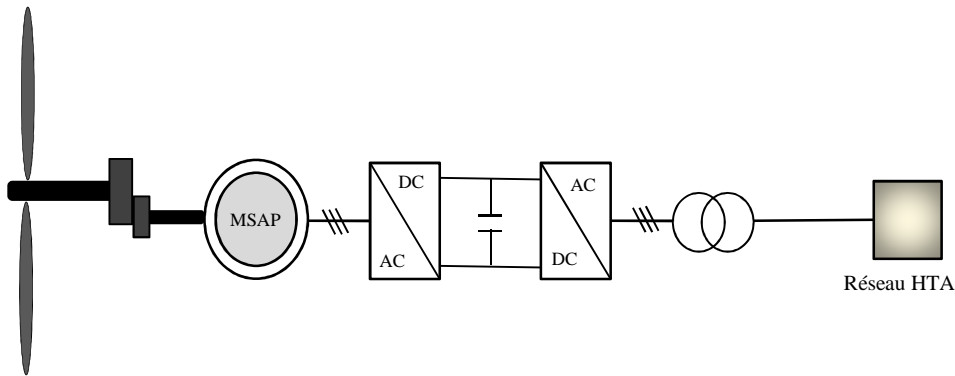


Figure 2-2: Exemple d’un GIC : une MS à aimants permanents connectée au réseau par un système de convertisseurs

2.1.2 Calcul de la contribution des GED aux courants de défaut dans la littérature

2.1.2.1 Alternateurs synchrones connectés directement au réseau

Dû à l’excitation séparée, les alternateurs peuvent produire un courant de défaut prolongé. Le courant de défaut triphasé d’un alternateur synchrone peut être calculé à partir de la formule ci-dessous [And95] [Kar08] :

$$i(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} U_n \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) \exp\left(\frac{-t}{T''_d}\right) + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) \exp\left(\frac{-t}{T'_d}\right) + \frac{1}{X_d} \right] \sin(\omega t + \phi) - \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{U_n}{X''_d} \sin(\phi) \exp\left(\frac{-t}{T_a}\right) \quad (2.3)$$

Où : X''_d, X'_d, X_d : réactance subtransitoire, transitoire et permanente de défaut

T''_d, T'_d : constante de temps subtransitoire et transitoire

T_a : constante de temps aperiodique

Φ : déphasage de la tension rotorique lors du défaut

D’après les études dans [Kar08], la contribution des MS peuvent s’élever jusqu’à 15 p.u. De plus, les auteurs ont réalisé un test par des simulations en se basant sur un réseau réel des Pays-Bas. Le résultat de test donne un écart de 14,77% entre la valeur du courant de crête trouvée par ce dernier et celle déterminée par la norme CEI.

Les alternateurs synchrones peuvent être modélisés par une source de tension idéale en série avec l’impédance interne de la machine [Had10b] [Pen06] [And95]. Le module de la source idéale est en effet celui de la force électromotrice interne avant l’apparition du défaut et est constant. Pour l’impédance interne, comme mentionnée ci-dessus, elle varie selon la durée du défaut. Etant donné que les défauts sont éliminés entre 100ms et 500 ms, la réactance transitoire est utilisée dans les calculs du réglage de protection. Pour calculer des défauts asymétriques, il faut prendre en compte des schémas inverses et homopolaires du réseau. Les modèles de MS dans ces schémas sont donnés dans la figure ci-après. Les réactances inverse et homopolaire sont déterminées selon la norme IEEE STD 115-1995 [IEE95].

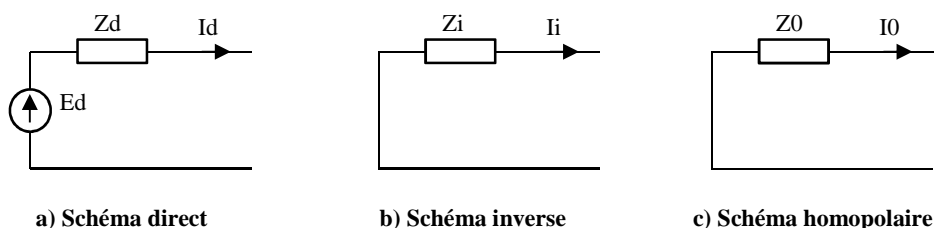


Figure 2-3 : Modèle équivalent de la MS en régime de défaut

2.1.2.2 Générateurs asynchrones connectés directement au réseau

La formule analytique pour calculer le courant de défaut triphasé provenant des MAS est également présentée dans [And95] [Kar08] :

$$i(t) = \frac{\sqrt{2}U_n}{X_s''} \left[\exp\left(\frac{-t}{T_s''}\right) \sin(\phi) - (1 - \sigma) \sin(\omega_s t + \phi) \exp\left(\frac{-t}{T_r''}\right) \right] \quad (2.4)$$

Où :

- X_s'' : réactance subtransitoire
- T_s'' : constant de temps subtransitoire statorique
- Φ : déphasage de la tension rotorique lors du défaut
- σ : coefficient de la fuite totale
- ω_s : la vitesse angulaire de synchronisme
- T_r'' : constant de temps subtransitoire rotorique

Suite à un défaut triphasé, l’excitation des générateurs provenant du réseau est complètement perdue. Par la loi de flux constant, les générateurs arrivent à alimenter le défaut pendant quelques périodes, avant de s’atténuer. Par conséquent, la contribution aux courants de défaut est essentiellement pour le courant de court-circuit initial. Celle-ci est de l’ordre de 8 p.u, moins importante que celle des alternateurs synchrones (15 p.u). Pour le calcul du courant de crête, il y a également un écart de 14,1% entre le test [Kar08] (voir 2.1.2.1) et la norme CEI.

Pour ce type de GED, il y a des générateurs asynchrones à rotor bobiné avec une résistance variable connectée en série avec la bobine de rotor. Cette résistance externe est réglée via un interrupteur à haute fréquence et a pour objectif d’ajuster le glissement en cas de nécessité (fonctionnement des éoliens en dessus de leur puissance nominale). En analysant la formule (2.4) et des équations de la machine asynchrone, les auteurs de [Gev10] concluent qu’avec cette résistance, la composante alternative (AC) du courant de défaut diminue mais la valeur crête n’est pas beaucoup impactée.

A propos de la modélisation des générateurs éoliens, un modèle simplifié (Figure 2-4) est construit sur la base du schéma équivalent en composantes symétriques de la MAS à cage [Pen06] [Had10b].

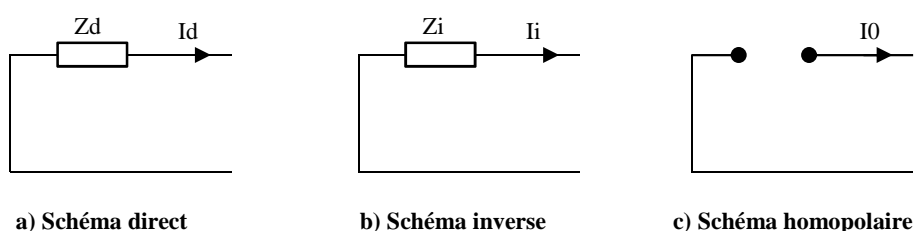


Figure 2-4 : Modèle équivalent de la MAS à cage en régime de défaut

Les impédances directe et inverse sont déterminées par les formules suivantes :

$$Z_d = \left(\frac{R_r}{g} + X_r \right) // X_m + R_s + j \cdot X_s$$

$$Z_i = \left(\frac{R_r}{2 - g} + X_r \right) // X_m + R_s + j \cdot X_s$$

Avec : R_s, R_r : résistance statorique et rotorique d’une phase
 X_s, X_r : réactance statorique et rotorique d’une phase
 X_m : réactance magnétisante de la machine
 g : glissement

2.1.2.3 Générateurs asynchrones à double alimentation (MADA)

Dans le cas de MADA, l’article [Kar08] réalise également des tests par simulation et puis compare le courant mesuré dans les simulations avec celui calculé en se basant sur la norme CEI-60909. Rappelons qu’en effet, la norme CEI n’a pas encore proposé la méthode pour calculer les courants de défaut pour les MADA et que les auteurs ont considéré ces dernières comme une MAS avec la négligence de la contribution des convertisseurs. La comparaison donne un écart de 4,8% entre les valeurs de courant de crête trouvées par les deux approches. Car celle trouvée selon la norme CEI est moins importante que l’autre, il faudrait prendre en compte les MADA comme un nouveau type de GED dans les normes. Dans la même étude,

les auteurs indiquent l’impact du « crowbar » sur le courant de court-circuit de crête du générateur. Ce dispositif a fait diminuer ce courant dans les tests.

L’article [Jan11] réaffirme la différence entre une MADA et une MAS au moment d’amorçage du crowbar. La contribution d’une MADA est modérée par le crowbar et le convertisseur du côté rotorique : la valeur crête du courant de défaut est environ moitié de celle des MAS de même dimensionnement (4,6 p.u contre 9 p.u).

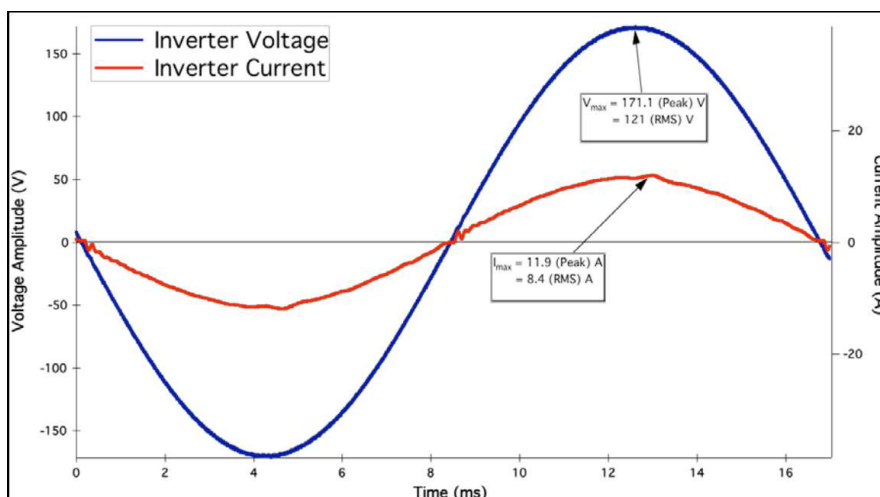
2.1.2.4 Générateurs interfacés par convertisseur

Ce type de GED se connecte au réseau via un convertisseur DC/AC qui est en général un convertisseur en source de tension mais on peut y trouver des convertisseurs en source de courant. La commande du convertisseur en source de tension peut être soit une commande en tension, soit en courant. Dans plusieurs publications, on propose de modéliser ce type de GED comme une source de courant pendant le défaut. La contribution aux courants de défaut reste entre 1-2 fois le courant nominal pendant une durée limitée (quelques centaines millisecondes) pour protéger les interrupteurs électroniques. Cette contribution est beaucoup plus faible que celle des générateurs tournants et en général peut être négligée. Par contre, si la puissance totale des GED est élevée ou si ces GED se raccordent à un point de faible puissance de court-circuit du réseau, la dernière remarque doit être revue.

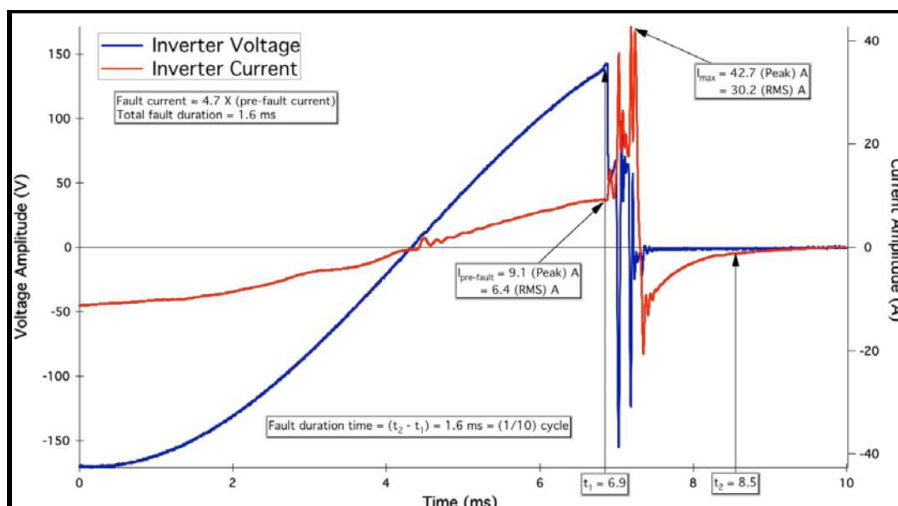
De plus, dû à la commande rapide des convertisseurs, le régime transitoire de défaut de ces GED peut être également négligé. Dans une étude du laboratoire NREL [Kel10], des tests sur un système expérimental sont réalisés. Les mesures (Figure 2-5) montrent que le courant de défaut d’un GIC monophasé, pour un court-circuit à son entrée, peut augmenter jusqu’à 5 fois son courant nominal pendant juste 1,6 ms ou 0,1 cycle ($f=60\text{Hz}$). Une étude indépendante dans le projet CERTS Microgrid [Las10] donne le même résultat avec le courant de crête d’un GIC triphasé dont la valeur augmente jusqu’à environ 4 fois de celle du courant nominal.

Des études sont menées pour trouver un modèle analytique des GIC pour le calcul du courant de défaut. Dans [Bar05], les auteurs développent un modèle approximatif des GIC qui peut s’intégrer dans la méthode de Load Flow « itératif ». Ce modèle est établi pour des onduleurs avec commande en tension mais peut aussi être appliqué dans le cas de la commande en courant. Le modèle est construit à partir des observations des formes d’ondes de tension et de courant déterminés par simulations. Dans leur travail [Ple10], C. A. Plet et al. présentent un modèle de GIC où la limitation en courant est introduite dans la commande. En analysant le modèle de simulation, les auteurs proposent un modèle analytique de GIC afin de calculer la contribution de ces GED aux courants de défaut. Une extension de la technique de Load Flow

est également proposée pour analyser un réseau ayant de multiples GIC, sans avoir besoin des modèles complets de simulation. Des modèles sont validés par simulations sous PSCAD et des résultats expérimentaux. Un autre modèle analytique des GIC est également proposé par C.A. Plet et al. [Ple11]. Le modèle est basé sur les équations du système de commande mais cette fois pour les GED en réseau isolé.



a) Courant et tension du convertisseur avant le défaut



b) Courant et tension du convertisseur pendant le défaut – Onduleur d’1kW

Figure 2-5 : Résultat de test d’un système de GIC de 1 kW [Kel10]

Notons qu’en France, la contribution de tous types de GED aux courants de défaut monophasé est nulle en raison de la connexion des enroulements du transformateur de GED. Cette connexion ne doit pas créer aucun régime de neutre en HTA et alors évite toute contribution des GED aux courants homopolaires.

2.2 Impact des GED aux plans de protection HTA

2.2.1 Impact sur la puissance de court-circuit et l’intensité du courant de court-circuit

Dans le domaine de la protection et de la perturbation des réseaux électrique, la puissance de court-circuit est une grandeur importante car elle qualifie l’impédance interne équivalente d’un réseau (modèle de Thévenin) vu d’un point d’observation :

- En termes de courant de défaut, cette impédance interne limite la contribution du réseau au courant de défaut.
- En termes de perturbation, la qualité de la tension sera d’autant meilleure que l’impédance interne du réseau est faible

Lors d’un court-circuit triphasé, le courant de défaut se définit par :

$$I_{cc\ tri} = V_n / Z_{cc}$$

avec V_n est la tension simple du réseau et Z_{cc} est l’impédance de Thévenin du réseau vue du point d’observation.

La puissance de court-circuit triphasé peut être calculée par :

$$S_{cc\ tri} = 3V_n I_{cc\ tri} = \sqrt{3} U_n I_{cc\ tri}$$

où U_n est la tension composée nominale du réseau.

Un réseau peut être caractérisé par ses deux puissances de court-circuit monophasé et triphasé qui permettent de définir les impédances directe et homopolaire équivalentes.

$S_{cc\ tri}$ est un critère dans le choix des dispositifs (câbles, disjoncteurs, machines, etc.) connectés à un réseau, en tenant compte de leur tenue vis-à-vis des contraintes de courant de défaut sur le réseau.

Le raccordement des GED peut réduire l’impédance Z_{cc} en raison du circuit parallèle qu’il crée avec le réseau amont. Alors, le courant de défaut et la puissance de court-circuit vont augmenter. En conséquence, les dispositifs qui ont été choisis en se basant sur la puissance de court-circuit initiale peuvent être endommagés par un courant de défaut plus élevé. On peut le voir dans l’exemple suivant :

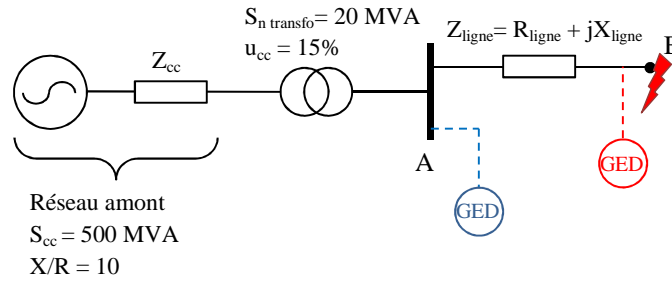


Figure 2-6 : Exemple de calcul du changement de la puissance de court-circuit sans et avec le raccordement de GED

Les données du réseau d’étude dans l’exemple sont trouvées sur la Figure 2-6. L’impédance linéique de la ligne aérienne est $Z_l = 0,22 + j0,35 \Omega$ et la tension composée nominale côté secondaire du transformateur est $U_n = 20 \text{ kV}$. La résistance de Thévenin du réseau amont est très faible devant la réactance correspondante ($X/R=10$). Donc, on peut avoir l’approximation suivante : $Z_{cc} = jX_{cc}$. La puissance de court-circuit au point B (S_{ccB}) est prise en compte.

- Cas 1 : sans présence de GED

$$\begin{aligned}
 S_{ccB,0} &= \sqrt{3}U_n I_{cc \text{ tri}B} = \frac{U_n^2}{Z_{ccB}} = \frac{U_n^2}{\sqrt{(X_{cc} + X_t + X_{\text{ligne}})^2 + R_{\text{ligne}}^2}} \\
 &= \frac{U_n^2}{\sqrt{\left(\frac{U_n^2}{S_{cc}} + u_{cc} \cdot \frac{U_n^2}{S_n \text{ transfo}} + 0,35L\right)^2 + (0,22L)^2}} \quad (2.5) \\
 &= \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{S_{cc}} + \frac{u_{cc}}{S_n \text{ transfo}} + \frac{0,35L}{U_n^2}\right)^2 + \frac{0,0484L^2}{U_n^4}}}
 \end{aligned}$$

avec

Z_{ccB} est l’impédance de Thévenin du réseau vue au point B

X_t est l’impédance de court-circuit du transformateur (R_t est négligée)

L est la distance poste-défaut (A-B).

- Cas 2 : un GED raccordé au point A

Dans cet exemple, on considère le cas du raccordement d’une MS de puissance nominale S_{nGED} et la réactance transitoire dans la base de la machine X'_{dpu} ($X'_{dpu} = 0,3 \text{ pu}$, y compris la réactance du transformateur de couplage)

$$\begin{aligned}
 S_{ccB,A} &= \frac{U_n^2}{\sqrt{\left(\frac{(X_{cc} + X_t) \cdot X'_d}{X_{cc} + X_t + X'_d} + 0,35L\right)^2 + (0,22L)^2}} \\
 &= \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{\left(\frac{1}{S_{cc}} + \frac{u_{cc}}{S_n \text{ transfo}}\right) \cdot \frac{X'_{dpu}}{S_n \text{ GED}} + \frac{0,35L}{U_n^2}\right)^2 + \frac{0,0484L^2}{U_n^4}}} \quad (2.6)
 \end{aligned}$$

- Cas 3 : un GED raccordé au point B

$$S_{ccB,B} = S_{ccB,0} + S_{ccGED} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{S_{cc}} + \frac{u_{cc}}{S_n \text{ transfo}} + \frac{0,35L}{U_n^2}\right)^2 + \frac{0,0484L^2}{U_n^4}}} + \frac{S_n \text{ GED}}{X'_{dpu}} \quad (2.7)$$

En appliquant les valeurs numériques aux formules de (2.5) à (2.7), on obtient la Figure 2-8 où la variation des puissances de court-circuit au point B en fonction de la distance A-B se présente :

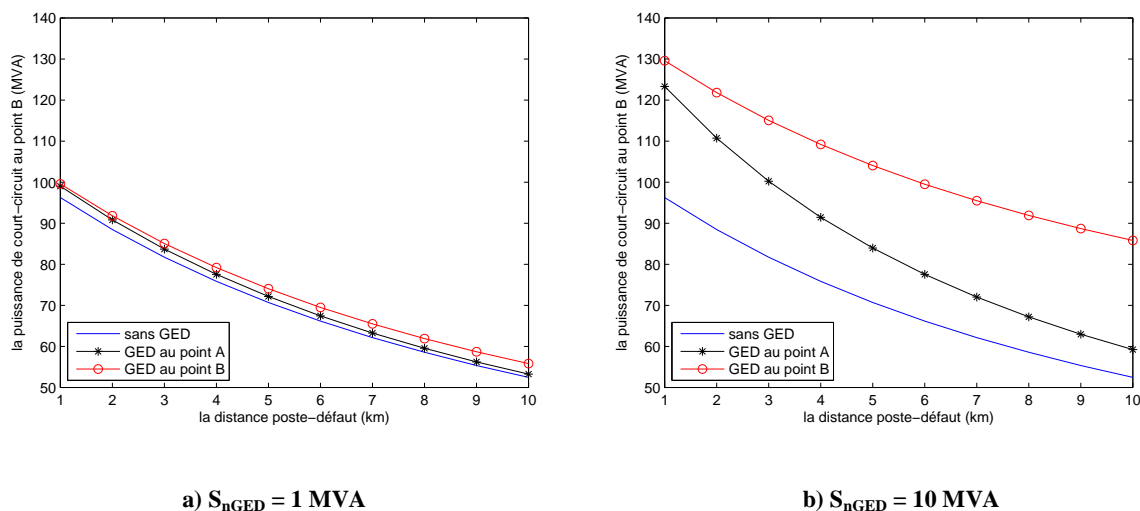


Figure 2-7 : La variation de puissance de court-circuit au point B en fonction de la distance poste-défaut pour le réseau de la figure 2-6

Selon la Figure 2-7, on peut trouver que le raccordement d’un GED va faire augmenter la puissance de court-circuit S_{ccB} . De plus, plus le point de raccordement s’éloigne du poste source, plus l’impact de GED sur S_{ccB} est grand. Les deux cas de puissance de GED (1 MVA contre 10 MVA) sont également comparés : plus la puissance de GED raccordée est élevée, plus la puissance S_{ccB} augmente par rapport au cas sans GED.

2.2.2 Déclenchement intempestif

Les protections de départ à l’heure actuel se composent des relais de surintensité. Pour un défaut entre phase, le courant de seuil I_{seuil} doit être réglé de façon suivante :

$$I_{seuil} < 0,8 I_{ccbi}$$

avec I_{ccbi} est le courant de défaut biphasé isolé le plus lointain du départ, en tenant compte tous les schémas d’exploitation possibles.

Avec le raccordement des GED, si la contribution de ces derniers aux courants de défaut est importante, le seuil de la protection peut être franchi lors du défaut sur un départ voisin. Ainsi, le départ sain est déclenché de façon injustifiée (Figure 2-8). Ce problème est plus probable au cas où les GED se raccordent près du poste source et le défaut est en tête du départ voisin [Cos07] [LeT12].

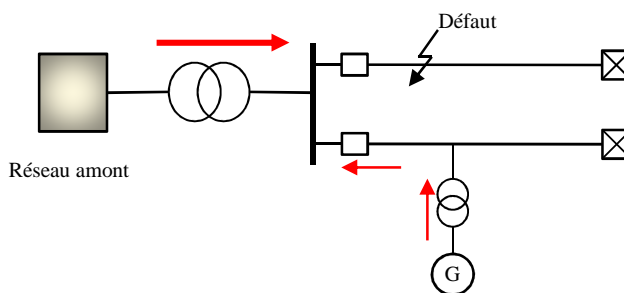


Figure 2-8 : Déclenchement intempestif de la protection

En France, il est précisé que $I_{seuil} > 1,2 \max(I_{cctriG}, I_{ccbiG})$, avec I_{cctriG} est I_{ccbiG} sont les courants de court-circuit triphasé et biphasé, respectivement mesuré par la protection de départ pour un défaut en tête du départ voisin. Par conséquent, si $1,2 \max(I_{cctriG}, I_{ccbiG}) > 0,8 I_{ccbi}$, il risque d’avoir des fonctionnements intempestifs pour les protections [Fra10].

2.2.3 Aveuglement des protections

La contribution des GED aux courants de défaut peut faire diminuer celle provenant du réseau amont pour un défaut en aval du producteur. Ceci se produit lorsque l’impédance entre le GED et le défaut est du même ordre que celle entre le réseau amont et le défaut [Had10b]. Alors, la sensibilité de la protection du départ (dont le réglage est constant) diminue. Si le défaut se produit loin du poste source mais proche du GED, la protection peut ne plus le détecter dans un premier temps [Fra10] (Figure 2-9).

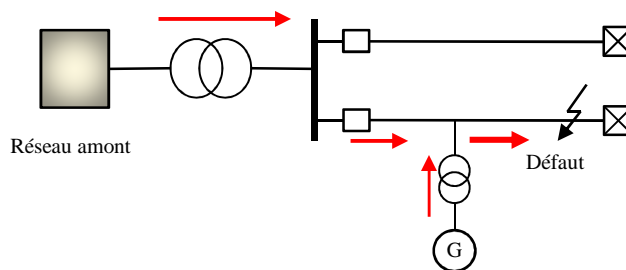


Figure 2-9 : Aveuglement de la protection

Dans l’article [Cos07], les auteurs font des études comparatives concernant l’impact des GED (type MS) sur la protection de départ, entre les réseaux de câble et de lignes aériennes. Les résultats montrent que le problème d’aveuglement est plus probable pour les lignes aériennes car elles ont des impédances linéiques plus élevées. Au contraire, on ne constate pas ce problème dans des réseaux de câble.

2.2.4 Ilotage involontaire des GED

Tous les GED doivent être équipés d’une protection de découplage, qui les sépare du réseau lors d’un défaut ou si elle détecte le fonctionnement en mode d’ilotage. La détection de ce mode de fonctionnement est basée sur deux critères principaux : la tension et la fréquence. Ces grandeurs sortiront en général de la plage permise en mode d’ilotage.

Il peut arriver que le disjoncteur de départ du poste source s’ouvre à cause d’un défaut non permanent ou par erreur pendant que le rapport production/consommation de ce départ est plus ou moins équilibré. Dans ce cas, les tensions et la fréquence du réseau peuvent rester dans les limites permises. Alors, les GED restent connectés. Cela cause des dangers éventuels pour les personnes de même qu’il empêche le fonctionnement du réenclencheur car ce dernier détecte toujours une tension assez élevée sur le départ (à l’aide d’un relais de détection de la présence de tension pour éviter les faux couplages). De plus, si les GED continuent à alimenter les défauts en mode séparé, ces défauts ne sont pas éliminés dans un temps réglementaire et endommagent des dispositifs du réseau [Wal08].

2.2.5 Impact sur le fonctionnement des réenclencheurs

Comme déjà mentionné, des GED peuvent empêcher les cycles de déclenchement (en particulier le premier cycle rapide) au cas où ils restent connectés au moment du réenclenchement. A ce moment, si le départ est toujours réenclenché par erreur, il y aura des faux couplages qui peuvent entraîner des courants forts et endommager des dispositifs du réseau et aussi les générateurs. Par contre, si les GED réussissent à se déconnecter suite à l’ouverture du disjoncteur de départ dans un cycle de réenclenchement, ils doivent rester déconnectés jusqu’au moment où la tension du réseau se stabilise (souvent après quelques

minutes) [Con09]. Cette situation dégradera la qualité de fourniture (par exemple, la tension aux points de livraison) lorsque le taux d’intégration des GED est élevé.

2.2.6 Impact sur la coordination des protections en cascade

Dans certains pays où les réenclencheurs ou les fusibles se mettent en réseau, le raccordement des GED peuvent modifier les courants de défaut vus par différents dispositifs de protection (en fonction de la position relative entre les GED, les protections et le défaut). Ceci peut perturber la coordination entre ces protections, qui se fait en général à base des courbes de caractéristiques courant-temps [Gir01] [Sil07].

2.3 Solutions proposées pour limiter les impacts des GED

2.3.1 Des solutions pour un taux moyen d’intégration des GED

- Pour s’adapter à un courant de défaut plus élevé en présence des GED, il faut renforcer le réseau en choisissant les matériels (lignes, câbles, disjoncteurs,...) qui peuvent le supporter. On peut aussi raccorder des GED via de nouveaux départs (départs dédiés) qui possède des matériels appropriés. Par ailleurs, pour connecter plus de GED sans faire augmenter le courant de défaut, nous pouvons interfacier des GED via des convertisseurs de puissance. Ainsi, leur contribution aux courants de défaut peut être limitée par la commande de ces convertisseurs [Fra10].
- Pour éviter des fonctionnements intempestifs des protections de départ du producteur, il faudrait les équiper avec des relais directionnels [Fra10] [Deu07].
- Pour résoudre le problème d’aveuglement des protections, on peut abaisser le courant de seuil des protections. Pourtant, cela entraîne la diminution la sensibilité et la sécurité du système de protection et éventuellement le déclenchement intempestif en cas de défaut sur un départ voisin [Cos10]. Une autre solution est l’utilisation de protections avec une temporisation supplémentaire pour laisser le temps au GED de se déconnecter par sa protection de découplage. L’inconvénient est un temps d’élimination de défaut trop long, voire inacceptable [Fra10]. Par ailleurs, on peut faire diminuer la contribution des GED aux courants de défaut (en diminuant leur puissance de court-circuit ou en utilisant l’interface de convertisseur) ou prévoir une autre solution de raccordement.
- La coordination entre les réenclencheurs et les fusibles peut aussi être rétablie en utilisant des relais numériques [Bra02]. Ces derniers peuvent s’adapter à l’évolution des conditions du système grâce à leurs variétés de courbes de caractéristiques à choisir. De plus, l’utilisateur peut définir soi-même la courbe appropriée pour assurer la coordination.

- La protection de distance pour les réseaux de distribution peut être une solution pour résoudre les problèmes comme la perte de sensibilité de protection, la perte de coordination entre protections, et le déclenchement intempestif (cas de défauts sur les zones plus loin que celle protégée par la protection) dû au raccordement des GED [Mar12]. Les relais de distance, directionnels par leur nature, ont des caractéristiques qui peuvent être prédéfinis. De plus, ils sont moins influencés par les changements des conditions du système par rapport aux relais de surintensité. L’article [Mar12] décrit une méthode pour l’application des relais de distance aux départs à moyenne tension qui incluent des GED. Cette approche a réussi en préservant la sensibilité des protections et l’efficacité du schéma d’économie de fusible.

- Protection d’ilotage : pour éviter le fonctionnement involontaire en mode d’ilotage, il faudrait avoir de nouveaux moyens pour détecter cette circonstance. On peut utiliser des méthodes actives ou passives suivantes [ERD11] [Gei05] [Cho08] [Cos10] :
 - Méthodes passives : ces méthodes sont basées sur la surveillance des paramètres importants comme la tension (y compris la tension homopolaire), le courant, la fréquence ou des distorsions harmoniques. Ces paramètres vont être modifiés lors de l’ilotage. La difficulté est de trouver un bon seuil pour la détection d’ilotage, qui peut distinguer cette dernière et d’autres perturbations sur le réseau. Par exemple, on peut utiliser le taux de variation de la fréquence comme critère de l’ilotage. Ce dernier fonctionne avec des réseaux où soit la charge, soit la production est en excédent. En revanche, si on a un bon équilibre production-consommation, ce taux devient petit et la détection d’ilotage sera vraiment compliquée.
 - Méthodes actives : dans les méthodes actives, on crée volontairement une petite perturbation dans le réseau qui entraîne des changements importants sur des paramètres du système en mode isolé. Au contraire, si le système est bien relié au réseau principal, ces changements sont presque inaperçus. Par exemple, on peut créer volontairement une fluctuation de la tension via un petit changement du régulateur automatique de la tension (AVR) des GED. Pour un système isolé, l’influence de cette fluctuation est beaucoup plus élevée que celui en connexion au grand réseau. Les méthodes actives sont plus performantes en termes de détection d’ilotage. Pourtant, ces méthodes prennent plus de temps pour créer des perturbations et donc sont plus lentes que des méthodes passives.

De plus, la détection d’ilotage peut être effectuée par la voie de communication entre le centre de conduite et les GED.

- De plus, pour limiter l’impact des GIC au fonctionnement du réenclencheur, l’article [Mor08] propose que ces GED réduisent leurs courants délivrés à une valeur presque nulle pendant la période à laquelle les réenclencheurs sont ouverts. Cela permet aux arcs de défaut de s’éteindre. Pour ce faire, les GIC doivent pouvoir détecter l’état des

disjoncteurs à l’aide du changement de la tension mesurée ou par une sorte de la détection d’ilotage.

Le plan de protection dépend au règlement sur le fonctionnement des GED pendant le défaut. L’article [Loo11] présente trois scénarios avec différents règlements vis-à-vis le maintien de raccordement des GED en cas de creux de tension. En cas d’un faible taux d’intégration de GED dans les réseaux HTA, la déconnexion rapide des GED lors du défaut est l’option la plus intéressante. Ainsi, le plan de protection classique peut se converser. En revanche, si on a un taux d’intégration de GED élevé, ce sera plus avantageux d’utiliser les GED pour améliorer la performance du réseau. Dans ce cas, la modification du plan de protection est inévitable.

2.3.2 Des solutions pour un taux élevé d’intégration des GED

A long terme, lorsque le taux de pénétration des GED en réseau HTA est important, il faut peut-être prévoir une autre structure d’exploitation de ce réseau et également un nouveau plan de protection. On trouvera dans ce paragraphe quelques pistes de solutions proposées dans la littérature.

2.3.2.1 Relais de protection numériques et les technologies de l’information et de communication

Suite aux développements des technologies de microprocesseur dans les années 1990, ainsi que aux améliorations dans les algorithmes mathématiques, les relais numériques deviennent extrêmement populaires pour leur capacité multifonctionnelle, un prix bas et une grande fiabilité [Ger04]. De plus, ils peuvent communiquer entre eux et avec d’autres dispositifs du réseau.

Parmi les moyens physiques de communication dans les réseaux électriques, on peut citer les plus populaires : ADSL (Asymmetric Digital Subscriber Line en anglais), CPL (Courants Porteurs en Ligne), fibre optique, GPRS (General Packet Radio Service en anglais), wifi, etc. En accompagnant avec des logiciels intégrés au niveau des composants et des centres de pilotage, la communication sert à plusieurs services du réseau (compteur communicant, les dispositifs de gestion d’énergie et des services énergétiques chez les utilisateurs, la gestion du réseau,...) et également la protection et l’automatisation du réseau de distribution [Had10b].

Par exemple, l’article [Cos11] propose d’introduire des chaînes de communication et de profiter des capacités de communication des relais numériques actuels, afin d’accélérer l’élimination de défaut. Ceci a pour but d’éviter des problèmes concernant la stabilité des GED pendant le défaut. Avec la communication, on peut également résoudre le problème de coordination entre des protections en cascade.

2.3.2.2 *Protection adaptative*

La notion des protections adaptatives : protection adaptative est l’activité « online » qui change la réaction du plan de protection selon les conditions et les besoins du système à protéger [Roc88]. Le réglage d’un relais adaptatif n’est pas fixe, mais peut s’adapter selon l’état du réseau dont des paramètres comme des générateurs, des lignes et des charges peuvent varier considérablement, en changeant les caractéristiques du réseau [Smi10].

Avec la capacité de programmation et de communication, les relais numériques peuvent offrir une protection adaptative. L’avantage principal de la protection adaptative est l’adaptation du réglage des relais à la configuration du réseau en temps réel. Ceci est différent au cas de la protection traditionnelle avec un réglage constant. Ce réglage est déterminé préalablement à partir d’un calcul de court-circuit dans le cas le plus critique et dans certains cas, il ne fournit pas la meilleure solution.

Les algorithmes de réglages du relais sont généralement en langages de bas niveau en raison de la nécessité d’un temps de réponse court qui n’est pas obtenu avec des langages de haut niveau tels que Pascal ou Fortran [Ger04].

La protection adaptative peut être sollicitée pour le réseau du futur où il y aura l’intégration massive des GED, en particulier des productions d’énergie renouvelable. La puissance injectée par ces derniers est de caractère aléatoire qui va entraîner la variation de l’amplitude des courants de défaut.

Dans une étude sur la faisabilité de la protection adaptative d’une part d’un réseau de distribution réel [Cha91], les auteurs indiquent des nécessités de base pour mettre en œuvre le concept de la protection adaptative : des relais numériques ; les bons moyens de communication ; des logiciels appropriés pour la modélisation des relais et la coordination entre eux. Parmi ces besoins, les moyens de communication sont les plus coûteux. Dans un contexte de smart grids, la communication s’étendra, non seulement au niveau des postes sources, mais également sur le réseau entier. Par conséquent, les protections adaptatives seront de plus en plus utilisées. L’article [Cof12] montre une étude sur le couplage entre la protection adaptative et la gestion active du réseau (active network management - ANM). Le fonctionnement des deux systèmes combinés sur un réseau à moyenne tension de test est expliqué, en mode connecté et isolé. La conclusion est que le couplage entre ces deux systèmes sera nécessaire pour un réseau plus flexible et efficace.

L’article de N. Schaefer et al. [Sch10] présente un concept de protection adaptative et élabore un prototype d’un tel système de protection dans le laboratoire. Dans l’organigramme du système de protection (Figure 2-10), les modules dans les cadres à bords épais sont impliqués dans l’adaptation de la protection tandis que ceux plus fins viennent de la technique de protection conventionnelle. Le système se compose de deux blocs : un bloc « temps réel » et un bloc temps différé. Le bloc « temps réel » fonctionne comme une protection

conventionnelle. Il surveille l'état du réseau en temps réel par l'acquisition de paramètres du réseau (par exemple des mesures de courant) et envoie l'ordre de coupure au disjoncteur associé, si nécessaire. En utilisant des données de prévision de la disponibilité d'EnR, le bloc temps « temps non réel » vérifie la sélectivité des caractéristiques de déclenchement des relais pour chaque nouvelle configuration du réseau. Si la sélectivité n'est plus vérifiée, il va ajuster les caractéristiques pour rétablir cette dernière. Notons que si l'ajustement respecte toujours les conditions aux limites, les caractéristiques de déclenchement des relais correspondants seront modifiées. Dans le cas contraire, un signal sera généré et transmis au DEMS (sigle anglais : Decentralised Energy Management Systems, ou Système de gestion de l'énergie décentralisé) afin d'empêcher le fonctionnement d'EnR comme celui prévu.

Ce concept de protection est implémenté dans un modèle de laboratoire. Les premiers résultats de test ne montrent que le bon fonctionnement de l'adaptation des réglages des protections. D'autres tests avec des scénarios, où la sélectivité ne peut être maintenue par l'application de concepts classiques de protection, sont planifiés et pourraient mettre en évidence les intérêts du concept de protection adaptative.

Malgré tout, les exploitants de réseaux souhaitent conserver en secours (*back-up*) une méthode de détection locale.

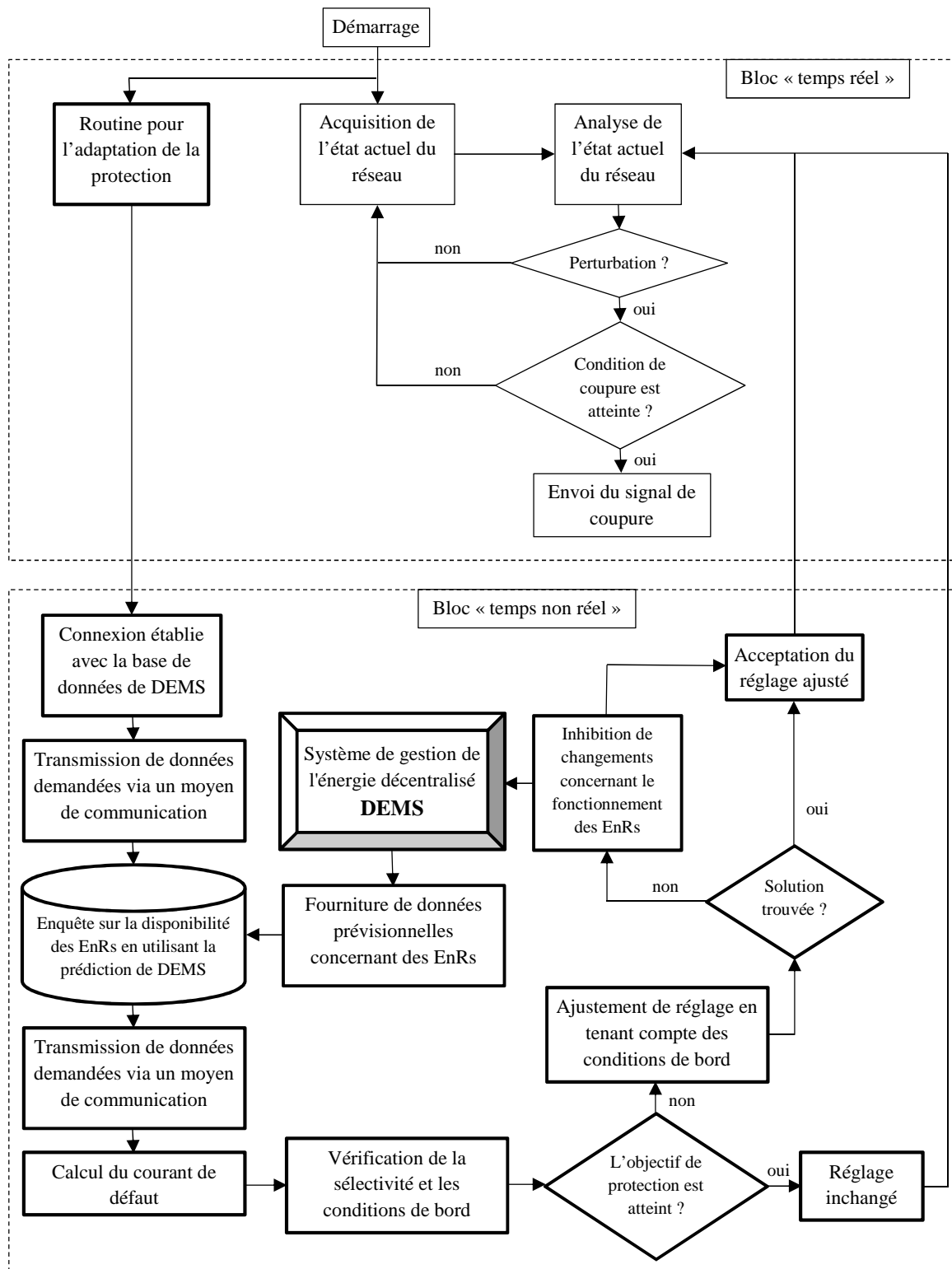


Figure 2-10 : Un concept de la protection adaptative [Sch10]

2.3.2.3 *Protections en réseau*

Actuellement, un départ HTA est protégé par un seul relais de surintensité en tête du départ. Lors d’un défaut sur ce départ, l’alimentation pour tous les consommateurs va être interrompue. Des interrupteurs en réseau (sans pouvoir de coupure du courant de défaut) permettent de réduire la taille du tronçon maintenu hors tension. Pour améliorer la qualité de fourniture, ainsi que pour accueillir plus de GED, quelques études proposent d’utiliser des protections en réseau (dispositifs avec pouvoir de coupure). Avec plus de protections, un départ va se diviser en plusieurs zones de protection. Lors d’un défaut, il y a une zone plus restreinte va être isolée. Ce sont les zones en aval du disjoncteur déclenché [**Jec11**]. Ainsi, les GED en amont des zones déconnectées pourraient également rester connectés. Par ailleurs, les raccordements des GED peuvent réduire la sensibilité des protections. Pour y remédier, on peut en général ajouter un disjoncteur en réseau afin d’étendre la zone de protection [**Wal08**].

Pourtant, dans ce plan de protection en réseau, il y a un problème sur la coordination entre protections. La coordination chronométrique entraîne un temps d’élimination plus élevé pour les défauts proches du poste source, qui ont en général des conséquences plus graves.

Dans l’article [**Jec13**], les auteurs proposent d’un plan de protection de type « non-communication », basé sur des relais de distance. Ce type de relais permet de réduire le temps t_0 pour éliminer des défauts sur la zone protégée par le relais (la plus proche du relais ou zone 1). Pour les zones plus lointaines, ce relais joue le rôle de protection de secours avec une temporisation qui dépend du nombre de protection en aval. Pour respecter les limites de temporisation imposées par la protection au niveau des consommateurs (0,2 s) et du jeu de barres (1 s) et en tenant compte de la fameuse tolérance des temporisations $\Delta t = 0,3$ s entre deux protections consécutives, une protection « distribuée » n’a qu’au plus trois différents temps de coupure ($t_0, t_0 + \Delta t, t_0 + 2\Delta t$). Cette protection fonctionne à deux temps : une phase pour la détection et l’autre pour la discrimination. Le principe de surintensité est utilisé pour la détection, en accompagnement avec une fonction directionnelle pour distinguer les courants de défaut provenant de la source principale ou des GED. La phase de discrimination se fait par la comparaison entre des seuils d’impédances avec une impédance « virtuelle » dont la valeur dépend de la distance entre la protection et le défaut. En cas du défaut monophasé entre la phase A et la terre, cette impédance est calculée par la formule suivante :

$$Z^1 = \frac{V_A}{I_A + I_R k_0} \quad (2.8)$$

avec V_A, I_A : tension et courant de la phase A mesurés au niveau de la protection lors du défaut ; I_R : courant résiduel aussi mesuré par la protection ; k_0 est un coefficient décrit ci-dessous.

Pour les protections de distance installées au niveau des réseaux de transport, k_0 est calculé comme suivant :

$$k_0 = \frac{Z^0 - Z^1}{3Z^1} \quad (2.9)$$

avec Z^0 et Z^1 : impédance homopolaire et directe linéique des lignes.

En raison de l’hétérogénéité des lignes des réseaux de distribution, ce facteur n’a pas la même valeur pour différents types de conducteurs. [Jec13] propose un processus d’optimisation pour déterminer k_0 adéquat pour une configuration spécifique du réseau. Il faut noter que pour ce travail, k_0 est un nombre complexe qui est le résultat d’une optimisation et qui peut prendre n’importe quelle valeur. Par conséquent, k_0 devient une grandeur mathématique et n’a pas un sens physique réel. Les résultats montrent que ce plan de protection fonctionne bien avec différents structures de réseau (urbaine, mixte, rurale) et différents régimes de neutre (résistif, compensé, isolé ou direct). Cependant, la présence des GED peut dégrader la performance des protections.

La référence [Chi05] propose également une approche en utilisant des protections directionnelles et de distance déployées en réseau (niveau de tension 11 kV en Royaume-Uni). La nouvelle protection de distance utilise les mesures de tension au côté secondaire d’un transformateur de distribution 11/0,433 kV, c’est-à-dire en BT, sachant que ces mesures de tension sont déjà disponibles en 0,433 kV dans le réseau étudié tandis qu’elles ne le sont pas en 11 kV. Des paramètres supplémentaires sont nécessaires pour ce relais, par rapport au relais de distance classique. L’impédance homopolaire derrière le relais et des données du transformateur de distribution sont demandées. Le relais fonctionne à l’aide d’une courbe de caractéristique quadrilatérale avec des réglages typiques de multizones pour le sens amont et aval.

La communication rapide est aussi une solution pour la coordination entre des protections. Pour réduire le nombre de relais non directionnel et faciliter la coordination compliquée entre relais, [Uki10] propose un nouveau plan de protection en utilisant des protections directionnelles en cascade sur les départs HTA et la communication entre ces protections. En particulier, le fonctionnement des relais directionnels est basé seulement sur des mesures de courant. Cela va réduire le cout d’investissement en économisant le prix des transformateurs de tension. Pour ces relais, les courants justes avant le défaut sont utilisés comme la grandeur de polarité, par rapport à la tension pour les relais directionnels classiques. L’idée principale est que dans le régime normal, il n’y a pas beaucoup de changement sur la phase des courants, tandis qu’elle change durant le défaut. On estime continuellement la phase des courants à

l’aide des méthodes comme la transformée de Fourier discrète pour chaque cycle $n, n+1, \dots$. Les résultats correspondant sont $\varphi_n, \varphi_{n+1}, \dots$ et le déphasage est $\Delta\varphi = \varphi_{n+1} - \varphi_n$. Ce déphasage $\Delta\varphi$ est presque nul en régime normal, alors que durant un défaut aval ou amont, il présente une grande variation en devenant un nombre positif ou négatif selon le cas. En pratique, ces relais directionnels rencontrent quelques défis comme le fonctionnement triphasé, la limitation de la fréquence d’échantillonnage, l’écart de fréquence, les harmoniques, ... Ces défis et leurs solutions sont présentés dans l’article [Uki12]. Dans l’article [Uki13], les auteurs présentent une approche alternative utilisant les réseaux de neurone, pour estimer le sens du défaut uniquement à partir des mesures de courant. Cette solution est moins couteuse en temps de calcul, par rapport aux méthodes comme la transformée de Fourier discrète ou le filtre de Kalman, etc. pour le calcul de déphasage.

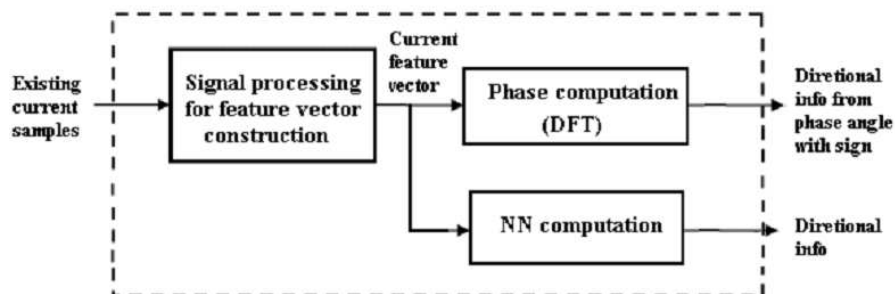


Figure 2-11 : Méthode d’estimation de la direction de défaut sans mesure de tension [Uki10]

Dans ce plan de protection, la coordination entre protections en réseau se fait par la voie de communication rapide. La zone en défaut est déterminée par un centre de calcul qui reçoit les informations depuis toutes ces protections lors d’un défaut. L’information échangée d’une protection et le centre est un signal d’un octet contenant la direction estimée de défaut : 1 pour défaut aval, -1 pour défaut amont et 0 pour le cas sans défaut. Une approche « nodale » est également présentée où les protections se communiquent entre elles, plutôt qu’avec le centre de calcul.

2.3.2.4 *Ilotage volontaire*

L’article [Cos11] propose un nouveau mode de fonctionnement du réseau où les GED restent connectés en mode d’ilotage et alimentent certains consommateurs après l’ouverture du disjoncteur de départ (ilotage volontaire). Ceci est faisable lors d’une intégration substantielle des GED qui peuvent, par le délestage des charges et la commande appropriée de la tension et de la fréquence, assurer l’équilibre production-consommation. Dans ce mode de fonctionnement, il faut revoir comment fonctionner la protection de découplage.

Pour accueillir plus de GED et alimenter des consommateurs pendant le blackout du réseau, l’article [Con09] propose également l’ilotage volontaire. Le réseau de distribution devrait être capable de se diviser en portions (e.g. selon le concept de microgrid). Ceci n’est faisable que si les GED locaux sont capable d’assurer la stabilité en réglant de la tension et fréquence du réseau, et par ailleurs de se resynchroniser eux-mêmes avec le réseau principal. De plus, selon les auteurs, il faut changer le plan de protection afin d’introduire des protections rapides qui peuvent détecter et isoler rapidement la portion du réseau en défaut ; ensuite de reconfigurer le réseau automatiquement (auto cicatrisation) si nécessaire. Un plan de protection adéquat pour les portions du réseau en mode isolé à longue durée sera nécessaire, afin d’assurer la détection rapide et l’élimination du défaut sur ce réseau. Dans ce cas, des solutions autres que l’arrêt de tous les GED seront à développer.

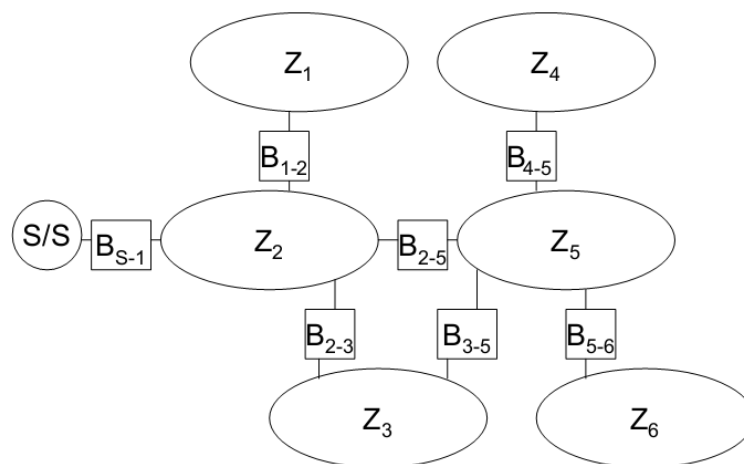


Figure 2-12 : Nouveau plan de protection du réseau de distribution [Bra04]

Allant plus loin, l’article [Bra04] propose un nouveau plan de protection où on divise le système en plusieurs zones (Figure 2-12). Une zone doit être formée de telle sorte qu’elle puisse fonctionner en mode d’ilotage (avoir l’équilibre production-consommation, avoir un moyen de réglage de la fréquence). Comme le montre la Figure 2-12, ces zones doivent être séparées par des disjoncteurs. Ces disjoncteurs devraient être capables de façon répétée d’ouvrir ou fermer sur réception d’un signal provenant d’un relais principal situé dans le poste source. Les disjoncteurs devraient également être équipés de la fonction de vérification du synchronisme. Le relais principal serait assisté par ordinateur, capable de stocker et l’analyse de grandes quantités de données et capable de communiquer avec d’autres dispositifs comme les disjoncteurs en réseau et les protections des GED. L’ordinateur central exécute, pour chaque configuration du réseau (selon l’état des disjoncteurs), le calcul de Load Flow « offline » et le calcul du courant de court-circuit, et puis stocke les résultats dans une base de données. Lors de la reconfiguration, cette base de données va être mise à jour selon la nouvelle configuration. L’ordinateur principal utilise des mesures de courant provenant du poste source, des producteurs et des disjoncteurs. Lors d’un défaut, ces mesures vont être comparées avec la base de données pour identifier la zone en défaut. Ensuite, un signal de

coupure va être envoyé aux disjoncteurs en réseau afin d’isoler la zone en défaut. Par conséquent, toutes d’autres zones sont en fonctionnement normal. Un point faible de ce système est qu’il dépend fortement d’un seul ordinateur principal et de la communication entre zones [**Cos10**].

L’article [**Per08**] propose une approche pour l’améliorer en utilisant un système de protection basé sur l’agent. Des agents se situent sur les points stratégiques et empruntent des mesures locales. Ces mesures sont ensuite traitées via la transformée en ondelettes (Wavelet Transform en Anglais) en ayant pour objectif de déterminer la direction de défaut. Tous les agents sont équipés d’un algorithme de localisation de défaut. Grâce aux échanges de données entre les agents et cet algorithme, la zone en défaut est identifiée et isolée.

Chapitre 3. Modélisation des moyens de production dispersés

En France, ce sont principalement les GED interfacés par MS ou convertisseurs qui se raccordent aux réseaux HTA. C'est la raison pour laquelle nous nous concentrons sur des MS et GIC pour la suite du manuscrit.

3.1 Les GED connectés au réseau au travers des générateurs synchrones (MS)

3.1.1 La machine

Le modèle de générateur synchrone est une combinaison des équations de la mécanique, des équations de circuit de rotor et des équations de circuit statorique [Kun94], auxquelles la transformation des variables du repère fixe (ABC) à celui tournant (dq0) est appliquée. Le premier est le repère lié au stator de la machine tandis que le deuxième est lié à son rotor ou au champ tournant.

La relation des variables entre ces deux repères est exprimée dans les équations suivantes :

ABC à dq0 :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

dq0 à ABC :

$$\begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

avec :

x_d, x_q, x_0 : les composantes du système dq0

x_A, x_B, x_C : les composantes du système ABC

θ : le déphasage entre l'axe d et l'axe du champ magnétique de l'enroulement de la phase A.

Ainsi, la partie électrique de la machine est représentée par le modèle de la Figure 3-1 et par les équations de (3.3) à (3.14). C'est un modèle d'espace d'états de sixième ordre qui prend en compte la dynamique du stator, du champ et des enroulements d'amortissement [Mat13].

Les indices utilisés sont définis comme suivants:

- d, q: grandeur sur les axes d et q
- R, s: grandeur du rotor et du stator
- l, m: inductance de fuite et inductance magnétisante
- f, k: grandeur du champ et de l'enroulement amortisseur

Modèle :

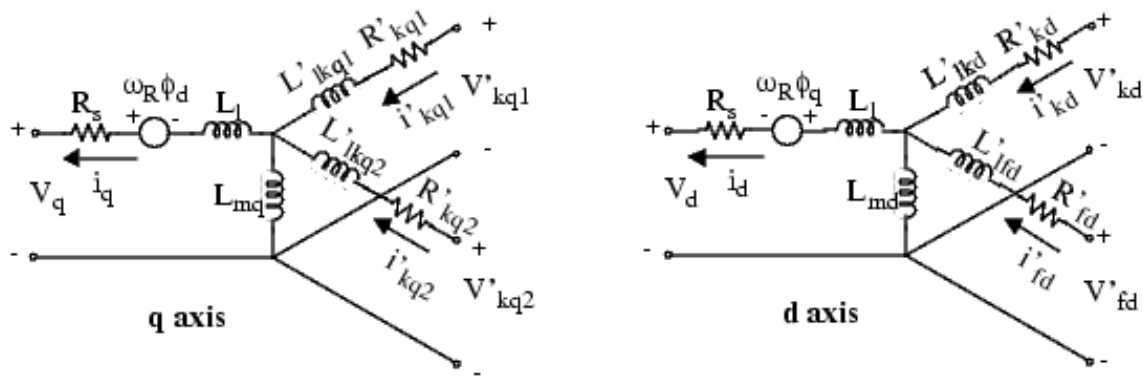


Figure 3-1 : Modèle de 6^{ème} ordre de la machine synchrone

Equations de tension :

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \varphi_d - \omega_R \varphi_q \quad (3.3)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \varphi_q + \omega_R \varphi_d \quad (3.4)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{fd} \quad (3.5)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kd} \quad (3.6)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq1} \quad (3.7)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2}i'_{kq2} + \frac{d}{dt}\phi'_{kq2} \quad (3.8)$$

Equations de flux :

$$\phi_d = L_d i_d + L_{md}(i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (3.9)$$

$$\phi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \quad (3.10)$$

$$\phi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md}(i_d + i'_{kd}) \quad (3.11)$$

$$\phi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md}(i_d + i'_{fd}) \quad (3.12)$$

$$\phi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \quad (3.13)$$

$$\phi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q \quad (3.14)$$

Ce modèle suppose que les courants entrent dans les enroulements du stator.

La partie mécanique de MS est décrite par les équations suivantes :

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \Delta\omega(t) \quad (3.15)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0 \quad (3.16)$$

Où :

$\Delta\omega$: variation de vitesse angulaire par rapport à la vitesse de fonctionnement

H : constante d'inertie

T_m : couple mécanique

T_e : couple électromagnétique

K_d : coefficient d'amortissement représentant principalement l'effet de l'enroulement d'amortissement

$\omega(t)$: vitesse de rotation mécanique du rotor

ω_0 : vitesse de fonctionnement (1 p.u)

Dans la bibliothèque de Matlab/Simulink, un bloc de MS avec le modèle ci-dessus est déjà construit (Synchronous Machine Standard pu). Nous l'avons intégré directement dans notre réseau d'étude.

3.1.2 Système d'excitation

Un système d'excitation de type DC décrit dans [IEE92] est mis en œuvre, sans la fonction de saturation de l'excitation. Les éléments de base de ce système sont le régulateur de tension et de l'excitation.

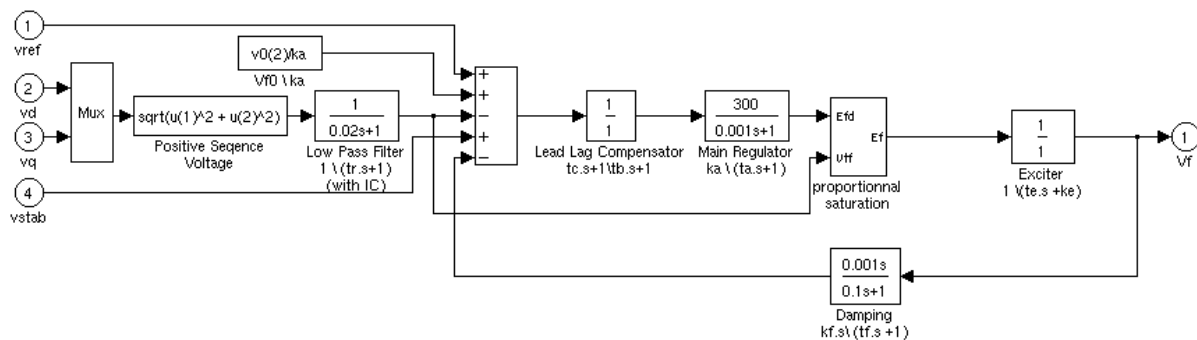


Figure 3-2 : Système d'excitation de MS [Mat13c]

L'excitateur est représenté par la fonction de transfert suivante entre la tension d'excitation V_{fd} et la sortie ef du régulateur:

$$\frac{V_{fd}}{ef} = \frac{1}{Ke + sTe} \quad (3.17)$$

3.1.3 Turbine

Dans notre modèle, on utilise une puissance constante pour l'entrée P_m de la machine en supposant que l'action de la turbine ne modifie pas beaucoup la puissance mécanique de la machine pendant un court temps du défaut.

3.2 Les générateurs avec l'interface de convertisseur – GIC

3.2.1 Le système GIC

Dans cette thèse, un système de génération photovoltaïque (PV) est modélisé pour représenter un GIC. Ce système consiste en une source DC connectée au réseau à travers d'un convertisseur DC-AC, comme présenté dans la Figure 3-3.

Une capacité est placée à la sortie de la source DC pour lisser la tension à cet endroit et augmenter sa stabilité.

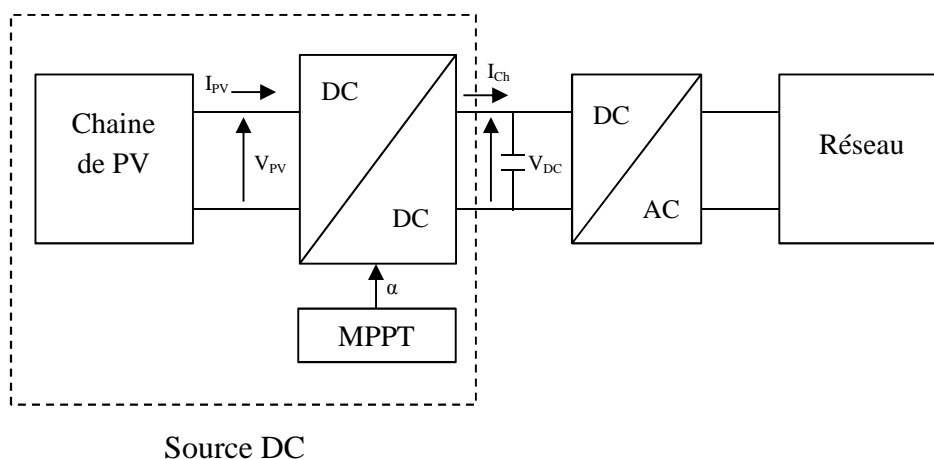


Figure 3-3 : Modèle du système de PV

3.2.2 Modèle simplifié de la source DC

Comme on peut le voir sur la Figure 3-3, la source DC se compose d'une chaîne des cellules de PV qui convertit l'énergie solaire en électricité. Un convertisseur DC-DC se met en place pour conditionner l'énergie électrique fournie par la chaîne PV. Ce convertisseur est commandé par un système de MPPT (sigle en anglais : **M**aximum **P**ower **P**oint **T**racking) qui permet au système de PV, comme son nom l'indique, de suivre le point de puissance maximale MPP. La tension V_{DC} du bus DC est maintenue constante par le convertisseur DC/AC, et le hacheur règle le rapport cyclique pour fixer la tension V_{PV} au point de puissance maximale.

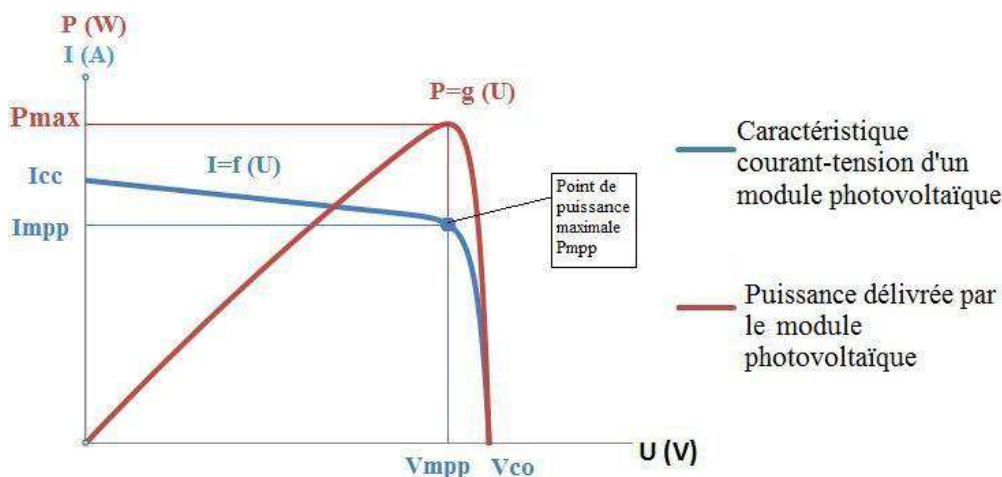


Figure 3-4 : Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque [Gui13]

La Figure 3-4 présente la caractéristique typique d'un module photovoltaïque et le point MPP où le module fournit sa puissance maximale (c'est-à-dire, le produit $V_{pv} * I_{pv}$ atteint sa valeur maximale). Cette caractéristique est déterminée principalement par quatre données suivantes :

- Le courant de court-circuit (I_{cc})
- La tension à vide notée (V_{co})
- Le courant de puissance maximale (I_{mpp})
- La tension de puissance maximale (V_{mpp})

Ces données varient en fonction de l'éclairement et de la température du module.

Pour pouvoir modéliser de façon appropriée le comportement de la chaîne de PV pendant le défaut, on se base sur un modèle simplifié d'une cellule de PV dans la Figure 3-5 [Fre10].

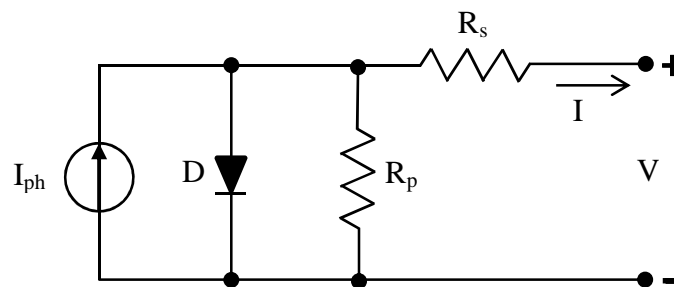


Figure 3-5 : Modèle équivalent d'une cellule de PV

Sur ce modèle, on a l'équation du courant de sortie suivante :

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3.18)$$

où le courant passant à travers de la diode D est représenté par la formule 3.19 :

$$I_0 \cdot \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) \quad (3.19)$$

avec :

I_0 : courant saturé de la diode

q : charge élémentaire ($q = 1,6 \cdot 10^{-19}$ C)

k : constante de Boltzmann ($k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K)

n : facteur d'idéalité (de 1 à 2)

T : température (°K)

Hypothèses :

On prend en compte quelques hypothèses pour le système de PV pendant le défaut :

- L'éclairement et de la température du module de PV restent constants, c'est-à-dire que la caractéristique de la Figure 3-4 ne modifie pas.

- Le système de PV fonctionne toujours au point MPP avant le défaut. Avec cette hypothèse, on a des conséquences suivantes :
 - La diode D est toujours bloquée (le courant passant par la diode est nul).
 - V_{pv} est piloté à V_{pv_ref} avant le défaut. L'action de MPPT pendant le défaut est négligée et le signal de commande ne modifie pas ($\alpha = cte$).

Courant de sortie de la cellule de PV en zone bloquée de la caractéristique :

Puisque D est bloquée, le terme dans (3.18) correspondant au courant passant à D peut être enlevé. On a donc:

$$I_{ph} = I + \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.20)$$

D'où :

$$I = \frac{R_p I_{ph} - V}{R_s + R_p} \quad (3.21)$$

De plus, on peut écrire :

$$\frac{V}{R_p I_{ph}} = 1 - \frac{I(R_s + R_p)}{R_p I_{ph}} \approx 1 - \frac{I}{I_{ph}} \quad (3.22)$$

(puisque $R_s \ll R_p$)

Sur la caractéristique, on trouve que $I/I_{ph} \approx 1$ dans la zone où D est bloquée, alors :

$$\frac{V}{R_p I_{ph}} \approx 0 \quad (3.23)$$

Autrement dit, $V \ll I_{ph} R_p$. A partir de (3.21), on déduit :

$$I \approx I_{ph} \quad (3.24)$$

Donc, on peut modéliser un système de PV pour la partie de la caractéristique où D est bloquée comme une source de courant $I_{pv} = I_{ph}$.

Condition pour que D soit bloquée:

$$V < V_{seuil} \quad (3.25)$$

A partir de (3.20), il faut que :

$$V = \left(I_{ph} - I \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) \right) R_p < V_{seuil} \quad (3.26)$$

Modélisation de la source DC :

Sur la Figure 3-3, on a :

$$V_{pv} = \frac{V_{DC}}{\alpha} \quad (3.27)$$

avec α est constante.

Alors, on a :

$$I_{Ch} = \frac{I_{pv}}{\alpha} = \frac{I_{ph}}{\alpha} \quad (3.28)$$

Pour des simplifications dans le modèle de simulation, on peut remplacer l'ensemble de la chaîne de PV et MPPT par une source de courant $I_{Ch} = I_{ph}/\alpha$.

Pour protéger la capacité DC, on limite la tension du bus continu V_{DC} en connectant en parallèle avec ce dernier une petite résistance. Cette résistance est commandée par un interrupteur dont le fonctionnement dépend de V_{DC} . Il reste ouvert en régime normal et dès que V_{DC} dépasse un seuil prédéfini $V_{DCseuil}$, l'interrupteur va se fermer en permettant de dissiper de l'énergie sur la résistance et de baisser la tension V_{DC} . Le modèle complet de la source DC est le suivant (Figure 3-6) :

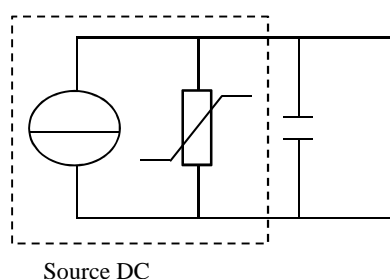


Figure 3-6 : Modèle simplifié pour la source DC

3.2.3 Le convertisseur DC-AC et sa commande

Le bloc « Universal Bridge » dans la bibliothèque de Simulink est utilisé pour représenter le convertisseur DC-AC. C'est un pont à trois bras qui se compose des interrupteurs commandés IGBT/Diode et qui permet une bi-directionnalité en courant. Il est commandé en utilisant une technique de commande MLI vectorielle (MLI : Modulation de largeur d'impulsion).

Les paragraphes suivants vont présenter la commande du convertisseur DC-AC utilisé qui se réalise dans un repère tournant (voir le paragraphe 3.1.1). L'axe d du repère est synchronisé avec le vecteur de tension du réseau au point de raccordement. La synchronisation se fait par un bloc PLL (de l'anglais « *Phase-Locked Loop* »). La structure générale du système de commande est montrée sur la Figure 3-7.

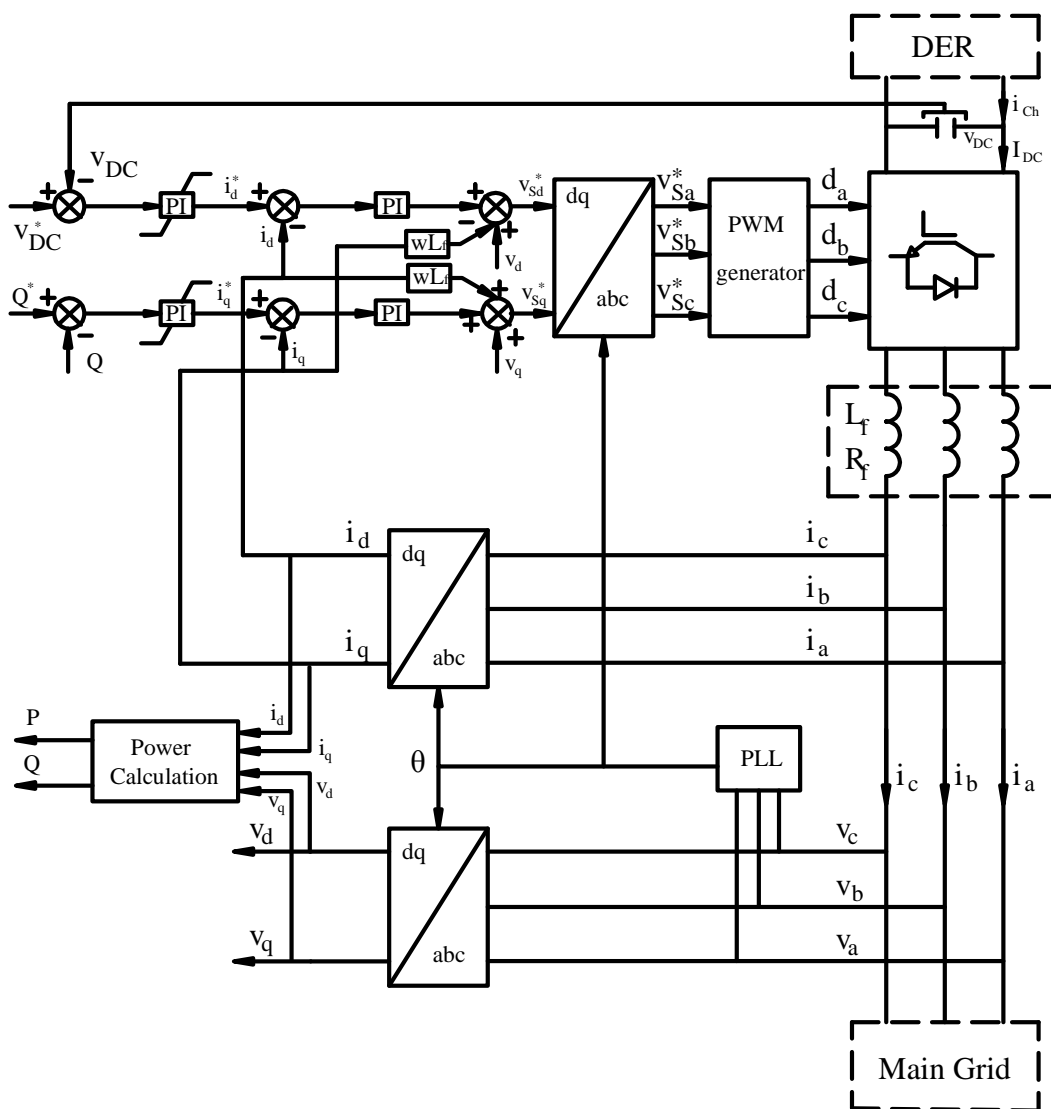


Figure 3-7 : Système de commande du convertisseur DC-AC

Sur cette figure, on a des notations suivantes :

v_a, v_b, v_c : les tensions de trois phases du réseau auquel le GIC se raccorde.

v_{Sa}, v_{Sb}, v_{Sc} : les tensions de trois phases de sortie du convertisseur.

i_a, i_b, i_c : les courants de trois phases injectés au réseau par le GIC.

L_f, R_f : inductance et résistance entre le convertisseur et le réseau, qui se composent de deux parties : l'une du filtre harmonique du convertisseur, l'autre du transformateur de couplage BT/HTA.

v_d, v_q : les tensions de l'axe d et q du réseau auquel le GIC se raccorde.

v_{Sd}, v_{Sq} : les tensions de sortie de l'axe d et q du convertisseur.

i_d, i_q : les courants de l'axe d et q injectés au réseau par le GIC.

ω : la vitesse synchrone du réseau.

i_{DC} : le courant continu entrant du convertisseur.

A partir de la Figure 3-7, on a les équations de tension suivantes dans le système triphasé :

$$v_a = v_{Sa} - L_f \frac{d}{dt} i_a - R_f i_a \quad (3.29)$$

$$v_b = v_{Sb} - L_f \frac{d}{dt} i_b - R_f i_b \quad (3.30)$$

$$v_c = v_{Sc} - L_f \frac{d}{dt} i_c - R_f i_c \quad (3.31)$$

En changeant le repère, les courants et tensions sont réécrits dans le système dq0 comme ci-dessous :

$$v_d = v_{Sd} - L_f \frac{d}{dt} i_d - R_f i_d + \omega L_f i_q \quad (3.32)$$

$$v_q = v_{Sq} - L_f \frac{d}{dt} i_q - R_f i_q - \omega L_f i_d \quad (3.33)$$

De même, on a sur le côté DC :

$$I_{DC} = i_{Ch} - C \frac{d}{dt} V_{DC} \quad (3.34)$$

Supposons que les pertes sont nulles dans les interrupteurs du convertisseur, on a un équilibre entre puissance instantanée sortant et entrant du convertisseur :

$$p = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) = V_{DC} \cdot I_{DC} \quad (3.35)$$

Puisque l'axe d est synchronisé avec la tension du réseau. Alors, $v_q=0$ et les puissances actives et réactives instantanées injectées au réseau sont données par :

$$p = \frac{3}{2} v_d i_d \quad (3.36)$$

$$q = -\frac{3}{2} v_d i_q \quad (3.37)$$

Par conséquent, on peut réguler les puissances actives et réactives séparément en commandant les courants de l'axe d et q respectivement.

Avec ce choix judicieux de l'orientation de l'axe d, le système de commande peut se composer de deux boucles PI en cascade. La boucle interne a pour objet de réguler des courants i_d et i_q . La réponse pour cette boucle est très rapide et la référence est fournie par la boucle externe. La commande du courant actif i_d est liée à la boucle externe qui régule V_{DC} ou p , tandis que celle du courant réactif i_q est liée à la boucle qui régule Q ou v . Dans un système tel que celui-ci, c'est la tension V_{DC} qui est contrôlée.

3.2.4 Les boucles internes de courant

Ce paragraphe va détailler la boucle interne et ses éléments. Sa structure est décrite par la figure suivante :

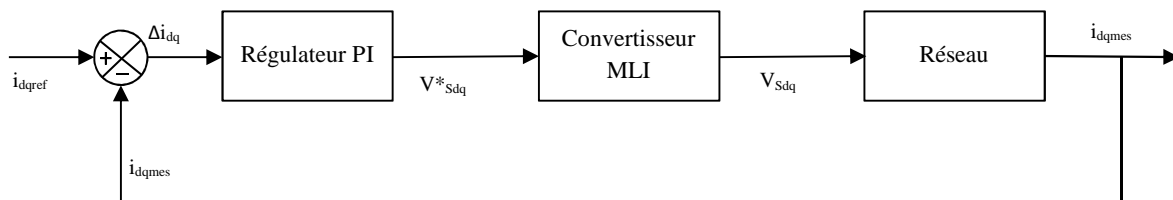


Figure 3-8 : Boucle de commande intérieure

Avec la tension du réseau alignée sur l'axe d ($v_q=0$), on peut réécrire (3.32) et (3.33) comme suivant :

$$v_d = v_{sd} - L_f \frac{d}{dt} i_d - R_f i_d + \omega L_f i_q \quad (3.38)$$

$$0 = v_{sq} - L_f \frac{d}{dt} i_q - R_f i_q - \omega L_f i_d \quad (3.39)$$

où v_{sd} et v_{sq} sont des tensions AC à la sortie du convertisseur DC/AC. Ces tensions peuvent être commandées (par le système de commande du convertisseur en créant des signaux de référence v^*_{sd} et v^*_{sq} pour le convertisseur). Du point de vue de la commande, le convertisseur est considéré comme un transformateur idéal avec un temps de retard. Autrement dit, on suppose que les tensions v_{sd} et v_{sq} vont suivre parfaitement les signaux v^*_{sd} et v^*_{sq} respectivement, mais avec un temps de retard en moyen d'un demi cycle de commutation [Baj08]. Puisque la fréquence de commutation de VSC (Voltage Source Converter) est assez élevée (4,5 kHz dans notre étude), on peut s'écrire :

$$v_{sd} \approx v^*_{sd} \quad (3.40)$$

$$v_{sq} \approx v^*_{sq} \quad (3.41)$$

Afin de découpler l'axe d et q dans la commande, on peut ajouter aux signaux de commande v^*_{sd} et v^*_{sq} un terme de compensation :

$$v_{dcomp} = v_d - \omega L_f i_q \quad (3.42)$$

$$v_{qcomp} = \omega L_f i_d \quad (3.43)$$

Les nouvelles références sont alors :

$$v^*_{sd} = v'_{sd} + v_{dcomp} - \omega L_f i_q \quad (3.44)$$

$$v^*_{sq} = v'_{sq} + v_{qcomp} \quad (3.45)$$

avec v'_{sd} et v'_{sq} sont des signaux de commande sortant du régulateur PI (voir Figure 3-9).

A partir de (3.38) à (3.45), on a:

$$v'_{sd} = L_f \frac{d}{dt} i_d + R_f i_d \quad (3.46)$$

$$v'_{sq} = L_f \frac{d}{dt} i_q + R_f i_q \quad (3.47)$$

Dans le domaine fréquentiel, les équations (3.46) et (3.47) peuvent s'écrire comme suit en utilisant la transformation de Laplace) :

$$V'_{sd}(s) = L_f s \cdot I_d(s) + R_f I_d(s) \quad (3.48)$$

$$V'_{sq}(s) = L_f s \cdot I_q(s) + R_f I_q(s) \quad (3.49)$$

La fonction de transfert du système (identique pour l'axe d et q):

$$F(s) = \frac{I_d(s)}{V_{sd}(s)} = \frac{I_q(s)}{V_{sq}(s)} = \frac{1}{L_f s + R_f} \quad (3.50)$$

Alors, toujours dans le domaine fréquentiel, on a :

- La fonction de transfert du PI : $G(s) = K_p + K_i/s$
- Celle du convertisseur DC-AC : $Y(s) = 1/(1+T_a \cdot s)$ avec $T_a = T_{com}/2$ (T_{com} est la période de commutation de l'interrupteur IGBT).
- Celle du système : $F(s) = 1/(L_f s + R_f)$

La commande de la Figure 3-8, peut être décrite à nouveau comme celle de la Figure 3-9. Sur cette figure, on retrouve bien ce qui est présenté sur la Figure 3-7.

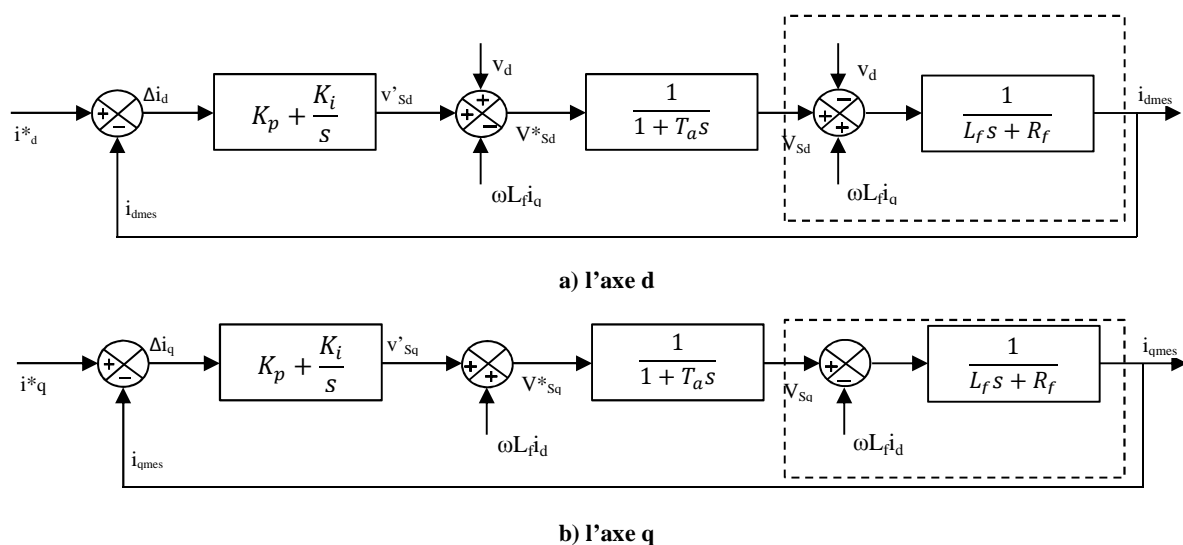


Figure 3-9 : Schéma de la commande des courants i_d, i_q

3.2.5 Les boucles externes de la tension V_{DC} et la puissance Q

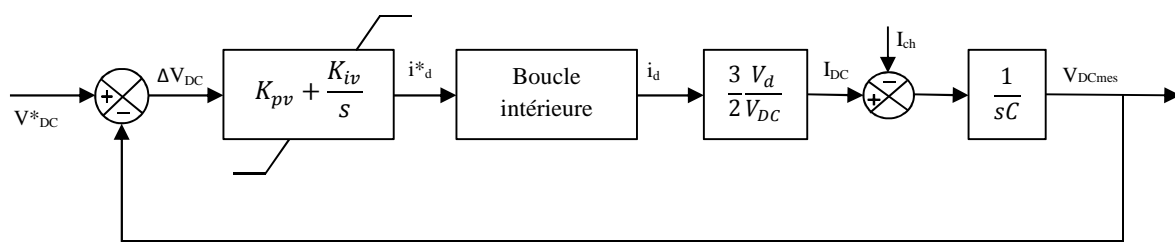
Dans cette thèse, les boucles externes ont pour objet de réguler la tension de la capacité V_{DC} et la puissance réactive Q injectée au réseau par le GIC. Un régulateur PI est utilisé pour ce but. A partir de (3.34) à (3.37), on a les relations suivantes dans le domaine fréquentiel:

$$V_{DC} = \frac{1}{sC} (I_{DC} - I_{ch}) \quad (3.51)$$

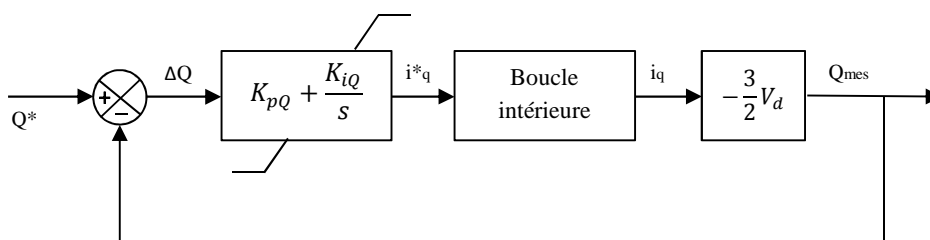
$$I_{DC} = \frac{3}{2} \frac{V_d}{V_{DC}} I_d \quad (3.52)$$

$$Q = -\frac{3}{2} V_d I_q \quad (3.53)$$

En considérant le courant I_{ch} fourni par le convertisseur DC-DC comme une perturbation, la structure de commande des boucles externes peut être décrite comme ci-dessous:



a) Commande la tension V_{DC}



b) Commande la puissance Q

Figure 3-10 : Boucles de commande externes

La boucle interne donne la relation entre la référence de commande i^*_d (i^*_q) et le signal réel i_d (i_q). Dans plusieurs cas pour la simplification, on peut la supposer comme une procédure idéale [Baj08].

Dans cette thèse, i^*_d et i^*_q sont limités de la manière suivante :

$$-I_{lim} \leq i_d^* \leq I_{lim} \quad (3.54)$$

$$-\sqrt{I_{lim}^2 - i_d^{*2}} \leq i_q^* \leq \sqrt{I_{lim}^2 - i_d^{*2}} \quad (3.55)$$

où I_{lim} est la limitation de courant du convertisseur.

Avec cette limitation, le courant injecté par le GIC, en tout cas y compris le cas de défaut, reste dans un intervalle admissible par les composants de puissance. Par conséquent, le GIC peut rester connecté lors d'un court-circuit survenant sur le réseau. Cette méthode de limitation donne la priorité pour réguler i_d car ce dernier peut varier dans l'intervalle complet $[-I_{lim}, I_{lim}]$. Ainsi, la puissance active de sortie peut être injectée au réseau autant que possible.

Chapitre 4. Cas d'étude : Un réseau public de distribution avec protection en réseau

Après avoir construit le modèle de simulation des GED, on va l'intégrer au modèle principal du réseau d'étude. Ce dernier est un réseau public de distribution avec le raccordement des GED. Dans notre étude, on va étudier les protections de départ et celles en réseau HTA. Les simulations seront réalisées avec le toolbox SimPowerSystems (SPS) de Matlab/Simulink. En effet, les outils de simulation pour l'étude des transitoires d'électromagnétique des systèmes électriques, par exemple: EMTP-RV, PSCAD, SPS, etc. ont été développés depuis de nombreuses années. Avec une bonne précision, ils peuvent désormais être utilisés pour de nombreuses applications, y compris la conception des systèmes de protection [Mah09].

4.1 Descriptif du réseau d'étude

Le principal objectif de la thèse est de mettre au point des algorithmes pour des relais directionnels sans mesure de tension. Ces relais pourraient être particulièrement appropriés pour des protections installées en réseau. Donc, un réseau avec deux protections sur un départ est considéré pour étudier la performance de ces algorithmes. La configuration de ce réseau est donnée sur la Figure 4-1.

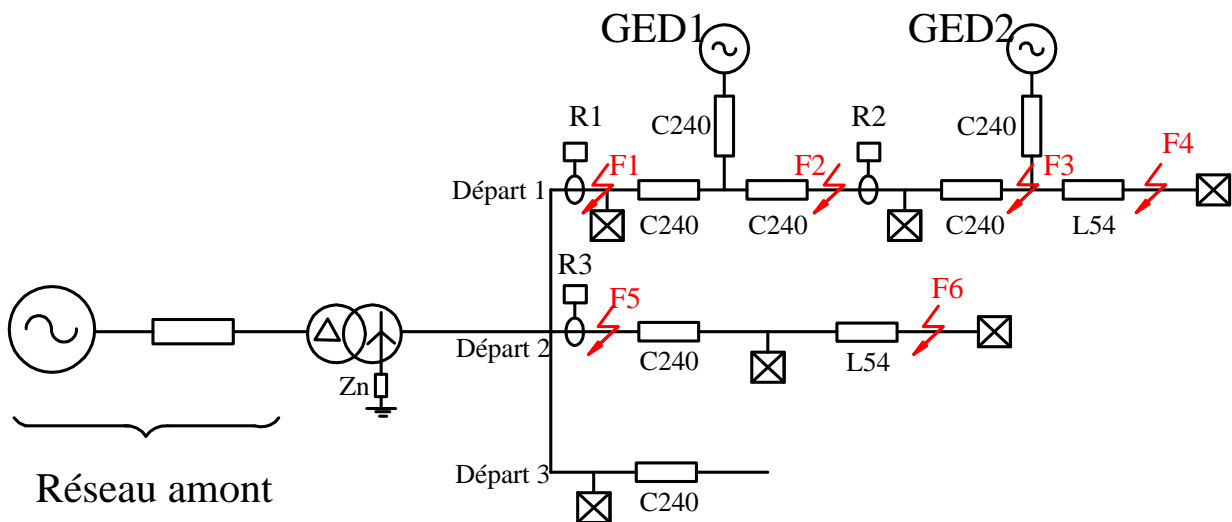


Figure 4-1 : Réseau mixte avec protection en réseau

Comme mentionné dans le chapitre 1, les réseaux HTA sont en général exploités en structure radiale. Alors, sur la Figure 4-1, un modèle du réseau radiale moyenne tension est pris en compte pour cette étude :

- Ce réseau HTA est alimenté par un réseau HTB en amont (de 63 kV) au travers d'un transformateur 63kV/20kV au niveau du poste source. Le réseau HTB est modélisé par une source de tension avec une impédance interne $Z_{HV} = R_{HV} + jX_{HV}$ avec $X_{HV}/R_{HV} = 10$. La puissance de court-circuit de ce réseau $S_{cc} = 500$ MVA.
- Les caractéristiques du transformateur du poste source : la puissance nominale $S_{n_transfo} = 20$ MVA, la tension de court-circuit $U_{cc} = 15\%$.
- La mise à la terre du réseau est effectuée par une impédance Z_n au côté secondaire du transformateur. Sa valeur dépend du régime de neutre testé :
 - Neutre résistif : $Z_n = 80 \Omega$
 - Neutre compensé : $Z_n = 600 // jX_{comp} \Omega$
- Le réseau est simplifié et se compose de trois départs différents :
 - Départ 1 est divisé en deux zones de protection par les protections R1 et R2. Sur ce départ, il y a deux GED, chacun se raccorde sur une zone de protection. Comme il a été discuté au chapitre 3, il y a deux types de GED qui sont pris en compte : GIC et MS. La puissance totale des GED est inférieure à 9 MVA dans l'objectif d'éviter le problème de remontée en tension.
 - Les défauts (F1 à F6) sont localisés sur tout le long des départs 1 et 2 pour créer des défauts amont et aval de R1 et R2. Les défauts monophasés et biphasés isolés sont considérés. Le départ 3 est pris en compte pour modéliser plusieurs départs du point de vue du courant capacitif global (lors d'un défaut à la terre) et de la charge totale.
- Caractéristiques des GED :
 - GIC : inductance du filtre $L_f = 0,3$ p.u, ce qui assure une bonne qualité de l'énergie (en respectant le règlement sur la limite des courants harmoniques injectés au réseau, mentionné dans le paragraphe 1.2.3), $I_{lim} = 1,5$ p.u.
 - MS : rotor à pôles lisses, $R_s = 0,005$ p.u; $X_d = X_q = 2,5$ p.u ; $X_d' = X_q' = 0,25$ p.u; $X_d'' = X_q'' = 0,15$ p.u; $X_l = 0,067$ p.u; $T_d' = 0,5$ s ; $T_q' = 0,1$ s ; $T_d'' = 0,03$ s ; $T_q'' = 0,048$ s.
 - Transformateur de couplage (pour tous types de GED) : 400V/20kV, puissance nominale est égale à celle de GED ($S_{n_transfoGED} = S_{nGED}$), tension de court-circuit $U_{cc} = 6\%$.
- Les départs HTA sont mixtes : ils sont constitués de câbles de 240 mm² et de conducteurs aériens de 54 mm². Les caractéristiques des lignes et câbles sont présentées dans les tableaux suivants [**Pen06**] :

Tableau 4.1 : Caractéristiques de la ligne aérien $\phi = 54 \text{ mm}^2$ (L54)

Grandeur	Direct (et inverse)	Homopolaire
Résistance linéique	0,61 Ω/km	0,75 Ω/km
Réactance linéique	0,35 Ω/km	1,6 Ω/km
Capacitance linéique	12 nF/km	5 nF/km

Tableau 4.2 : Caractéristiques du câble souterraine $\phi = 240 \text{ mm}^2$ (C240)

Grandeur	Direct (et inverse)	Homopolaire
Résistance linéique	0,125 Ω/km	0,95 Ω/km
Réactance linéique	0,11 Ω/km	1,62 Ω/km
Capacitance linéique	250 nF/km	250 nF/km

4.2 La variation des paramètres

4.2.1 Construction des classifieurs

Dans la phase d'apprentissage des classifieurs (voir la section 5.2), on simule le réseau pendant le défaut pour un nombre de cas en modifiant ses paramètres au début de chaque simulation. Ceci a pour objet d'avoir une base de données d'apprentissage (autrement dit des rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ ou $\Delta I_i/\Delta I_0$) qui couvre autant que possible les états de fonctionnement typiques du réseau. Alors, on va faire des simulations en respectant des contraintes du réseau comme les limites de la tension, le courant maximal admissible, etc. Les détails de la variation des paramètres sont donnés ci-après:

- Longueur du départ 1: 10 km ou 15 km. GED1 est connecté à 1 km ou 5 km du poste source, GED2 est à 6 km ou 10 km du poste source.
- Le départ 2 a une longueur de 10 km.
- Le départ 3 a une longueur entre 1 et 40 km.
- Puissances injectés par les GED sont celles de valeur nominale et données dans le Tableau 4.3.
- Charges: Facteur de puissance = 0,9. Charge totale du départ n°1: 1 – 2 – 4 MVA, Charge totale du départ n°2: 2 MVA, Charge totale du départ n°3: 8 MVA

- Résistance de défaut $R_f = 0 - 10 - 100 - 200 \Omega$ pour les défauts phase-terre et $R_f = 0 - 0.5 - 1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 10 \Omega$ pour les défauts entre phases. Notons que la résistance d'un défaut entre phases est généralement faible [Pen06], la dernière valeur est moins probable que les autres.

En réalité, la tension du poste source est variée autour de sa valeur nominale. Pour prendre en compte cette variation, on ajoute une incertitude à la source de tension (niveau HTB) avec un modèle gaussien d'écart-type $\sigma_U = 1,25\%$. De plus, les paramètres de lignes et câbles sont aussi variés en fonction des plusieurs impacts, y compris la température de l'environnement. Donc, on ne peut pas connaître exactement les valeurs de leurs impédances linéiques. Ainsi, des incertitudes sont également ajoutées à ces dernières avec un écart-type $\sigma_{\text{ligne}} = 5\%$. Les fluctuations sont aussi introduites aux phaseurs ($\Delta I_2/\Delta I_0$ et $\Delta I_2/\Delta I_1$) avec des écarts types pour le module $\sigma_{\text{mod}} = 5\%$ et l'argument $\sigma_{\text{arg}} = 2^\circ$ (voir le paragraphe 5.2.3).

Par ailleurs, les réseaux de distribution sont intrinsèquement déséquilibrés pour diverses raisons: charges déséquilibrées, l'absence de transposition appropriée du conducteur des trois phases de longues lignes, etc [Mul99]. Conformément à la norme EN-50160 [NFE95], la limite de tension d'alimentation déséquilibrée est de 2% pour 95% de l'intervalle de mesure (une semaine). Pour tenir compte des effets du réseau déséquilibré, la tension inverse est introduite et superposée à la source de tension directe dans le modèle de simulation via le bloc « source de tension programmable triphasé » de SPS [Mat13a]. L'amplitude de la tension inverse maximale imposée est réglée à 2% de ceux de la tension directe.

Tableau 4.3 : Cas étudiés des puissances des GED

Cas	1	2	3	4	5
S_{GED1} (MVA)	6	4	4	2	2
S_{GED2} (MVA)	2	2	4	4	6

4.2.2 Test des classifieurs

Dans la phase de test des classifieurs (voir la section 5.2), on fait d'autres simulations pour obtenir de nouveaux rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ ou $\Delta I_i/\Delta I_0$. Ces simulations sont effectuées avec des paramètres dont les valeurs sont choisies de façon aléatoire entre les limites indiquées au Tableau 4.4. Des incertitudes sont également introduites à la tension HTB, les paramètres de ligne et les mesures de phaseurs comme au paragraphe 4.2.1.

Tableau 4.4 : Variation des paramètres du réseau dans les simulations de test

Paramètres	Variation
Longueur des départs	Départ 1: 10 → 20 km Départ 2: 5 → 15 km
Position du point de raccordement des GED par rapport au jeu de barres	GED 1: 1 → 5 km GED 2: 6 → 10 km
Puissance injectée par les GED	$0,5S_{GEDn} \rightarrow S_{GEDn}$
Charge totale du départ 1	0,5 → 5 MVA
Résistance du défaut	Départ monophasé: $R_{\text{déf}} = 0 \rightarrow 200 \Omega$ Défaut biphasé isolé: $R_{\text{déf}} = 0 \rightarrow 10 \Omega$

4.3 La coordination entre protections

L'introduction de la protection en réseau R2 sur le départ 1 divise ce dernier en deux zones de protection : la zone 1 est la partie entre R1 et R2 et elle est protégée par R1, la zone 2 est la partie en aval de R2 et est protégée par cette dernière. Pour que ces protections fonctionnent correctement et de façon sélective, il faut avoir un bon moyen de coordination entre elles. En utilisant seulement des mesures de courant, la coordination peut être réalisée avec des communications rapides entre les protections. Pourtant, cette méthode est coûteuse et il faut que les lignes de communication soient très fiables. Même si le sens de l'évolution est d'introduire plus de communication, il reste un besoin d'une solution en back-up en cas de défaillance de l'infrastructure de communication. Par ailleurs, on peut aussi prendre en compte l'idée d'une protection de distance sans mesure de tension, qui a été proposée dans l'article de M. B. Djurić [Dju98]. Toutefois, il faut tester soigneusement le fonctionnement de tels relais car ils dépendent fortement de la connaissance concernant les paramètres des lignes qui varient en fonction des changements de topologie.

Dans cette étude, la discrimination par le temps est choisie pour la coordination entre les protections. Cette méthode est simple et fiable. Son principal inconvénient est que plus le nombre des protections en cascade est élevé, plus la temporisation des protections est longue. En prenant en compte la fonction directionnelle de R1 et R2 et l'introduction importante des GED, on peut prévoir un plan de protection où la protection va ouvrir le disjoncteur en isolant sa zone de protection pour un défaut en amont. La séparation rapide de la partie saine en aval permet de réalimenter cette dernière rapidement via un autre départ sain. Par ailleurs, cela permet aussi de créer des sous-réseaux autonomes en attendant la réparation et remise en service de la partie en défaut. Dans ce cas, les GED doivent être capables de maintenir la tension et la fréquence dans la zone autonome dans les limites permises.

Par exemple, s'il y a un défaut sur la zone 2 (c'est-à-dire en aval immédiat de la protection R2), celle-ci va détecter un défaut aval et déclencher la zone 2 par une temporisation « aval » $t_{R2\text{aval}} = 200$ ms. R1 voit aussi un défaut aval mais elle n'intervient qu'après une temporisation $t_{R1\text{aval}} = t_{R2\text{aval}} + \Delta t$, comme une protection de secours. Dans cette étude, on fixe $\Delta t = 300$ ms (cette valeur peut être réduite davantage pour les relais numériques). Alors, $t_{R1\text{aval}} = 200 + 300 = 500$ ms.

Par contre, si le défaut est sur la zone 1 du départ 1, R1 va fonctionner en premier temps après la temporisation « aval » $t_{R1\text{aval}}$. De sa part, R2 détecte un défaut amont et va ouvrir la zone 2, après une temporisation « amont » $t_{R2\text{amont}}$ pour l'isoler de la zone 1 en défaut.

Si le défaut est sur le départ voisin 2, sa protection R3 doit fonctionner en premier temps après $t_{R3\text{aval}} = 500$ ms. Si R3 est en panne, la protection de l'arrivée HTA va fonctionner après 1 s. Dans ce cas, tous les départs connectés au même jeu de barres que le départ 2 vont perdre l'alimentation de la source. Ainsi, on peut prévoir la déconnexion de départ 1 pour réalimenter celui-ci plus rapidement via un départ d'un autre poste source ou créer une zone autonome. Le défaut est vu comme amont pour R1 et pour assurer la sélectivité avec R3, R1 va ouvrir son disjoncteur associé après la temporisation « amont » $t_{R1\text{amont}} = t_{R3\text{aval}} + \Delta t = 500 + 300 = 800$ ms. La temporisation « amont » de la protection R2 peut être fixée à $t_{R2\text{amont}} = t_{R1\text{amont}} = 800$ ms afin d'isoler plus rapidement la zone 2 pour un défaut amont. Ce veut dire que les protections R1 et R2 déclenchent en même temps pour un défaut amont qui se trouve sur le départ voisin et deux zones autonomes peuvent se former.

Les temporisations des protections sont données dans le Tableau 4.5. La protection R3 n'est pas prise en compte dans cette étude et sa temporisation aval est présentée uniquement pour clarifier le choix des temporisations amont de R1 et R2.

Tableau 4.5 : Temporisation des protections dans le réseau d'étude

Temporisation	Relais R1	Relais R2	Relais R3
Aval	500 ms	200 ms	500 ms
Amont	800 ms	800 ms	NA

Chapitre 5. Algorithmes directionnels sans mesure de tension

Dans ce chapitre, on présente des algorithmes pour les relais directionnels sans mesure de tension. Ces algorithmes peuvent être considérés comme les alternatives à ceux présentés dans les références [Uki10] [Uki12] [Uki13] pour le plan de protection en réseau. Nos algorithmes font appel à la méthode des composantes symétriques et à une technique de classification nommée **SVM** (sigle en anglais : **Support Vector Machine**, ou « les machines à vecteurs de support »).

5.1 Méthode des composantes symétriques

5.1.1 Transformation de Fortescue

5.1.1.1 *La décomposition des systèmes polyphasés*

En 1918, Charles L. Fortescue a introduit une méthode appelée composantes symétriques qui permet d'analyser n'importe quel système polyphasé déséquilibré. La théorie présentée dans son article [For18] suggère que tout système déséquilibré peut être représentée par un certain nombre de systèmes équilibrés égaux au nombre de ses phaseurs. Les représentations des systèmes équilibrés sont appelés composantes symétriques. Dans le cas d'un système triphasé, trois ensembles de composantes symétriques équilibrées peuvent être obtenu : les composantes directes, inverses et homopolaires respectivement.

- Système direct :

Dans le système direct, l'ordre de phase est le même que celui du système initial (c'est-à-dire, l'ordre A-B-C des trois phases). Cela se signifie que les courants et les tensions dans ce système « tournent dans le même sens » que la source d'origine (Figure 5-1a). Dans ce manuscrit, on utilise le suffixe « d » afin de désigner une grandeur dans le système direct.

- Système inverse :

L'ordre de phase du système inverse (A-C-B) est opposé à celui du système initial. Autrement dit, les courants et les tensions dans le système inverse « tournent dans le sens inverse » que la source d'origine (Figure 5-1b). Les composantes inverses ne se produisent que dans le cas d'un défaut asymétrique, en plus des composantes directes. Ces composantes sont désignées par le suffixe « i ».

- Système homopolaire :

Dans ce système, ses composantes sont constituées de trois phaseurs qui sont égaux en module, mais sans décalage entre eux. Elles sont en phase les uns avec les autres (Figure 5-1c). Les tensions et les courants homopolaires n'existent que dans un défaut asymétrique où le sol ou un quatrième fil (le conducteur de neutre) intervient. Dans ce cas, les courants de terre retournent au système d'alimentation au travers de toutes les impédances entre le réseau et la terre : l'impédance de neutre si elle existe, et les capacités de couplage à la terre. Dans ce type de défauts, les composantes directes et inverses sont également présentes. Les grandeurs dans le système homopolaire sont reconnues par le symbole «0».

Cette méthode est considérée comme la base de toutes les approches traditionnelles d'analyse des défauts dans les systèmes déséquilibrés.

La figure ci-dessous illustre les composantes de tension dans les systèmes direct, inverse et homopolaire. L'ordre de phase des composantes des courants est identique à celui des tensions.

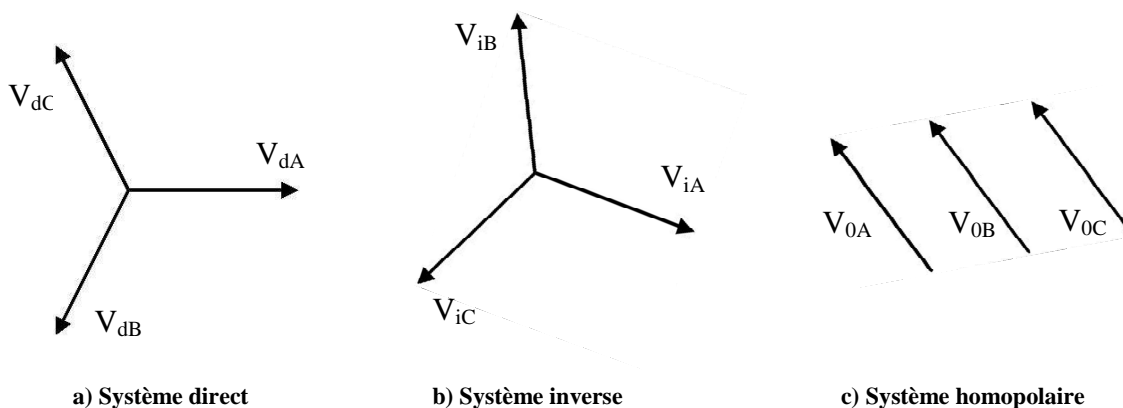


Figure 5-1 : Les composantes symétriques

5.1.1.2 Les formules de la transformation de Fortescue

La transformation de Fortescue convertit les grandeurs entre le système original (ABC) et les systèmes symétriques (di0). Les formules de cette transformation sont les suivantes :

ABC à di0 :

$$\begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_0 \\ x_d \\ x_i \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

di0 à ABC :

$$\begin{bmatrix} x_0 \\ x_d \\ x_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Où :

x peut être la tension (V) ou le courant (I)

L'opérateur "a" est défini comme suivant:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (5.3)$$

D'où on a des déductions :

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{-j\frac{2\pi}{3}} \quad (5.4)$$

$$a^3 = 1 \quad (5.5)$$

5.1.2 Analyse des défauts par la méthode des composantes symétriques

5.1.2.1 Les étapes de calcul [Meu09]

- Détermination de la zone de défaut :

Le réseau en défaut peut être séparé ainsi en deux parties : « le défaut » où il n'y pas de symétrie et « le réseau » qui est de structure symétrique mais où les courants et les tensions appliqués ne le sont pas du fait du défaut qui peut être vu comme un injecteur de courants déséquilibrés dans le système.

- Etude du réseau :

On applique la transformation de Fortescue afin de construire les modèles du réseau pour les systèmes direct, inverse et homopolaire. Ces modèles sont appelés respectivement le schéma direct, inverse et homopolaire. Puisque les courants et tensions triphasés sont symétriques

dans chaque système, les schémas correspondants peuvent être réduits en équivalent monophasé. Nous obtenons alors un schéma équivalent monophasé pour chaque mode. On peut ainsi écrire les équations de Kirchhoff de chaque schéma dans la base symétrique.

En appliquant le théorème de Thévenin, on obtient le modèle réduit équivalent des schémas comme la Figure 5-2 le montre, avec :

- E_d : la source équivalente de Thévenin
- Z_d, Z_i, Z_0 : les impédances de Thévenin des systèmes direct, inverse et homopolaire. Le modèle de l'impédance de chaque élément du réseau (ligne, câble, machine, transformateur,...) dans les systèmes correspondants peut être trouvé dans [And95].

Sur cette figure, on peut constater que la source équivalente de Thévenin n'existe que dans le schéma direct. Ceci peut s'expliquer par le fait que toutes les sources du réseau sont conçues pour alimenter le système direct (les machines tournantes tournent toujours dans le même sens que les composantes directes). Les systèmes inverse et homopolaire ne sont alimentés que par le défaut.

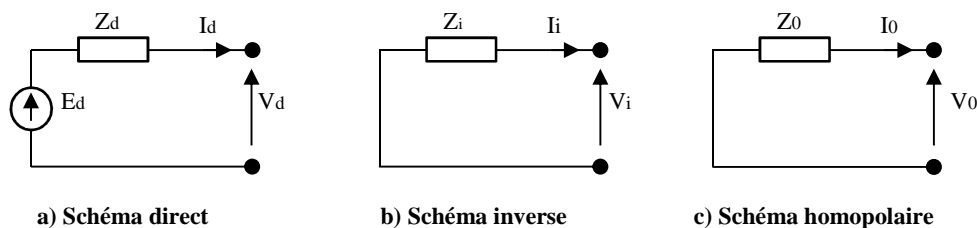


Figure 5-2 : Modèles équivalents des schémas direct, inverse et homopolaire du réseau

- Etude du défaut :

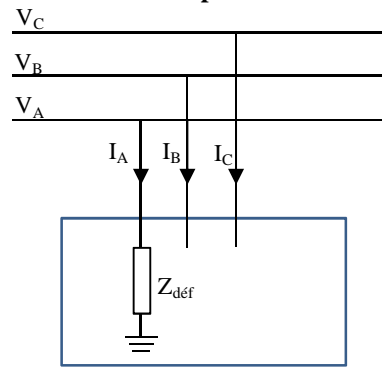
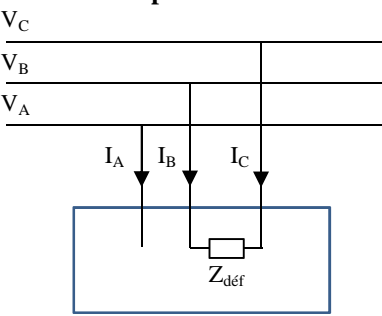
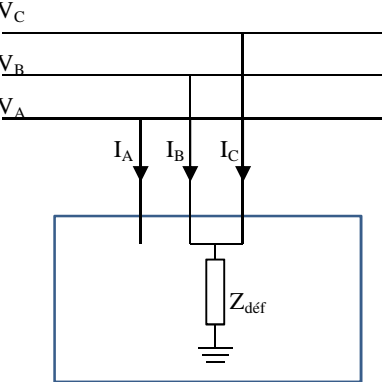
L'étude du défaut se fait dans la base naturelle où il peut se représenter par un modèle simple (i.e. par une résistance souvent nulle). Les équations liées au défaut s'écrivent ainsi dans la base naturelle. Puis, on les convertit dans la base symétrique.

- Résolution des équations :

Les équations obtenues à partir des études du réseau et du défaut seront ensuite résolues dans la base symétrique, puis les résultats seront convertis à ceux-ci dans la base naturelle pour trouver des courants de défaut réels, à la fois au point de défaut et au niveau des protections.

5.1.2.2 *Récapitulatif des solutions du calcul des courants de défaut [Meu09] [Met05]*

Tableau 5.1 : Solutions du calcul des courants de défaut – Défaut asymétrique

Type de défaut	Courants de défaut
<p style="text-align: center;">Monophasé</p> 	$I_d = I_i = I_0 = \frac{E_d}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f}}$ $I_A = 3I_0$ $I_B = I_C = 0$
<p style="text-align: center;">Biphasé isolé</p> 	$I_d = -I_i = \frac{E_d}{Z_d + Z_i + Z_{d\acute{e}f}}$ $I_0 = 0$ $I_B = -I_C = \sqrt{3}I_d$ $I_A = 0$
<p style="text-align: center;">Biphasé terre</p> 	$I_d = E_d \frac{Z_0 + Z_i + 3Z_{d\acute{e}f}}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f})}$ $I_i = \frac{-E_d(Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f})}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f})}$ $I_0 = \frac{-E_d Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f})}$ $I_B = -j\sqrt{3}E_d \frac{Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f} - aZ_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f})}$ $I_C = j\sqrt{3}E_d \frac{Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f} - a^2 Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z_{d\acute{e}f})}$ $I_A = 0$

5.1.3 Application de la méthode des composantes symétriques pour calculer les courants de défaut

Dans ce paragraphe, on va analyser un réseau radial réduit en présence d'un producteur GED par la méthode des composantes symétriques. Les rapports I_i/I_d et I_i/I_0 mesurés au niveau de la protection de départ seront également déduits. Cela permet de donner une explication analytique pour les algorithmes qu'on va utiliser après pour les relais directionnels sans mesure de tension. Notons qu'on ne traite que le cas du défaut entre phases B et C pour le type de défaut biphasé isolé et celui-ci entre A et la terre (A-G) pour le type de défaut monophasé. En conséquence, on peut appliquer directement les formules citées dans le Tableau 5.1.

5.1.3.1 Réseau radial simplifié avec la présence d'un GED

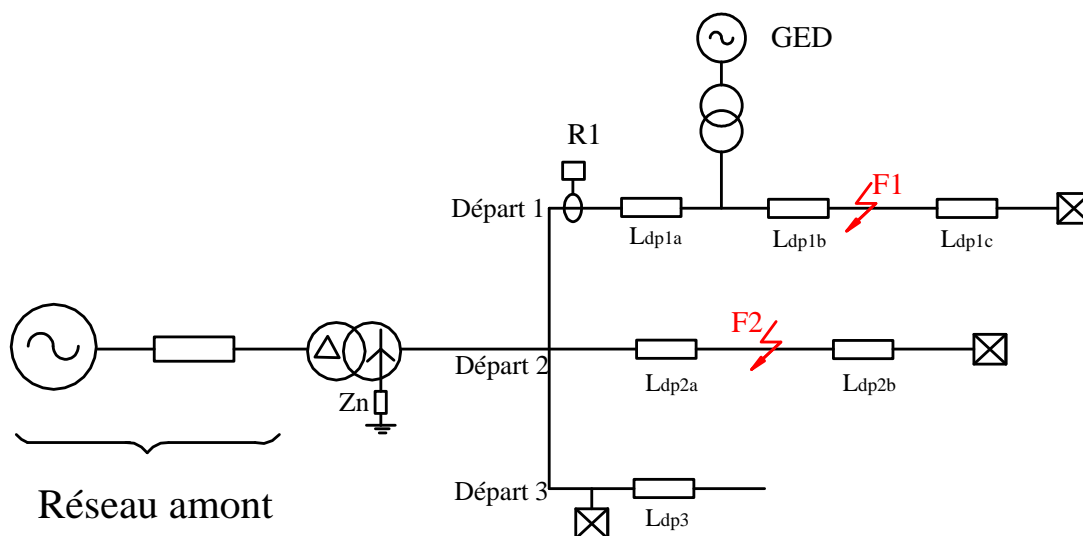


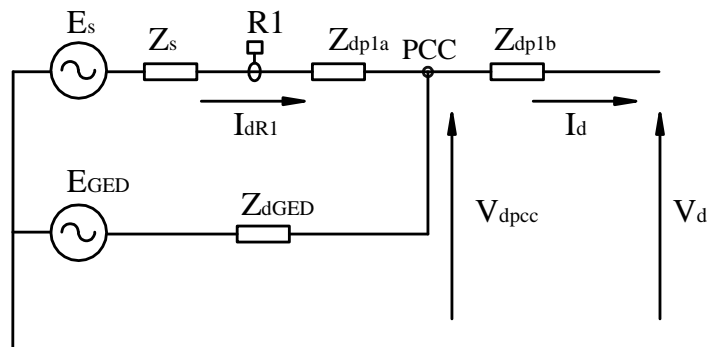
Figure 5-3 : Réseau radial simplifié

Le réseau de la Figure 5-3 se compose de trois départs. Un GED se raccorde sur le départ 1 qui est protégé par la protection $R1$. Deux défauts $F1$ et $F2$ sont considérés : l'un est en aval et l'autre est en amont de $R1$. Les longueurs des départs et la distance entre la protection, le GED et les défauts sont précisées sur cette figure.

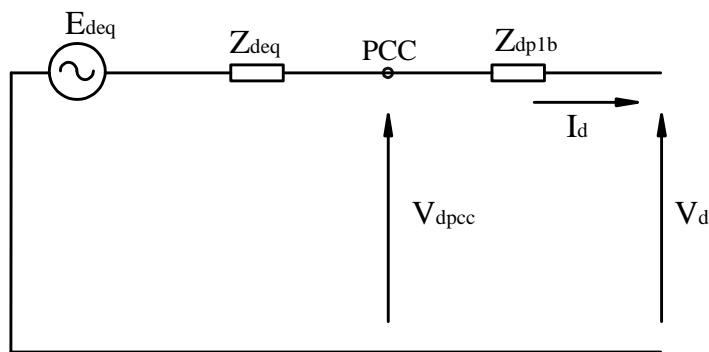
5.1.3.2 Les schémas équivalents en cas de défaut aval $F1$

En négligeant les charges et supposant que la source de GED peut être modélisée comme une source de tension en série avec une impédance interne, on a des schémas direct, inverse et homopolaire du réseau comme montrés dans les figures de 5.4 à 5.6 :

Schéma direct :



a) Schéma direct



b) Schéma direct équivalent

Figure 5-4 : Schéma direct du réseau radial

Sur la Figure 5-4a :

E_s, E_{GED} : les sources de tension représentées de la tension du réseau amont et du GED.

Z_s : l'impédance totale du réseau amont en série avec le transformateur du poste source.

Z_{dGED} : l'impédance directe équivalente du GED dont l'impédance du transformateur de couplage est incluse.

Z_{dp1}, Z_{dp2} : l'impédance des tronçons L_{dp1} et L_{dp2} .

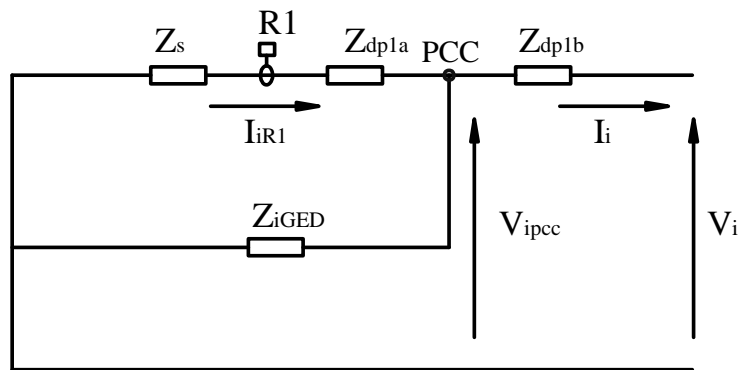
V_{dpcc} : la tension directe au point de raccordement du GED.

Sur la Figure 5-4b, E_{deq} et Z_{deq} sont déterminées par :

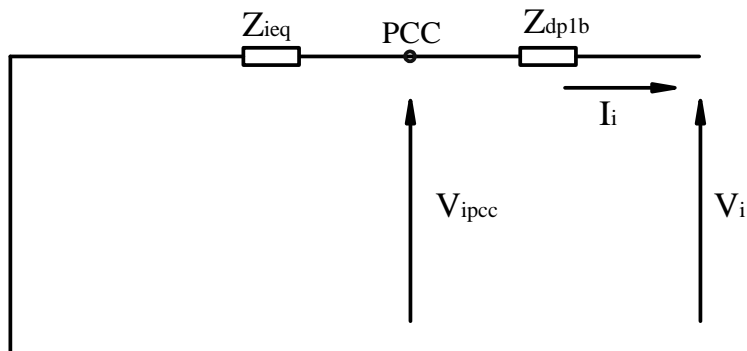
$$E_{deq} = \frac{E_s \cdot Z_{dGED} + E_{GED} \cdot (Z_s + Z_{dp1a})}{Z_{dGED} + Z_s + Z_{dp1a}} \quad (5.6)$$

$$Z_{deq} = \frac{Z_{dGED} \cdot (Z_s + Z_{dp1a})}{Z_{dGED} + Z_s + Z_{dp1a}} \quad (5.7)$$

Schéma inverse :



a) Schéma inverse



b) Schéma inverse équivalent

Figure 5-5 : Schéma inverse du réseau radial

Sur la Figure 5-5 :

Z_{iGED} est l'impédance inverse du GED

V_{ipcc} : la tension inverse au point de raccordement du GED.

L'impédance équivalente Z_{ieq} sont déterminées par :

$$Z_{ieq} = \frac{Z_{iGED} \cdot (Z_s + Z_{dp1a})}{Z_{iGED} + Z_s + Z_{dp1a}} \quad (5.8)$$

Schéma homopolaire :

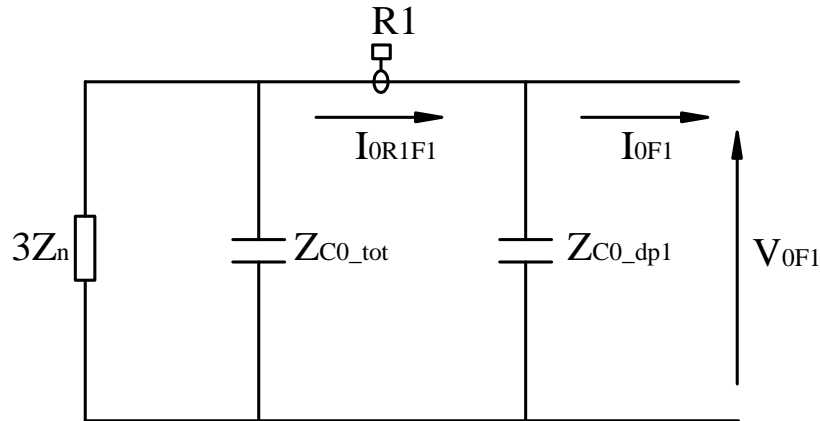


Figure 5-6 : Schéma homopolaire équivalent du réseau radial

Le schéma homopolaire équivalent peut être dessiné comme sur la Figure 5-6 en négligeant l'impédance longitudinale des câbles et lignes [Meu09]. Sur cette figure, Z_{C0_tot} est l'impédance totale des capacités des départs sains. Z_{C0_dp1} est l'impédance totale des capacités des tronçons du départ 1.

A partir du schéma direct de la Figure 5-4, on peut déduire :

$$I_{dR1} = \frac{E_s - V_{dpcc}}{Z_s + Z_{dp1a}} = \frac{E_s - (E_{deq} - Z_{deq} \cdot I_d)}{Z_s + Z_{dp1a}} = I_d \cdot \frac{\frac{E_s - E_{deq}}{I_d} + Z_{deq}}{Z_s + Z_{dp1a}} \quad (5.9)$$

Selon le Tableau 5.1, on a le courant direct au point de défaut biphasé isolé:

$$I_d = \frac{E_{deq}}{Z_d + Z_i + Z_{d\acute{e}f}} = \frac{E_{deq}}{Z_{deq} + Z_{ieq} + 2Z_{dp1b} + R_{d\acute{e}f}} \quad (5.10)$$

Avec les impédances équivalentes des schémas direct et inverse : $Z_d = Z_{deq} + Z_{dp1b}$ et $Z_i = Z_{deq} + Z_{dp1b}$; l'impédance du défaut est supposée purement résistive ($Z_{d\acute{e}f} = R_{d\acute{e}f}$).

On appelle :

$$Z_{\Delta} = \frac{E_s - E_{deq}}{I_d} = \left(\frac{E_s}{E_{deq}} - 1 \right) (Z_{deq} + Z_{ieq} + 2Z_{dp1b} + R_{d\acute{e}f}) \quad (5.11)$$

A partir de l'équation (5.9), on a dans le cas de défaut biphasé isolé:

$$I_{dR1} = I_d \cdot \frac{Z_{\Delta} + Z_{deq}}{Z_s + Z_{dp1a}} \quad (5.12)$$

A partir du schéma inverse de la Figure 5-5, on peut écrire :

$$I_{iR1} = \frac{0 - V_{ipcc}}{Z_s + Z_{dp1a}} = \frac{0 - (0 - Z_{ieq} \cdot I_i)}{Z_s + Z_{dp1a}} = I_i \cdot \frac{Z_{ieq}}{Z_s + Z_{dp1a}} \quad (5.13)$$

De (5.8) et (5.13), on a également :

$$I_{iR1} = I_i \cdot \frac{Z_{iGED}}{Z_{iGED} + Z_s + Z_{dp1a}} \quad (5.14)$$

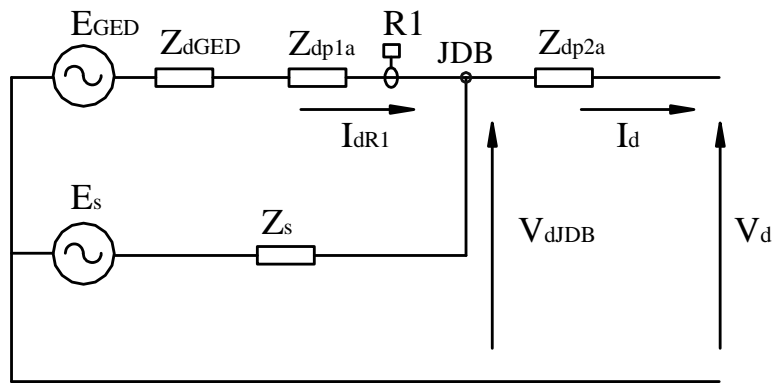
A partir du schéma homopolaire de la Figure 5-6, on a :

$$\begin{aligned} I_{0R1} &= I_0 \cdot \frac{Z_{C0_{dp1}}}{Z_{C0_{dp1}} + (3Z_n // Z_{C0_{tot}})} \\ &= I_0 \cdot \frac{\frac{1}{j\omega C_0 \cdot L_{dp1}}}{\frac{1}{j\omega C_0 \cdot L_{dp1}} + \frac{3Z_n \cdot \frac{1}{j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}}{3Z_n + \frac{1}{j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}}} \\ &= I_0 \cdot \frac{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3})} \end{aligned} \quad (5.15)$$

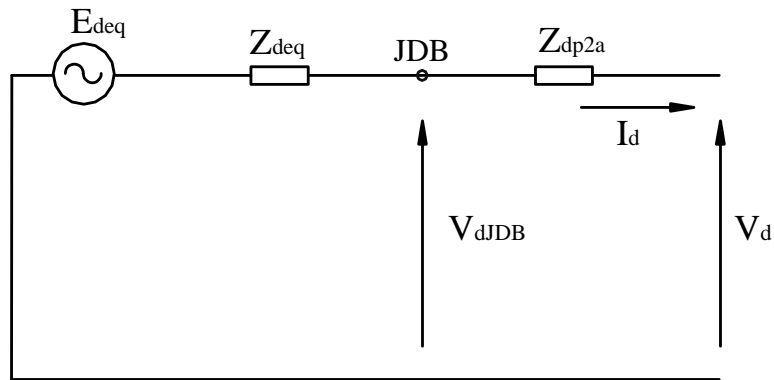
5.1.3.3 Les schémas équivalents en cas de défaut amont F2

De la même manière, on peut trouver les schémas direct, inverse et homopolaire dans ce cas de défaut comme les suivants :

Schéma direct :



a) Schéma direct



b) Schéma direct équivalent

Figure 5-7 : Schéma direct du réseau radial

Sur la Figure 5-7a :

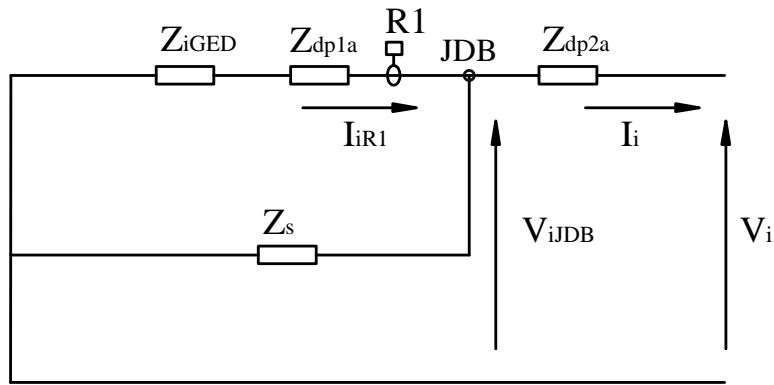
V_{dJDB} : la tension directe au jeu de barres.

Sur la Figure 5-7b, E_{deq} et Z_{deq} sont déterminées par :

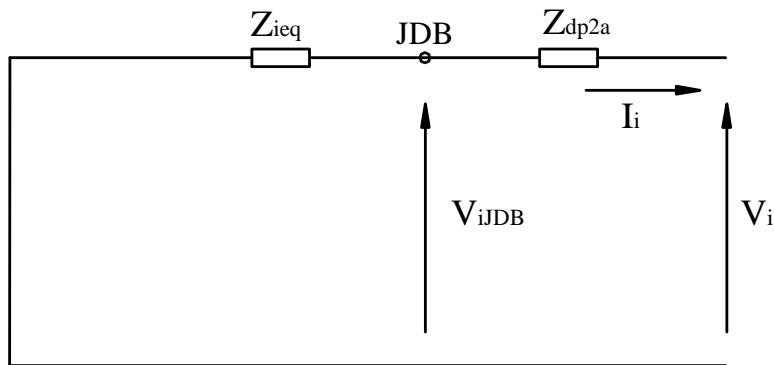
$$E_{deq} = \frac{E_{GED} \cdot Z_s + E_s \cdot (Z_{dGED} + Z_{dp1a})}{Z_s + Z_{dGED} + Z_{dp1a}} \quad (5.16)$$

$$Z_{deq} = \frac{Z_s \cdot (Z_{dGED} + Z_{dp1a})}{Z_s + Z_{dGED} + Z_{dp1a}} \quad (5.17)$$

Schéma inverse :



a) Schéma inverse



b) Schéma inverse équivalent

Figure 5-8 : Schéma inverse du réseau radial

Sur la Figure 5-8:

V_{ipcc} : la tension inverse au jeu de barres.

L'impédance équivalente Z_{ieq} sont déterminées par :

$$Z_{ieq} = \frac{Z_s \cdot (Z_{iGED} + Z_{dp1a})}{Z_s + Z_{iGED} + Z_{dp1a}} \quad (5.18)$$

Schéma homopolaire :

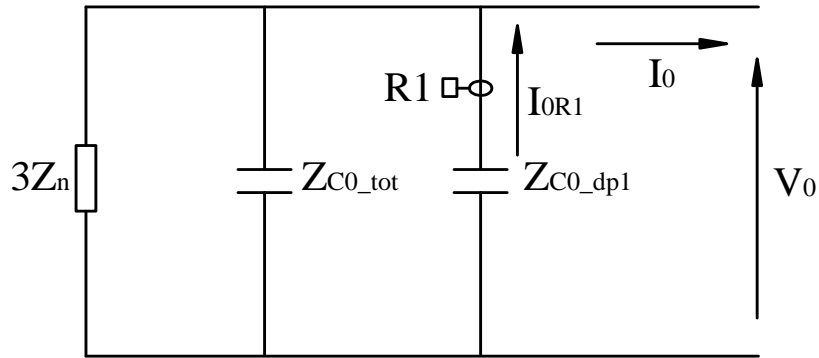


Figure 5-9 : Schéma homopolaire équivalent du réseau radial

De même, sur la Figure 5-9, Z_{C0_tot} est l'impédance totale des capacités des départs sains. Z_{C0_dp1} est l'impédance totale des capacités des tronçons L_{dp1a} , L_{dp1b} et L_{dp1c} .

A partir du schéma direct de la Figure 5-7:

$$\begin{aligned}
 I_{dR1} &= \frac{E_{GED} - V_{dJDB}}{Z_{dGED} + Z_{dp1a}} = \frac{E_{GED} - (E_{deq} - Z_{deq} \cdot I_d)}{Z_{dGED} + Z_{dp1a}} \\
 &= I_d \cdot \frac{\frac{E_{GED} - E_{deq}}{I_d} + Z_{deq}}{Z_{dGED} + Z_{dp1a}} \quad (5.19)
 \end{aligned}$$

Selon le Tableau 5.1, on a lors d'un défaut biphasé isolé:

$$I_d = \frac{E_{deq}}{Z_d + Z_i + R_{d\acute{e}f}} = \frac{E_{deq}}{Z_{deq} + Z_{ieq} + 2Z_{dp2a} + R_{d\acute{e}f}} \quad (5.20)$$

Avec les impédances équivalentes des schémas direct et inverse : $Z_d = Z_{deq} + Z_{dp2a}$ et $Z_i = Z_{deq} + Z_{dp2a}$.

On appelle :

$$Z_{\Delta} = \frac{E_{GED} - E_{deq}}{I_d} = \left(\frac{E_{GED}}{E_{deq}} - 1 \right) (Z_{deq} + Z_{ieq} + 2Z_{dp2a} + R_{d\acute{e}f}) \quad (5.21)$$

A partir de (5.19) :

$$I_{dR1} = I_d \cdot \frac{Z_{\Delta} + Z_{deq}}{Z_{dGED} + Z_{dp1a}} \quad (5.22)$$

A partir du schéma inverse de la Figure 5-8, on peut écrire :

$$I_{iR1} = \frac{0 - V_{iJDB}}{Z_{iGED} + Z_{dp1a}} = \frac{0 - (0 - Z_{ieq} \cdot I_i)}{Z_{iGED} + Z_{dp1a}} = I_i \cdot \frac{Z_{ieq}}{Z_{iGED} + Z_{dp1a}} \quad (5.23)$$

De (5.18) et (5.23), on a également :

$$I_{iR1} = I_i \cdot \frac{Z_s}{Z_s + Z_{iGED} + Z_{dp1a}} \quad (5.24)$$

A partir du schéma homopolaire de la Figure 5-9, on a :

$$\begin{aligned} I_{0R1} &= I_0 \cdot \frac{(3Z_n // Z_{C0_tot})}{(3Z_n // Z_{C0_tot}) + Z_{C0_dp1}} \\ &= I_0 \cdot \frac{\frac{3Z_n \cdot \frac{1}{j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}}{3Z_n + \frac{1}{j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}}}{\frac{1}{j\omega C_0 \cdot L_{dp1}} + \frac{3Z_n \cdot \frac{1}{j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}}{3Z_n + \frac{1}{j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}}} \quad (5.25) \\ &= I_0 \cdot \frac{3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot L_{dp1}}{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3})} \end{aligned}$$

5.1.3.4 Cas des défauts monophasés

- Pour le défaut F1 en aval de R1, à partir de (5.14) et (5.15) :

$$\begin{aligned}
 k_{F1} &= \left(\frac{I_{iR1}}{I_{oR1}} \right)_{F1} = \frac{I_i}{I_0} \cdot \frac{Z_{iGED}}{Z_{iGED} + Z_s + Z_{dp1a}} \cdot \frac{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3})}{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})} \\
 &= \frac{Z_{iGED}}{Z_{iGED} + Z_s + Z_{dp1a}} \cdot \frac{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3})}{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})}
 \end{aligned} \tag{5.26}$$

Puisque pour un défaut monophasé, $I_i = I_0$ (Tableau 5.1)

Supposons que $Z_n = R_n + jX_n$ et en remplaçant l'impédance interne des sources par leur réactance et négligeant Z_{dp1a} , on a :

$$\begin{aligned}
 k_{F1} &= \left(\frac{I_{iR1}}{I_{oR1}} \right)_{F1} = \frac{X_{iGED}}{X_{iGED} + X_s} \cdot \frac{1 + 3(R_n + jX_n) \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3})}{1 + 3(R_n + jX_n) \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})} \\
 &= \frac{X_{iGED}}{X_{iGED} + X_s} \cdot \left(1 + \frac{3(R_n + jX_n) \cdot j\omega C_0 \cdot L_{dp1}}{1 + 3(R_n + jX_n) \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})} \right)
 \end{aligned} \tag{5.27}$$

Multiplier le numérateur et le dénominateur de la fraction entre parenthèse avec la conjonction du dénominateur et réduire l'expression, on a finalement la formule suivante :

$$\begin{aligned}
 k_{F1} &= \frac{X_{iGED}}{X_{iGED} + X_s} \cdot \left(1 + \frac{(3\omega C_0)^2 \cdot (R_n^2 + X_n^2) \cdot L_{dp1} \cdot (L_{dp2} + L_{dp3}) - 3\omega C_0 \cdot X_n \cdot L_{dp1}}{[1 - 3\omega C_0 \cdot X_n \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})]^2 + [3\omega C_0 \cdot R_n \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})]^2} \right) \\
 &\quad + j \frac{X_{iGED}}{X_{iGED} + X_s} \cdot \frac{3\omega C_0 \cdot R_n \cdot L_{dp1}}{[1 - 3\omega C_0 \cdot X_n \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})]^2 + [3\omega C_0 \cdot R_n \cdot (L_{dp2} + L_{dp3})]^2}
 \end{aligned} \tag{5.28}$$

- De même, pour le défaut F2 en amont de R1, à partir de (5.24) et (5.25) :

$$\begin{aligned}
 k_{F2} &= \left(\frac{I_{iR1}}{I_{oR1}} \right)_{F2} = \frac{Z_s}{Z_s + Z_{iGED} + Z_{dp1a}} \cdot \frac{1 + 3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot (L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3})}{3Z_n \cdot j\omega C_0 \cdot L_{dp1}} \\
 &= \frac{X_s}{X_s + X_{iGED}} \cdot \left(\frac{L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3}}{L_{dp1}} + \frac{1}{3(R_n + jX_n) \cdot j\omega C_0 \cdot L_{dp1}} \right)
 \end{aligned} \tag{5.29}$$

Après des transformations, on obtient finalement la formule ci-dessous :

$$\begin{aligned}
 k_{F2} &= \frac{X_s}{X_s + X_{iGED}} \cdot \left(\frac{L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3}}{L_{dp1}} - \frac{X_n}{(R_n^2 + X_n^2) \cdot 3\omega C_0 \cdot L_{dp1}} \right) \\
 &\quad - j \frac{X_s}{X_s + X_{iGED}} \cdot \frac{R_n}{(R_n^2 + X_n^2) \cdot 3\omega C_0 \cdot L_{dp1}}
 \end{aligned} \tag{5.30}$$

A partir de (5.28), on trouve que la partie imaginaire de k_{F1} est positive avec la valeur de $R_n \neq 0$ (ce qu'on va utiliser dans cette étude). En revanche, selon (5.30) celle de k_{F2} est un nombre négatif avec $R_n \neq 0$. Autrement dit, la zone aval créée par k_{F1} est au-dessus de l'axe des réels tandis que la zone amont créée par k_{F2} en est en-dessous. Particulièrement, si le GED est un GIC, on peut considérer X_{iGED} comme infinie. La valeur de la partie imaginaire de k_{F2} est alors proche à zéro. En conséquence, la zone amont est aux alentours de l'origine (0,0).

En tout cas, les deux zones seront bien séparées dans le plan complexe. L'illustration de ces zones est présentée sur la Figure 5-10, en basant sur les formules (5.26) et (5.29). La variation des paramètres est accordée au Tableau 5.2 (avec $C_0 = 250$ nF/km, le neutre résistif est pour un réseau peu capacitif tandis que le neutre compensé est pour le cas du réseau moyennement capacitif).

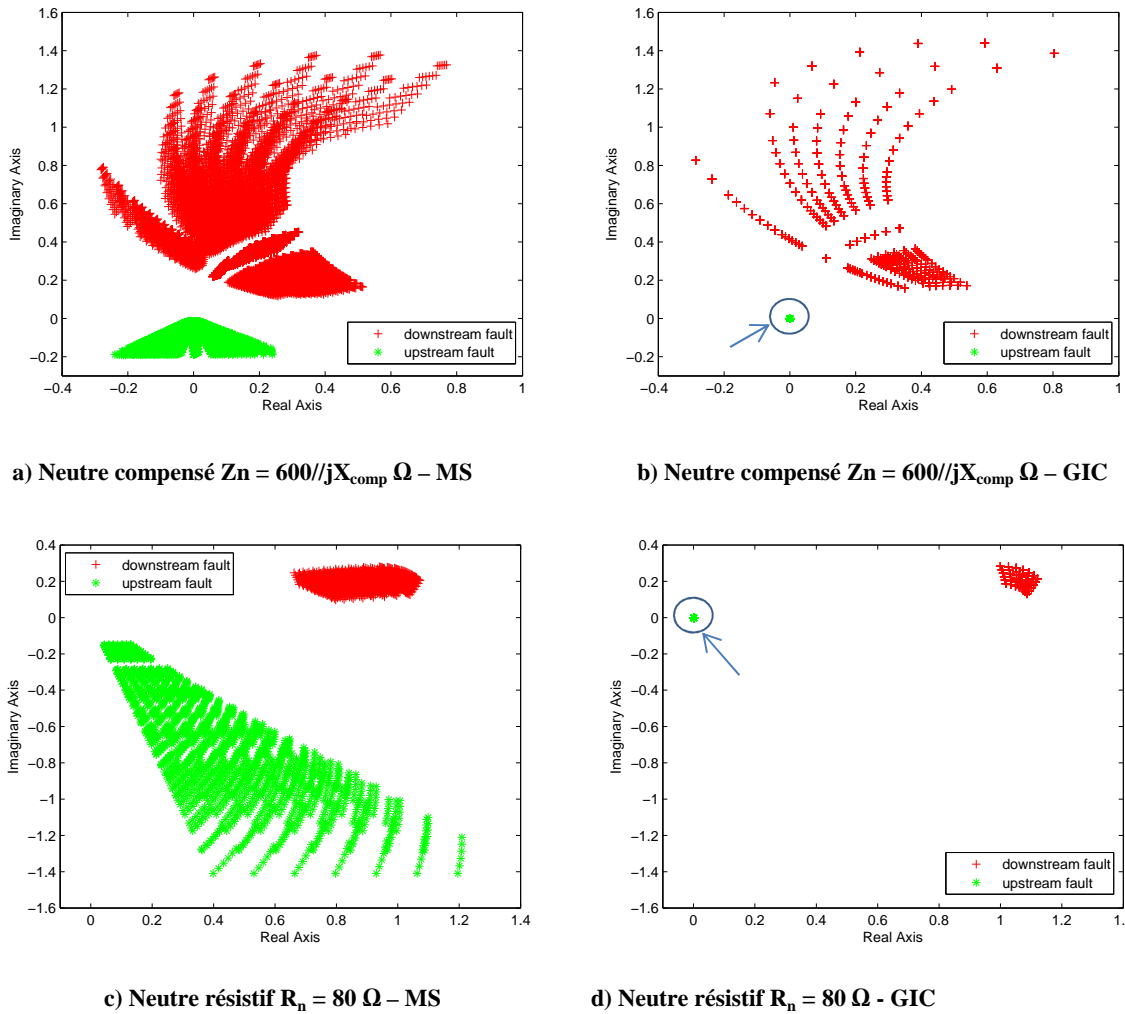


Figure 5-10 : Illustration des zones des défauts monophasés amont et aval – Calcul analytique

Tableau 5.2 : Variation des paramètres dans la représentation analytique – défaut monophasé

Paramètres	Variation	
	Neutre compensé $Z_n = 600/jX_{comp} \Omega$	Neutre résistif $R_n = 80 \Omega$
Le point de raccordement de la GED	$L_{dp1a} = 1 \rightarrow 10$ km	
Longueur totale des câbles du réseau	$L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3} = 40 \rightarrow 90$ km	$L_{dp1} + L_{dp2} + L_{dp3} = 15 \rightarrow 45$ km
Longueur totale de câble du départ 1	$L_{dp1} = 10 \rightarrow 20$ km	$L_{dp1} = 10 \rightarrow 15$ km
Facteur de compensation	$k_{comp} = 0.9 \rightarrow 1.1$	NA
Résistance de défaut monophasé	$R_{def} = 0 \rightarrow 200 \Omega$	
Puissance injectée par la GED	$S_{GED} = 1 \rightarrow 8$ MVA	

5.1.3.5 Cas des défauts biphasés isolés

Les calculs analytiques du rapport I_i/I_d dans ce cas sont présentés dans l'annexe D. Un exemple pour montrer des zones formées par ce rapport est également y trouvé. Ces zones sont bien distinctives quel que soit le type de GED pris en compte (MS et GIC).

5.1.3.6 Les rapports de la variation $\Delta I_i/\Delta I_d$ et $\Delta I_i/\Delta I_0$

Dans les calculs des paragraphes précédents, on ne prend en compte que les courants de défaut. En réalité, la protection mesure non seulement ces derniers mais également les courants de charge.

En cas d'un défaut biphasé isolé, ces courants peuvent être négligés devant des courants de défaut aval (F1) car les derniers sont en général beaucoup élevés que ceux de charge. En revanche, les courants de défaut amont (F2) sont les courants injectés par les GED et ils sont parfois proches de ceux de charge (grande résistance de défaut, grande consommation de charge et faible puissance injectée par les GED). Par ailleurs, dû à la nature asymétrique des réseaux de distribution, les courants inverses existent même dans un réseau sain. Pour que l'algorithme ne soit pas perturbé par ces courants de charge initiaux et le déséquilibre, on opte pour utiliser le rapport $\Delta I_i/\Delta I_d$ entre les variations des composantes symétriques du courant après et avant du défaut (voir la section 6.1). Ce rapport est déterminé par la formule qui suit :

$$\frac{\Delta I_i}{\Delta I_d} = \frac{I_{i_défaut} - I_{i_normal}}{I_{d_défaut} - I_{d_normal}} \quad (5.31)$$

Où :

$I_{i_défaut}$ et I_{i_normal} : les courants inverses en régime de défaut et en fonctionnement normal.

$I_{d_défaut}$ et I_{d_normal} : les courants directs en régime de défaut et en fonctionnement normal.

De même, en cas de défaut monophasé, on va utiliser désormais les rapports $\Delta I_i/\Delta I_0$ entre les variations des composantes symétriques (voir la section 6.2 et 6.3). Ce rapport est déterminé par la formule ci-après :

$$\frac{\Delta I_i}{\Delta I_0} = \frac{I_{i_défaut} - I_{i_normal}}{I_{0_défaut} - I_{0_normal}} \quad (5.32)$$

Avec :

$I_{0_défaut}$ et I_{0_normal} : les courants homopolaires en régime de défaut et en fonctionnement normal.

5.2 Méthode de classification SVM

5.2.1 Rappel de la théorie

5.2.1.1 Introduction

La méthode SVM (sigle en anglais : **S**upport **V**ector **M**achine) est introduite pour la première fois par Boser, Guyon et Vapnik en 1992 [Bos92]. Après son introduction, cette méthode était en plein développement par de nombreux chercheurs, créant en quelques années ce qui est effectivement une nouvelle direction de recherche à part entière. Elle est la combinaison des concepts issus de disciplines aussi éloignées que les statistiques, l'analyse fonctionnelle, l'optimisation, ainsi que l'apprentissage automatique. En 1995, l'algorithme SVM a été également étendu au cas de régression. Un certain nombre d'applications pratique de la méthode SVM a été rapporté dans les domaines divers comme la bio-informatique, la linguistique informatique et la vision par ordinateur [Cri00].

5.2.1.2 SVM linéaire

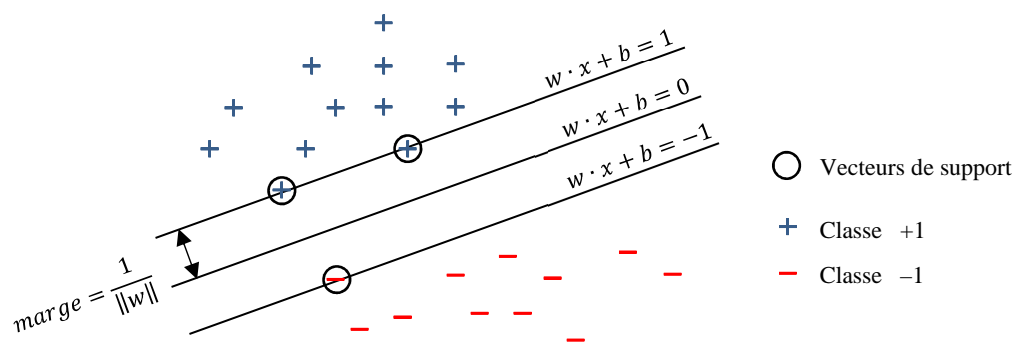


Figure 5-11 : Classifieur SVM à marge dure pour les données linéairement séparables

Dans un contexte de classification binaire, la méthode SVM vise à trouver la meilleure fonction de classification (ou le séparateur optimal) qui permet à discriminer deux classes de données. La métrique pour le concept de la "meilleure" fonction de classification peut être réalisé géométriquement. Si les données de deux classes sont linéairement séparables comme celles-ci dans la Figure 5-11, une fonction de classification linéaire correspond à un hyperplan de séparation $f(x)$ qui passe par le milieu des deux classes. L'hyperplan sépare les derniers en maximisant la marge entre leurs échantillons les plus proches et l'hyperplan lui-même. Les échantillons les plus proches de l'hyperplan sont appelés les vecteurs de support. En trouvant l'hyperplan à « marge maximale », la méthode SVM offre la meilleure capacité de généralisation. Il donne non seulement la meilleure performance de classification sur les données d'apprentissage, mais assure aussi le classement correct de futures données [Wu07].

Une fois $f(x)$ est déterminée, le nouvel échantillon x_n peut être classifié simplement par le signe de $f(x_n)$.

Dans l'espace de dimension D , on peut définir l'hyperplan par l'équation suivante :

$$w \cdot x + b = 0 \quad (5.33)$$

Avec $w, x \in \mathbb{R}^D$ et b est un nombre réel.

Si x_i est un échantillon appartenant à une des classes dans l'espace D ($x_i \in \mathbb{R}^D$) et sa classe correspondante est y_i avec $y_i \in \{-1, 1\}$, on aura :

$$y_i(w \cdot x_i + b) \geq 1 \quad (5.34)$$

Par ailleurs, la distance entre un vecteur de support x_i et l'hyperplan est calculée par :

$$d(x_i) = \frac{|w \cdot x_i + b|}{\|w\|} = \frac{1}{\|w\|} \quad (5.35)$$

Alors, le problème de maximisation de la marge $d(x_i)$ devient un problème de minimisation sous contraintes suivant :

$$\min \frac{1}{2} \|w\|^2 \quad \text{telque } \forall i, y_i(w \cdot x_i + b) \geq 1 \quad (5.36)$$

Il s'agit d'un problème quadratique qui peut être résolu en introduisant des multiplicateurs de Lagrange a_i pour chaque contrainte, ce qui donne la fonction de Lagrange suivante :

$$L_p = \frac{1}{2} \|w\|^2 - \sum_{i=1}^n a_i (y_i(w \cdot x_i + b) - 1) \quad (5.37)$$

Prenons des dérivations de L_p et les égalisons à zéro, on obtient :

$$\frac{\partial L_p}{\partial w} = 0 \Rightarrow w = \sum_{i=1}^n a_i y_i x_i \quad (5.38)$$

$$\frac{\partial L_p}{\partial b} = 0 \Rightarrow \sum_{i=1}^n a_i y_i = 0 \quad (5.39)$$

En éliminant w et b dans L_p , on a :

$$L_p = \sum_{i=1}^n a_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_i a_j y_i y_j (x_i \cdot x_j) \quad (5.40)$$

Avec les contraintes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \forall i, a_i \geq 0 \\ \sum_{i=1}^n a_i y_i = 0 \end{array} \right.$$

La solution de (5.40) est sous forme d'un problème de programmation quadratique de dimension n (nombre d'échantillons).

Comme mentionné précédemment, on discrimine un nouvel échantillon x_k en évaluant l'expression :

$$f(x_k) = \sum_{i=1}^n a_i y_i x_i \cdot x_k + b \quad (5.41)$$

On voit bien que les points dont le multiplicateur correspondant est nul ($a_i = 0$) ne contribuent pas au calcul de $f(x_k)$. Les autres avec $a_i \neq 0$ définiront l'hyperplan. Ils sont les fameux vecteurs de support et les seuls qui sont pris en compte pendant la classification.

Si on appelle l'ensemble des vecteurs de support SV , on a :

$$y_k \left(\sum_{i \in SV} a_i y_i x_i \cdot x_k + b \right) = 1 \quad (5.42)$$

Faisons la moyenne sur tous les points dans SV :

$$b = \frac{1}{N_{SV}} \sum_{k \in SV} \left(y_k - \sum_{i \in SV} a_i y_i x_i \cdot x_k \right) \quad (5.43)$$

Avec N_{SV} est nombre d'éléments de SV .

5.2.1.3 SVM à marge souple

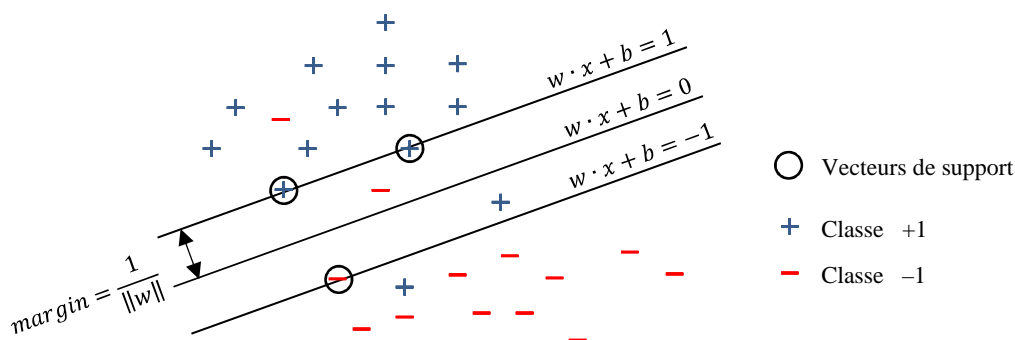


Figure 5-12 : Classifieur SVM à marge souple pour les données non linéairement séparables

Au cas où les deux classes ont quelques échantillons mal classés comme montré sur la Figure 5-12, on introduit des variables « ressort » S_i pour assouplir les contraintes. L’hyperplan discrimine maintenant beaucoup mais pas tous les échantillons. La SVM correspondante s’appelle la SVM à marge souple [Cor95]. Le problème d’optimisation devient :

$$\min \frac{1}{2} \|w\|^2 + C \sum_{i=1}^n S_i \quad \text{telque } \forall i, y_i(w \cdot x_i + b) \geq 1 - S_i \quad (5.44)$$

$C > 0$ est la variable choisie par l’utilisateur qui permet de contrôler le compromis entre la largeur de la marge et les variables « ressort ». En faisant augmenter C , le poids sur les variables S_i va augmenter, autrement dit l’optimisation tente à créer une séparation plus « stricte » entre les classes. On appelle C la constant de pénalisation.

En introduisant les multiplicateurs de Lagrange et faisant les mêmes démarches comme celles dans le cas de « marge dure », on convertit le problème initial (5.44) en problème dual suivant :

$$\max \sum_{i=1}^n a_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_i a_j y_i y_j (x_i \cdot x_j) \quad (5.45)$$

Avec les contraintes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \forall i, 0 \leq a_i \leq C \\ \sum_{i=1}^n a_i y_i = 0 \end{array} \right.$$

La seule différence par rapport au cas précédent est la borne supérieure C qui est mise en place sur les multiplicateurs a_i .

5.2.1.4 *SVM non-linéaire*

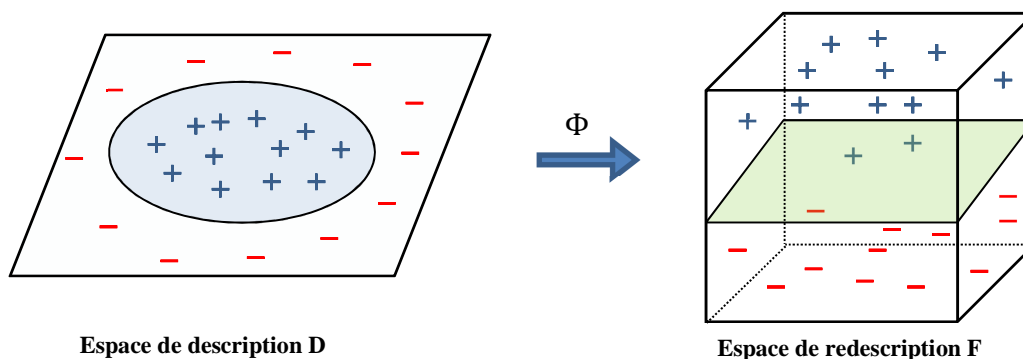


Figure 5-13 : Classifieur SVM non-linéaire pour les données non linéairement séparables

Pour certains problèmes de classification binaire, on ne peut pas trouver un hyperplan simple et utile en tant que critère de discrimination, même avec la SVM à marge souple. Dans ce cas, au lieu de chercher l’hyperplan dans l’espace d’entrée (ou l’espace de description), on passe dans un premier temps dans un espace intermédiaire de grande dimension (appelée l’espace de redescription F) où l’hyperplan optimal peut être trouvé (Figure 5-13). Ceci se fait par la transformation Φ suivante :

$$\begin{aligned} \Phi : R^D &\rightarrow F \\ x &\mapsto \Phi(x) \end{aligned} \tag{5.46}$$

Dans l’espace F , en faisant les mêmes démarches que celles dans l’espace D , on a le problème dual à résoudre suivant :

$$\max \sum_{i=1}^n a_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_i a_j y_i y_j \{\Phi(x_i) \cdot \Phi(x_j)\} \tag{5.47}$$

Avec les contraintes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \forall i, 0 \leq a_i \leq C \\ \sum_{i=1}^n a_i y_i = 0 \end{array} \right.$$

Et pour discriminer les classes, on va évaluer l'expression suivante :

$$f(x_k) = \sum_{i \in SV} a_i y_i \Phi(x_i) \cdot \Phi(x_k) + b \quad (5.48)$$

Puisque le problème et sa solution ne dépendent que des produits scalaires $\Phi(x) \cdot \Phi(x')$, on peut choisir une fonction K, tel que :

$$K(x, x') = \Phi(x) \cdot \Phi(x') \quad (5.49)$$

K s'appelle la fonction noyau, symétrique et définie positive. Etant calculée directement dans l'espace d'entrée à partir des vecteurs x et x' , elle représente le produit scalaire dans l'espace de redescription. Alors, en utilisant K, on n'a plus besoins de calculer $\Phi(x)$ et $\Phi(x')$, même de définir de manière explicite la transformation Φ .

Il y a plusieurs types de fonctions noyaux dont les plus basiques sont :

- Linéaire :

$$K(x, x') = x \cdot x' \quad (5.50)$$

- Polynomial : pour un nombre entier positif d ,

$$K(x, x') = (x \cdot x')^d \text{ ou } (1 + x \cdot x')^d \quad (5.51)$$

- Gaussien : pour un nombre positif σ ,

$$K(x, x') = e^{-\frac{\|x-x'\|^2}{2\sigma^2}} \quad (5.52)$$

- Sigmoidé : pour un nombre positif p_1 et un nombre négatif p_2 ,

$$K(x, x') = \tanh\{p_1(x \cdot x') + p_2\} \quad (5.53)$$

Avec : d , σ , p_1 , p_2 sont des paramètres de noyau qui impactent fortement la performance du noyau correspondant.

Dans cette thèse, on utilise la fonction noyau de type gaussien pour entrainer des classifieurs SVM. L'utilisation de cette fonction est simple car il y a un seul paramètre σ à ajuster. De plus, la performance des classifieurs entrainés avec ce noyau s'avère parmi les meilleurs et il est peut-être le plus utilisé [Cha10]. La fonction est également recommandée pour les premier essais [Hsu10] [Mat13b].

5.2.2 Mise au point des hyperparamètres SVM

En utilisant un noyau de type gaussien, on aura deux paramètres SVM à ajuster (appelés les hyperparamètres) : la constante de pénalisation C et la constante de la fonction noyau σ , ceux qui vont impacter fortement la performance des classifieurs. A priori, aucune information ne permet de les identifier. On peut toutefois trouver leur valeur « optimale » en parcourant une grille G à maillage logarithmique régulier [Hsu10] [Cau11]. Dans notre étude, G est choisie comme suivant :

$$G = \{C, \sigma\} = \{[2^{-5}, 2^{-3}, \dots, 2^{15}] \times [2^{-15}, 2^{-13}, \dots, 2^3]\} \quad (5.54)$$

Tel que mentionné par [Hsu10] [Gue07], cette approche pour chercher les hyperparamètres donne des performances équivalentes, en termes de temps et de coûts de calcul, à celles plus avancées car il n'y en a que deux ici (C et σ). Cette approche est conseillée également grâce à la possibilité de calcul en parallèle, en sachant que C et σ sont indépendants [Hsu10].

Notons que le but est de chercher une bonne combinaison $\{C, \sigma\}$ pour que les classifieurs puissent correctement discriminer les nouveaux échantillons (par exemple les données de test après l'apprentissage). Si on les entraîne et teste sur la même base de données, les résultats obtenus à partir des tests seront trop optimistes car les classifieurs sont devenus spécifiques pour la base utilisée. On appelle ce problème le surapprentissage. Pour l'éviter, une stratégie commune est de séparer des données en deux parties, l'une pour l'apprentissage et l'autre pour tester. La précision des classifieurs est alors évaluée à partir des tests sur la deuxième partie qui est indépendante de la première.

Dans cette thèse, on utilise la version améliorée de cette stratégie : la validation croisée. Dans cette technique, la base de données est divisée en m parties équivalentes. Ensuite, $(m-1)$ parties vont être utilisées pour l'apprentissage. La partie restante servira à l'évaluation de la performance du classifieur entraîné. La procédure est répétée m fois, de sorte que chaque partie dans la base de données sert une fois à l'évaluation. La performance « moyenne » du classifieur après la validation croisée est évaluée par la moyenne des taux de classification erronée de chaque itération :

$$\tau_{e(n)} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \tau_{e(ni)} \quad (5.55)$$

Avec :

m : nombre de parties divisées

$\tau_{e(n)}$: taux de classification erronée avec les hyperparamètres C_n, σ_n (au point n de la grille G)

$\tau_{e(ni)}$: taux de classification erronée en testant la $i^{\text{ième}}$ partie dans la validation croisée (toujours avec C_n, σ_n)

Les démarches pour chercher des hyperparamètres SVM sont illustrées sur la Figure 5-14.

du défaut par rapport au point d'installation du relais. Pourtant, les études de réseau en régime de défaut par simulation montrent que les zones sont parfois confondues, ce qui diminue la performance de nos algorithmes directionnels (chapitre 6). C'est pour cette raison qu'il est nécessaire d'avoir un outil puissant permettant la discrimination correcte des zones. Dans cette étude, on fait appel à la méthode SVM pour construire un tel séparateur. Cette méthode est parmi les plus robustes et précises dans tous les méthodes connues. Elle a une base théorique solide, ne nécessite qu'une douzaine d'exemples pour l'apprentissage, et est insensible au nombre de dimensions. En particulier, elle offre la meilleure capacité de généralisation [Wu07], qui est très sollicitée dans le domaine de la protection des réseaux électriques, en sachant que les paramètres de ces derniers sont rarement connus précisément.

La construction des classifieurs SVM :

La Figure 5-15 montre comment s'organiser la procédure de l'apprentissage « off-line » des classifieurs par simulations. Dans cette étude, les simulations sont effectuées avec SPS en variant les paramètres du réseau comme indiqué dans le paragraphe 4.2.1. Le terme « configuration du réseau » se dit d'un réseau à simuler dont chaque paramètre (longueur des départs, les puissances des GED, des charges,...) prend une certaine valeur dans la base de données des paramètres variés. Dans cette étude paramétrique, la variation est dans la gamme typique : de la valeur « minimale » à celle « maximale » en accord avec les règles de fonctionnement du réseau (en particulier le respect des niveaux de tension).

Pour chaque configuration du réseau, les rapports $\Delta I_i/\Delta I_0$ ou $\Delta I_i/\Delta I_d$ seront calculés en fonction du type de défaut. Réunis à partir de toutes les simulations, ces ratios sont utilisés comme données d'apprentissage pour les classifieurs SVM. Pour tenir compte des erreurs de traitement du signal rencontrées dans la réalité, certaines erreurs à la fois dans le module et l'angle de phase sont introduits dans les rapports avant l'apprentissage. Ces erreurs sont de distribution normale avec les écart-types $\sigma_{\text{mod}} = 5\%$ en module et $\sigma_{\text{arg}} = 2^\circ$ en argument.

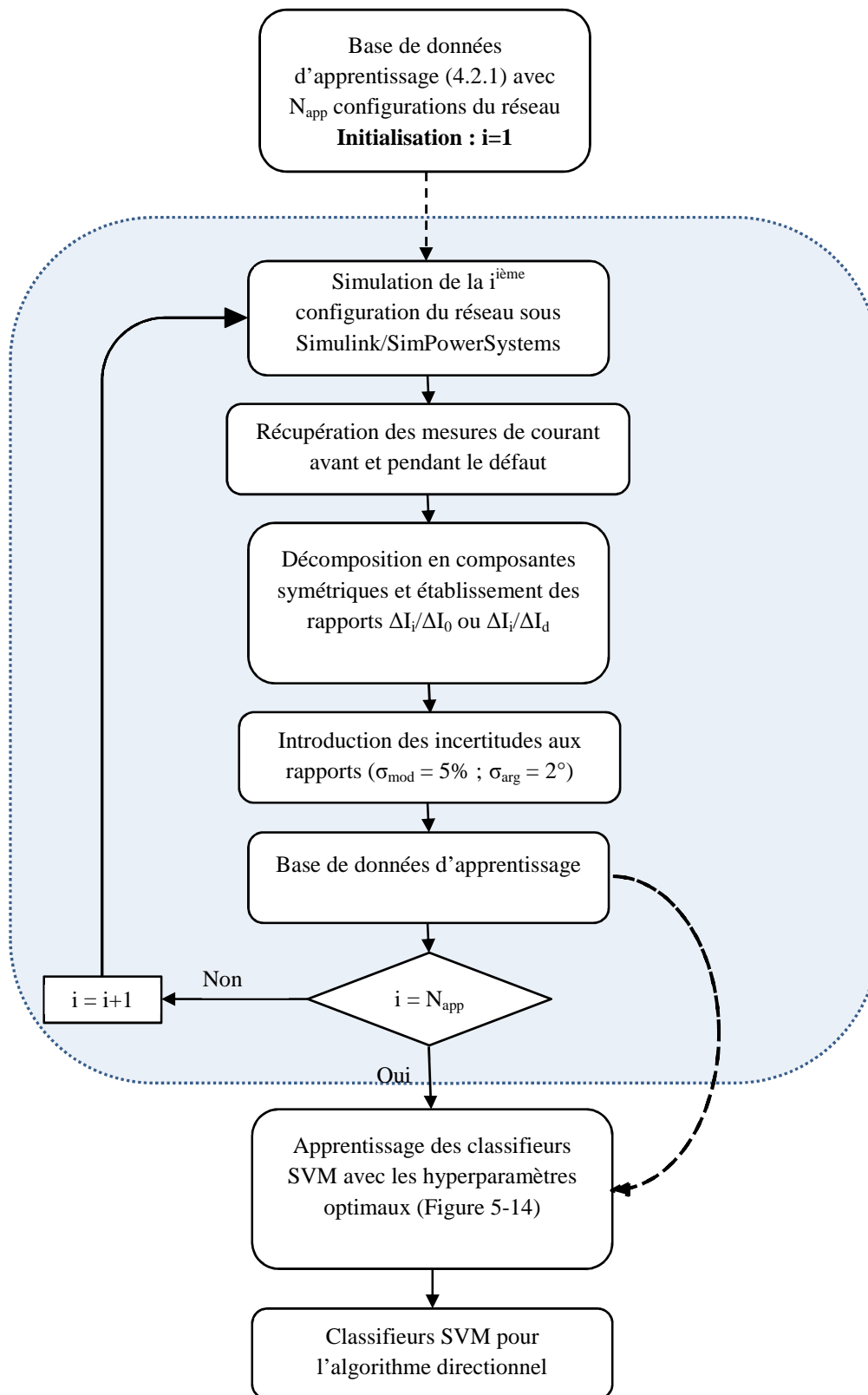


Figure 5-15 : Procédure de la construction des classifieurs SVM

Il convient de noter que les phaseurs des composantes symétriques (I_d , I_i , I_0) sont calculés au travers d'une fenêtre glissante de largeur de $T_{\text{fond}} = 20$ ms (équivalent à une période de la fréquence fondamentale $f = 50$ Hz). Par conséquent, un rapport $\Delta I_i/\Delta I_0$ ou $\Delta I_i/\Delta I_d$ est calculé à chaque période après la détection du défaut. Pour l'apprentissage, on ne prend en compte les rapports calculés qu'à partir d'une certaine période dont le choix impactera la performance des classifieurs entraînés (voir le paragraphe 6.1.1). Si les rapports à la $k^{\text{ième}}$ période (ou $20.k$ ms) après la détection du défaut sont choisis pour les données d'apprentissage, alors le classifieur correspondant sera appelé « le classifieur de la $k^{\text{ième}}$ période ». Les rapports de la $k^{\text{ième}}$ période calculés pour chaque cas de simulation vont constituer une base de données (BD).

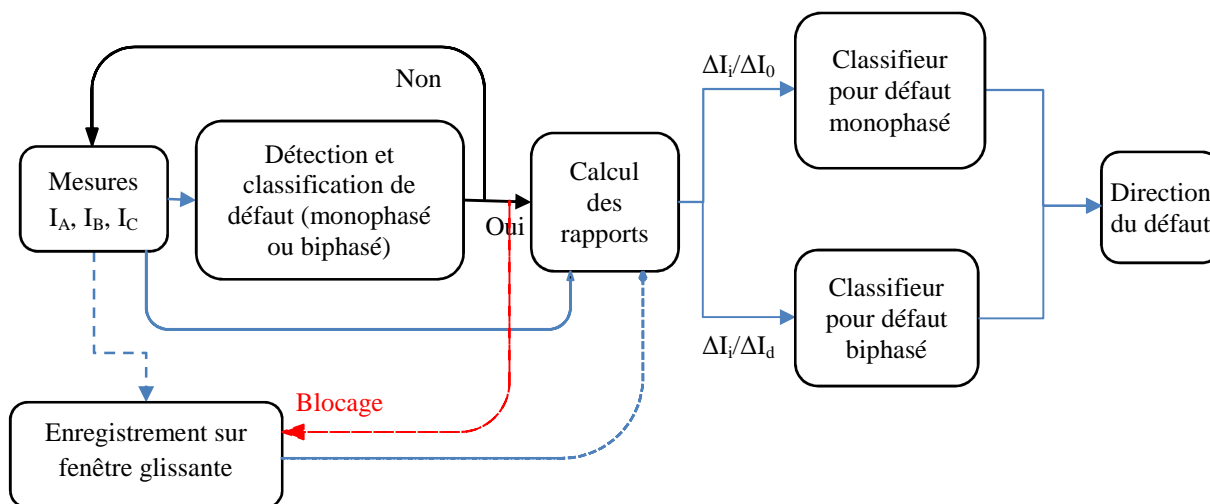


Figure 5-16 : Fonctionnement du relais directionnel

Après avoir été entraînés, les classifieurs permettent au relais directionnel d'identifier correctement la direction du défaut, une fois qu'un défaut est détecté et classifié ($I_{\text{mesuré}} > I_{\text{seuil}}$ où $I_{\text{mesuré}}$ est soit un courant de phase ou soit un courant résiduel). L'illustration de cette procédure est montrée sur la Figure 5-16.

Le plus près les données de simulation en matière de réseaux réels et les plus nombreuses configurations du réseau sont prises en compte, le plus fiable la prédiction des classifieurs sera. Après avoir été installés dans un relais numérique, les classifieurs pourraient encore s'améliorer leurs performances tout en continuant l'apprentissage à travers les situations de défaut réelles.

Le test des classifieurs SVM :

Afin de donner une idée sur la performance des classifieurs SVM, on va les tester en utilisant les rapports des composantes symétriques provenant des simulations de test où les paramètres du réseau sont variés de manière aléatoire (voir le paragraphe 4.2.2). Ainsi, ces simulations seront indépendantes avec celles qu'on a utilisées pour construire les classifieurs. Notons

qu'en tout cas, les paramètres simulés sont dans la gamme permmissible pour le fonctionnement du réseau. Les incertitudes dans le calcul des rapports sont également prises en compte.

Ces rapports, une fois calculés, seront classés par les classifieurs SVM entraînés, afin d'estimer la direction du défaut. Ensuite, ce dernier va être comparé avec la « vraie » direction du défaut. Si on teste les classifieurs avec N_{test} rapports (récupérés de N_{test} simulations), le taux d'erreurs τ_{erreur} dans la classification sera évalué par la formule ci-dessous :

$$\tau_{erreur} = \frac{N_{erreur}}{N_{test}} \quad (5.56)$$

Avec N_{erreur} est le nombre des classifications erronées dans le test.

La procédure de test est présentée sur la Figure 5-17.

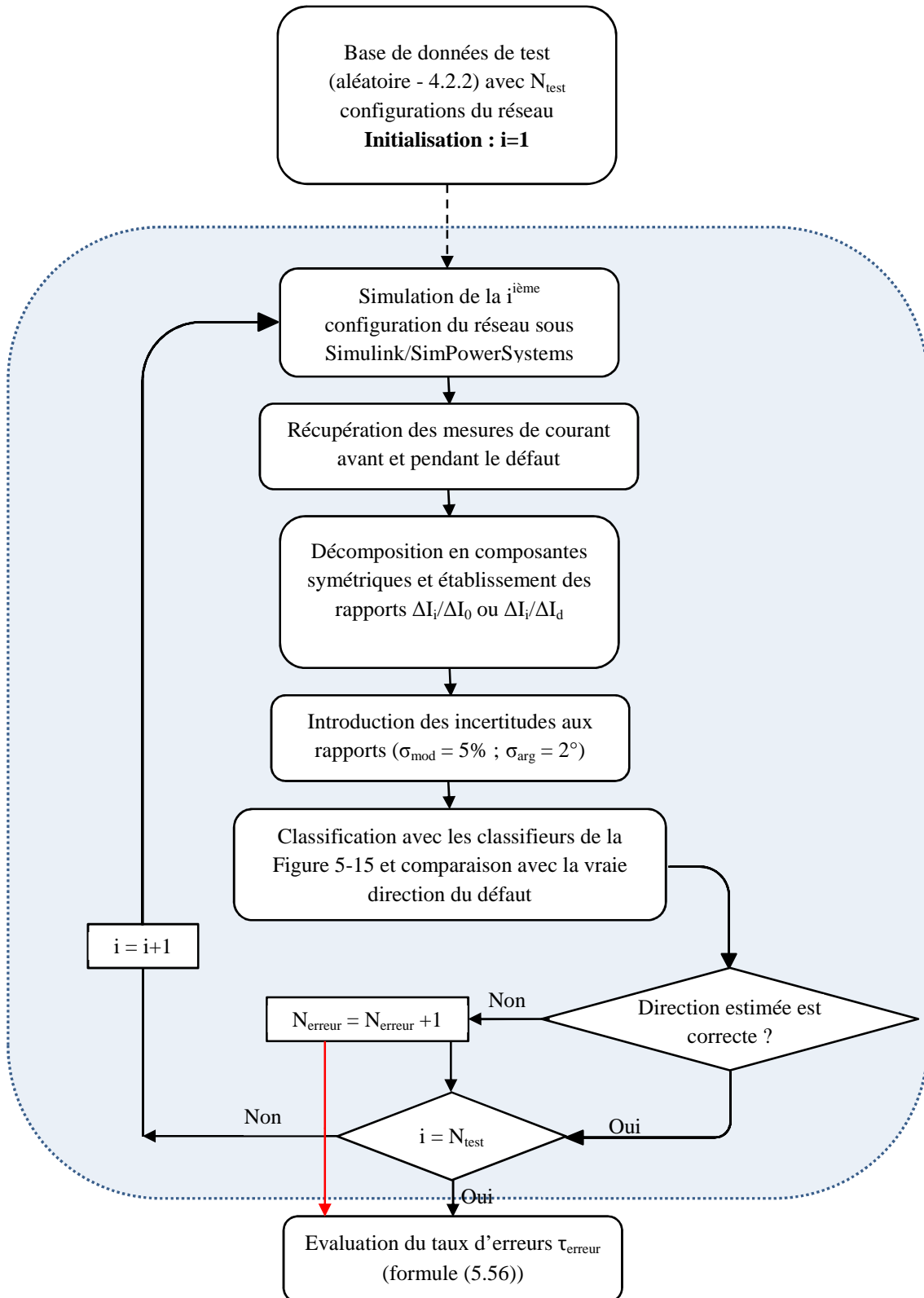


Figure 5-17 : Procédure de test des classifieurs SVM

Chapitre 6. Résultats de simulation et analyse

Les études analytiques dans le chapitre 5 ont montré que les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ et $\Delta I_i/\Delta I_0$ appartenaient à deux zones séparées dans le plan complexe, pendant les défauts biphasé et monophasé respectivement. Cette caractéristique est utilisée pour estimer la direction du défaut. Ces études ont été réalisées avec quelques simplifications : une modélisation du GIC comme une source de tension derrière l'impédance interne, des courants de charge négligés, etc. De plus, le réseau est supposé comme parfaitement équilibré avec les paramètres connus et constants (longueur des tronçons, l'impédance linéique des câbles et conducteurs aériens, la tension au poste source...). Un réseau réel est un système complexe dont les paramètres sont hétérogènes et leur valeur exacte n'est jamais connue. Le comportement des GED en creux de tension varie en fonction du système de commande du convertisseur (cas de GIC [Bou08]) ou de l'excitation (cas de MS [Kun94]).

C'est pourquoi dans ce chapitre, les études par simulation (avec Simulink/SPS) sont réalisées. Par ces simulations avec la prise en compte des éléments aléatoires éventuels, on peut valider les algorithmes directionnels dans les conditions plus proches de la réalité. Comme mentionné dans la section 5.2, la méthode SVM va être utilisée pour discriminer les défauts amont et aval. La construction et le test des classifieurs SVM vont être ainsi achevés en utilisant les indicateurs calculés à partir des simulations.

Les données du réseau simulé sont présentées dans le chapitre 4, à la fois pour la phase d'apprentissage et celle de test. Les données d'apprentissage pour les classifieurs dépendent fortement du choix de la base de variation. Dans cette thèse, cette dernière est choisie à partir des valeurs typiques des paramètres : allant de valeur minimale à celle maximale dans les limites accordées aux règlements de fonctionnement du réseau (Tableau 1.1). Pour la phase de test, les paramètres simulés sont générés aléatoirement mais toujours dans les limites admissibles.

Par ailleurs, les frontières optimales SVM sont illustrées dans ce chapitre. L'impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones (qui va impacter la performance des classifieurs) est étudié. En fin, la robustesse des classifieurs est testée dans le cas d'un réseau après sa reconfiguration.

6.1 Cas de défaut biphasé isolé – algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$

Dans cette section, on va présenter les résultats et la performance de l'algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$ pour le cas de défaut biphasé isolé.

6.1.1 Le cas de générateurs synchrones

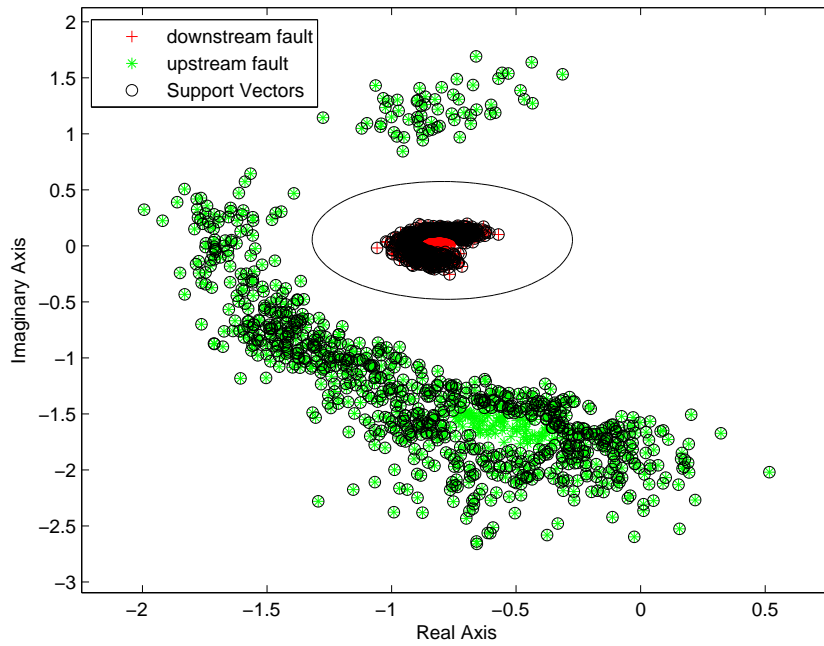
Dans cette partie, on suppose que tous les GED (GED1 et GED2) de la Figure 4-1 sont des machines synchrones. Du fait du comportement transitoire de ces dernières, leur contribution aux courants de défauts et par conséquent, les courants de défaut mesurés par les protections R1 et R2 varient en fonction de temps. Donc, les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ varient pendant le défaut (en particulier les rapports calculés dans le cas de défauts amont où le courant de défaut provient principalement des machines synchrones).

Puisque l'hyperplan de séparation des classifieurs SVM dépend de la base de données d'apprentissage, la performance des classifieurs évolue s'ils sont entraînés par des rapports calculés à différents instants. Par ailleurs, les classifieurs basés sur les mêmes bases de données d'apprentissage peuvent conduire à des résultats de classification différents selon l'instant de décision. Pour un relais qui doit avoir déclenché en moins de 500 ms après le défaut, l'instant de décision t_{dec} sera au plus 440 ms si on considère une durée d'ouverture du disjoncteur de 60 ms [ABB12]. La méthode et la procédure de sélection de la base d'apprentissage optimale et l'instant de décision correspondant sont présentées dans l'annexe E.1. Nous avons obtenu alors les résultats suivants :

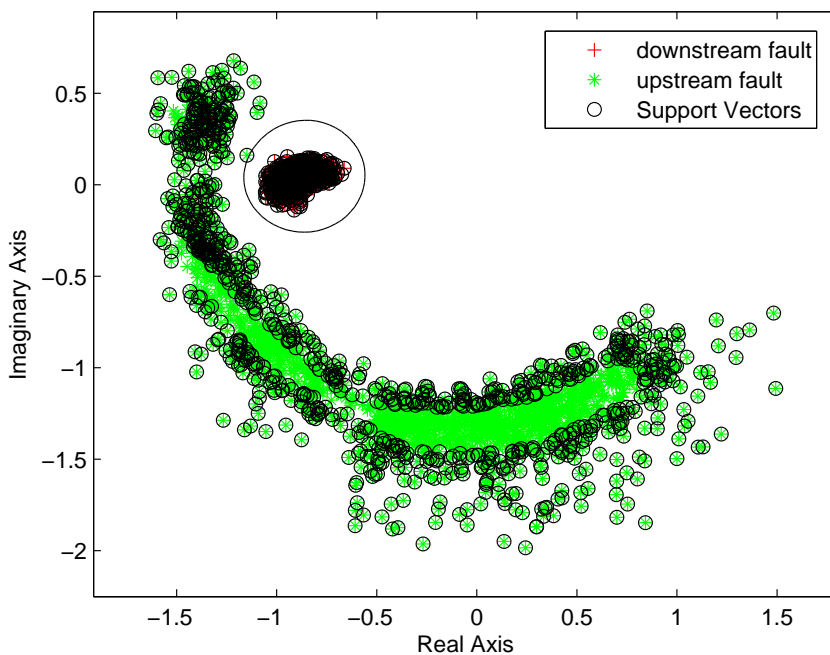
- Pour la protection R1 : on choisit le classifieur de 10^{ième} période (qui est entraîné par les rapports calculés à l'instant de 200 ms ou 10^{ième} période après la détection du défaut).
- Pour la protection R2 : on choisit le classifieur de 5^{ième} période.

Les instants de décision (t_{dec}) pour les relais sont respectivement 200 ms et 100 ms, avec lesquels les classifieurs estiment la direction du défaut correctement (le taux d'erreur est nul pour les deux relais : $\tau_e = 0\%$).

Les données d'apprentissage choisies sont montrées sur la Figure 6-1 (les rapports calculés à partir de la 10^{ième} période pour R1 et de la 5^{ième} période pour R2). La zone verte est la zone des défauts amont tandis que la zone rouge est celle des défauts aval. Les points encerclés (verts et rouges) sont des vecteurs de support qui sont déterminés après le processus d'apprentissage. Sur cette figure, on peut trouver également la frontière de décision optimale des classifieurs SVM dans le plan complexe. En effet, les coordonnées d'un point sur cette frontière vérifieront l'équation (5.33). Les résultats de test montrent que les classifieurs correspondants donnent un taux d'erreur (τ_e) nul.



a) Frontière de 10^{ème} période pour R1



b) Frontière de 5^{ème} période pour R2

Figure 6-1 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – défaut biphasé B-C, cas de MS

Remarque : Sur la Figure 6-1, on trouve que les points rouges (défaut aval) sont proches à l'axe des réels. Dans la majorité des cas, la phase de ces points est environ 180° , comme

estimée analytiquement par la formule (0.27). En revanche, la plupart des points verts (défauts amont) ont la phase plus ou moins différente à celle des défauts aval (le déphasage entre rapports de défauts amont et aval estimé par formule (0.30)). Dans le cas des points verts proches de l'axe des réels, ces derniers ont le module bien supérieur à celui-ci des points rouges (formule (0.32)).

Il faut noter que ces résultats sont présentés pour les défauts entre les phases B et C. Pour les défauts entre phases A-C ou A-B, les zones de défauts amont et aval formées par les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ tournent avec un angle de $\pm 120^\circ$ dans le plan complexe. Alors, un classifieur doit être défini pour chaque situation. Par conséquent, il y a trois classifieurs pour chaque relais correspondant aux défauts B-C, C-A et A-B. En effet, les phases défectueuses doivent être identifiées avant que le classifieur approprié estime la direction de défaut. Il devrait être assez facile car les courants défectueux sont beaucoup plus élevés que les courants de charge. Les taux de classification erronée pour les défauts C-A et A-B restent les mêmes que ceux des défauts B-C. C'est pour cette raison que dans cette partie, on ne fera que les études des défauts B-C.

Impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe :

Les courants mesurés par les protections et alors les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ calculés dépendent de la configuration du réseau lors du défaut. Pour comprendre l'impact de chaque paramètre du réseau sur les rapports et ainsi sur la performance des classifieurs, nous avons fait les analyses de la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe en variant la valeur de chaque paramètre (tandis que celle des autres est maintenue constante). Dans cette étude (annexe F.1), on prend en compte les rapports qui sont utilisés comme les données d'apprentissage (autrement dit, les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ de la 10^{ième} période pour R1 et 5^{ième} période pour R2).

A partir de ces analyses, il est possible de faire les remarques suivantes :

- Impact de la position du défaut : pour R1 et R2, les zones amont et aval se déplacent légèrement si les défauts sont proches des protections (les défauts F1, F2, F3 pour R1 et les défauts F3, F1, F2, F5 pour R2). Dans ces cas, elles se répandent sur les deux moitiés du plan complexe créées par l'axe des réels. Par contre, si les défauts sont loin des protections (les défauts au bout des départs comme F4, F6), les zones se réduisent et se répandent sur seulement une de ces moitiés.
- Impact de la puissance injectée par les GED : pour R1, plus la puissance totale des GED en aval est élevée et plus les GED sont proches de la protection, plus les zones (surtout la zone amont) s'étendent. Par contre, pour R2, les zones varient peu en variant les puissances des GED.

- Impact de la résistance du défaut : pour R1 et R2, plus $R_{\text{déf}}$ est grande, plus la zone amont s'éloigne la zone aval (qui s'aligne toujours sur l'axe des réels). Pour les faibles valeurs de $R_{\text{déf}}$, la zone amont se répand sur les deux moitiés créées par cet axe.
- Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur : pour R1 et R2, la zone amont devient plus répandue si la puissance totale des charges devient plus élevée.
- Impact de la longueur des tronçons : les zones se changent très peu pour R1 et R2.

En bref, c'est la résistance du défaut $R_{\text{déf}}$ qui va impacter le plus la performance de l'algorithme $\Delta I_i / \Delta I_d$. Plus elle est petite, plus les deux zones se rapprochent et deviennent plus difficile à distinguer.

6.1.2 Le cas de GIC

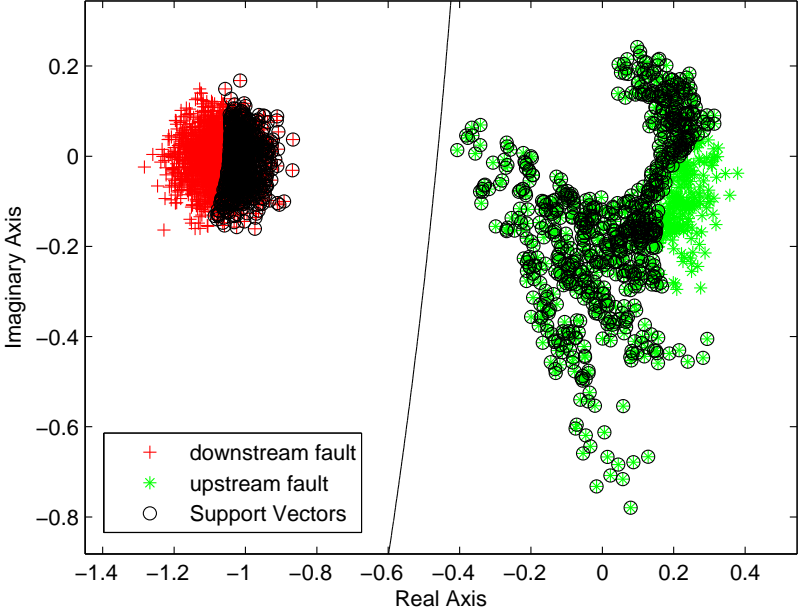
Dans cette partie, on suppose que tous les GED (GED1 et GED2) sont interfacés par des convertisseurs. Dû à l'action rapide du système de commande, le régime transitoire du défaut de ces GED est négligeable. Dans ce cas, les rapports $\Delta I_i / \Delta I_d$ sont presque constants pendant le défaut (annexe E.2). Par conséquent, les classifieurs entraînés par les rapports de différentes périodes ont la même performance. Pour des raisons de simplicité, on choisit les mêmes classifieurs que dans le cas précédent (classifieur de 10^{ième} période pour R1 et de 5^{ième} période pour R2). Les instants de décision (t_{dec}) sont 200 ms et 100 ms respectivement pour R1 et R2. Avec ces choix, les classifieurs donnent un taux d'erreur nul ($\tau_e = 0\%$) dans les tests. De même, les données d'apprentissage et la frontière optimale des classifieurs sont illustrées sur la Figure 6-2.

Remarque : Dans le cas d'un GIC, les points aval sont toujours aux alentours du point (-1,0). Au contraire, les points amont « se réduisent » vers le point d'origine (0,0). Le module de ces points est plus petit que celui-ci dans le cas d'une MS. La raison pour laquelle ce module n'est pas égal à zéro (comme le montre la figure D-2 dans l'annexe D) est l'impact du courant inverse des charges pendant le défaut qui ne peut pas être compensé par l'algorithme (modèle de charge par une impédance constante). En tout cas, les zones amont et aval sont distinctives dans le plan complexe.

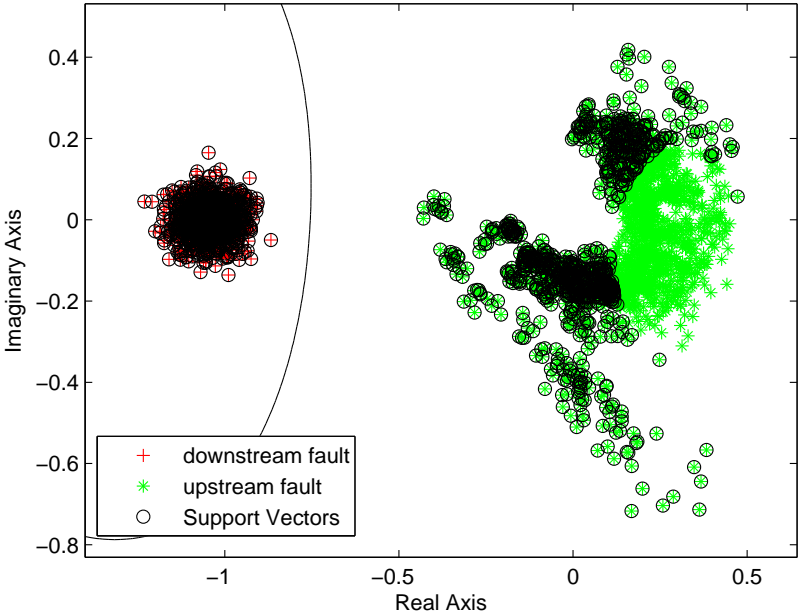
Impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe :

On fait les mêmes démarches comme dans le cas de MS, les résultats (Annexe F.2) montrent que l'impact des puissances de charge est plus important qu'au cas de MS. Par contre, l'impact de la résistance du défaut est moins important car la position relative des zones se changent moins par rapport au cas précédent quand on varie $R_{\text{déf}}$: la forme de la zone amont peut se modifier mais cette zone reste éloignée de la zone aval. C'est lié au fait que le courant des GIC est limité par la commande du convertisseur. La position du défaut et la puissance injectée par les GED ont toujours certains impacts tandis que les zones restent

presqu’identiques quand on change la longueur des tronçons des départs. Mais en tout cas, les zones sont bien séparées dans le cas de GIC en raison d’une faible contribution au courant inverse de ces GED (module des rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ amont sont toujours plus faible que celui des rapports aval, les derniers ont le module proche d’unité).



a) Frontière de 10^{ème} période pour R1



b) Frontière de 5^{ème} période pour R2

Figure 6-2 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d’apprentissage – défaut biphasé B-C, cas de GIC

6.1.3 Le cas de présence à la fois de GIC et MS

Dans ce cas, le premier GED (GED1) est un GIC, le deuxième GED (GED2) est une MS. La présence de cette dernière avec son comportement transitoire fait varier les rapports en fonction du temps. Les analyses de l'annexe E.3 permettent de choisir les classifieurs et leurs instants de décision comme les suivants :

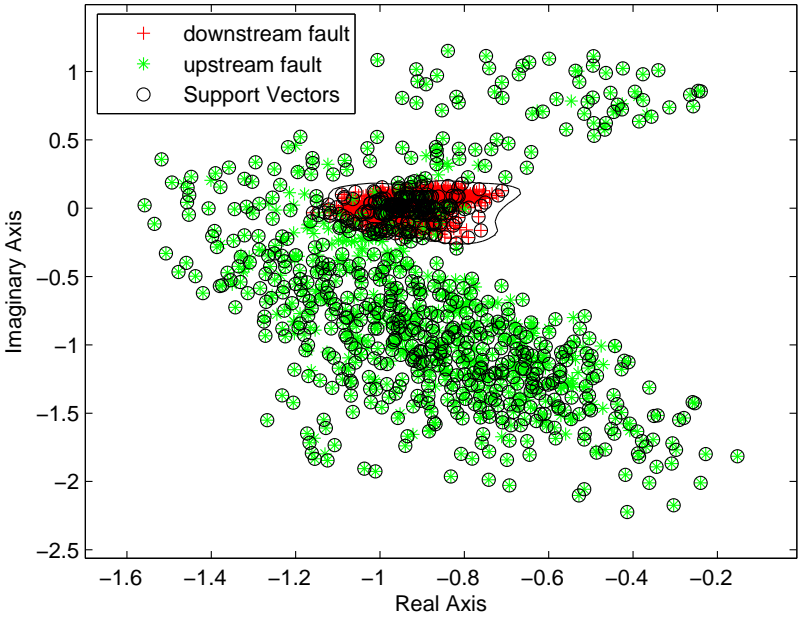
- Protection R1 : Classifieur de 10^{ième} période avec $t_{dec} = 200$ ms
- Protection R2 : Classifieur de 5^{ième} période avec $t_{dec} = 100$ ms

Selon les résultats de test avec les choix ci-dessus, les taux de classification erronée (τ_e) sont 1,08% pour R1 et 0% pour R2, ceux qui sont les plus faibles possibles (annexe E.3).

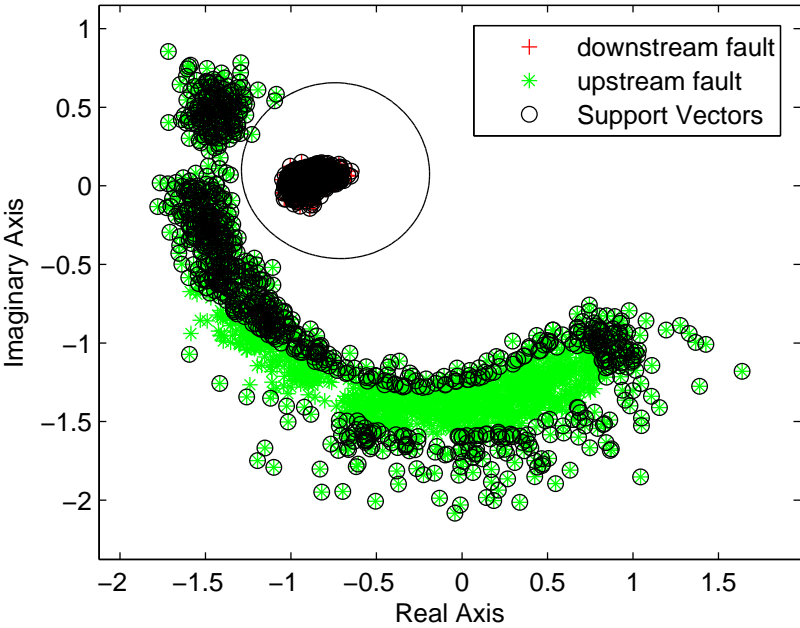
De même que les deux parties précédentes, on présente sur la Figure 6-3 la frontière de décision optimale des classifieurs SVM avec leurs données d'apprentissage.

Impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe :

En analysant la variation des données d'apprentissage en fonction de chacun des paramètres, on trouve que pour R1, les paramètres les plus critiques pour la répartition des rapports sont la puissance injectée par les GED et la résistance du défaut. Quand la puissance injectée par GED1 (GIC) est supérieure à celle de GED2 (MS), les zones se confondent. Ceci peut être expliqué par l'impact des courants issus de GIC sur les courants mesurés par R1 et alors les rapports $\Delta I_i / \Delta I_d$ calculés (annexe E.3). On peut trouver également que les zones se confondent avec de faibles résistances de défaut. L'impact des puissances de charge, la longueur des tronçons et la variation de la position du défaut est tout petit (annexe F.3). L'impact des paramètres aux zones amont et aval pour la protection R2 ne se modifie que légèrement par rapport au cas de MS car c'est toujours le même type de GED (MS) qui est raccordé en aval de cette protection.



a) Frontière de 10^{ème} période pour R1



b) Frontière de 5^{ème} période pour R2

Figure 6-3 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS

6.1.4 Synthèse des résultats

La synthèse des résultats de ce cas d'étude est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 6.1 : Analyse de l'algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$ (défaut biphasé)

	La variation des rapports en fonction du temps	Le choix de la BD et t_{dec}	Le taux de classification erronée τ_e	Les paramètres le plus impactés à la répartition des rapports
2 MS	grande (R1 & R2)	Pour R1 : classifieur de 10 ^{ième} période avec $t_{dec}=200$ ms	$\tau_{eR1} = 0\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	$R_{d\acute{e}f}$, la position du défaut (R1&R2)
2 GIC	faible (R1 & R2)		$\tau_{eR1} = 0\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	$R_{d\acute{e}f}$, S_{GED} (R1&R2)
1 GIC + 1 MS	grande (R1 & R2)	Pour R2 : classifieur de 5 ^{ième} période avec $t_{dec}=100$ ms	$\tau_{eR1} = 1,08\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	S_{GED} , $R_{d\acute{e}f}$ (R1&R2)

6.2 Cas des défauts monophasés sur les réseaux à neutre compensé – algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$

Dans ce cas d'étude, l'impédance de neutre se compose d'une résistance R_n en parallèle avec une réactance de compensation X_{comp} (bobine de Petersen). La valeur de la résistance est 600Ω de sorte que le courant de défaut actif est supérieur à 20 A. A propos du facteur de compensation, le système de réglage le fait varier parmi des valeurs : $k_{comp} = 0.9-0.95-1-1.05-1.1$.

6.2.1 Le cas de MS

Dans le cas de défaut monophasé, on peut constater que les rapports $\Delta I_i/\Delta I_0$ ne se changent pas beaucoup au cours de temps même avec la présence des machines synchrones (annexe E.4), ce qui est différent à la situation des défauts biphasés avec les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$. En effet, le couplage Dyn des transformateurs au niveau des producteurs évite toute la contribution de ces derniers au courant homopolaire. De plus, l'impédance équivalente de GED ($X_{machine} + X_{transformateur}$) ramenée au côté HTA est en général élevée. Les courants de défaut sont limités aux faibles valeurs ($I_{d\acute{e}f} < 40$ A) par le régime de neutre. Tous ces éléments entraînent de faibles contributions des GED aux courants direct et inverse. Par conséquent, les courants injectés par les MS et les rapports ne varient pas beaucoup même pendant leur régime transitoire. Les performances des classifieurs de différentes périodes sont ainsi équivalentes. Alors, nous choisissons toujours le classifieur 10^{ième} période pour R1 et de 5^{ième} période pour R2 (avec $t_{dec} = 200$ ms et 100 ms respectivement). Avec ces choix, le taux de classification erronée est nul pour les deux protections.

De même, comme les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ pour les défauts biphasés, la répartition des rapports $\Delta I_i/\Delta I_0$ dans le plan complexe dépend à la phase en défaut. Celle des rapports dans le cas du

défaut A-G (phase A à la terre) sont représentés dans l'annexe E.4, alors que celles-ci dans le cas du défaut B-G et C-G sont tournées d'un angle de $\pm 120^\circ$ au tour de point d'origine (0,0). Pourtant, les courants de défaut monophasés sont faibles et de l'ordre des courants de charge, ce qui entraîne des difficultés en identifiant la phase défectueuse. C'est pour cette raison qu'on construit un classifieur commun pour les défauts A-G, B-G et C-G. Ce classifieur est capable d'estimer correctement la direction du défaut sans besoin d'identifier la phase en défaut.

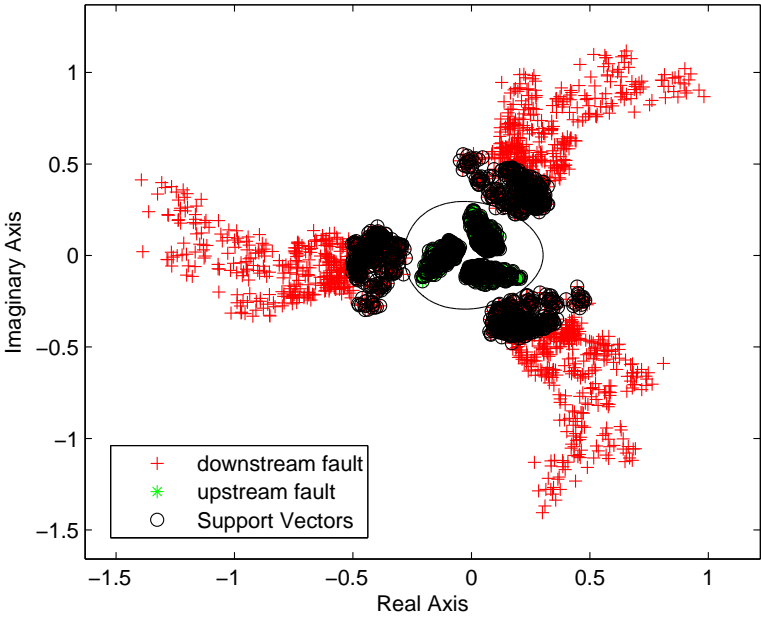
L'apprentissage de tels classifieurs va prendre en compte des rapports $\Delta I_i / \Delta I_0$ de tous les trois cas de phase en défaut. Toutefois, en raison du nombre augmenté des données d'apprentissage (le nombre de variation des paramètres multiplié par trois), le temps d'apprentissage devient excessif. C'est pour cette raison que pour les défauts monophasés (section 6.2 et 6.3), on prend en compte qu'une part des données (c'est-à-dire les rapports qui correspondent à une valeur de la résistance du défaut – or on en a quatre au total). Ceci est admissible car les zones sont presque identiques pour les différentes valeurs de la résistance (voir la partie sur l'impact des paramètres ci-dessous). La performance des frontières optimales entraînées par les données « réduites » est alors équivalente à celle-ci avec les données « complètes ».

Les frontières optimales avec les données d'apprentissage SVM sont illustrées sur la Figure 6-4.

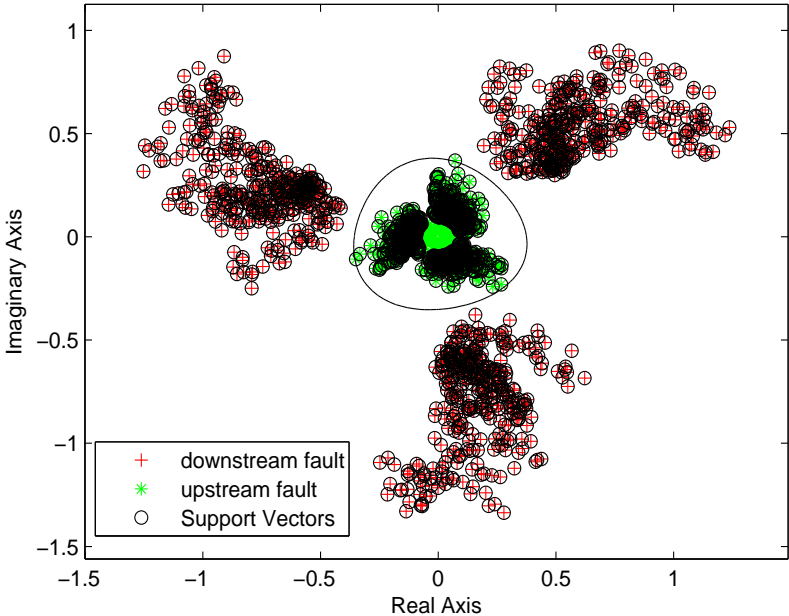
Remarque : dans l'annexe E.4, les rapports $\Delta I_i / \Delta I_0$ sont calculés pendant un défaut A-G sur le réseau à neutre compensé. L'illustration de ces rapports dans le plan complexe confirme ce qui est prévu par les formules analytiques (5.28) et (5.30) dans le paragraphe 5.1.3 : la zone des défauts aval est située au-dessus de l'axe des réels tandis que celle des défauts amont se trouve en dessous de cet axe.

Impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe :

Les résultats de cette étude sont présentés dans l'annexe F.4 pour le cas du défaut A-G. Alors, on peut trouver que la répartition des rapports vus par R1 et R2 dépend principalement aux longueurs des départs (autrement dit le courant résiduel total du réseau) et le facteur de compensation k_{comp} . Si ces paramètres se varient, les courants de défaut mesurés au niveau des protections sont modifiés visiblement. Les autres facteurs n'ont qu'un impact modeste à cette répartition.



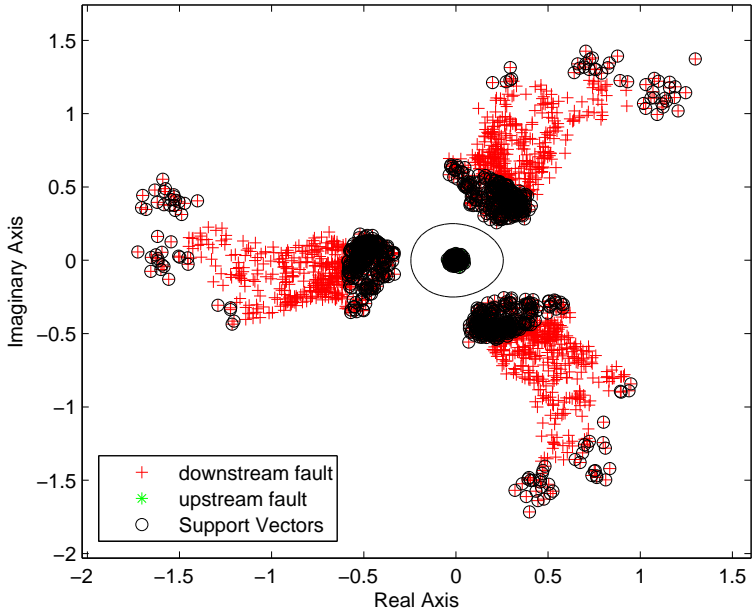
a) Frontière de 10^{ème} période pour R1



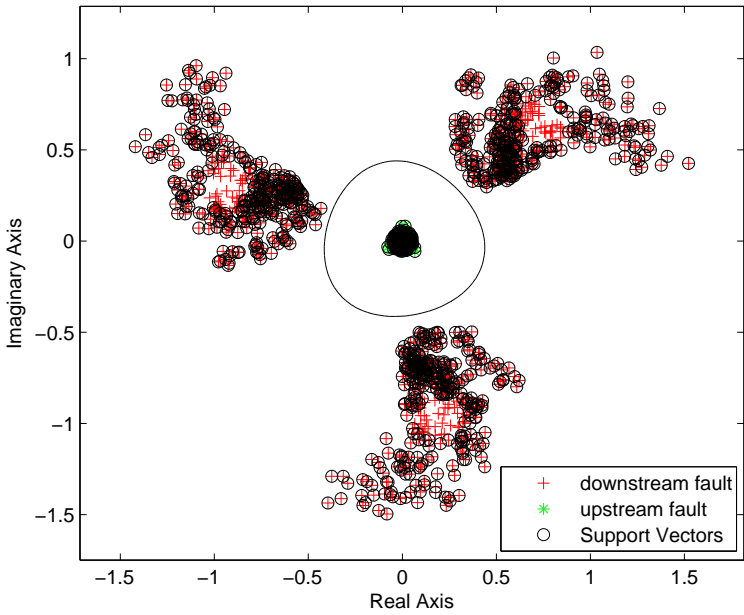
b) Frontière de 5^{ème} période pour R2

Figure 6-4 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS

6.2.2 Le cas de GIC



a) Frontière de 10^{ème} période pour R1



b) Frontière de 5^{ème} période pour R2

Figure 6-5 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC

Dans le cas de GIC, les rapports ne varient que légèrement pendant le défaut, ce qui est identique au cas de MS. Donc, les classifieurs de 10^{ème} période pour R1 et de 5^{ème} période pour R2 sont choisis. La frontière optimale de ces classifieurs est illustrée sur la figure ci-dessus. Le taux de classification erronée pour ces classifieurs est également nul pour les instants de décision identiques que le cas précédent.

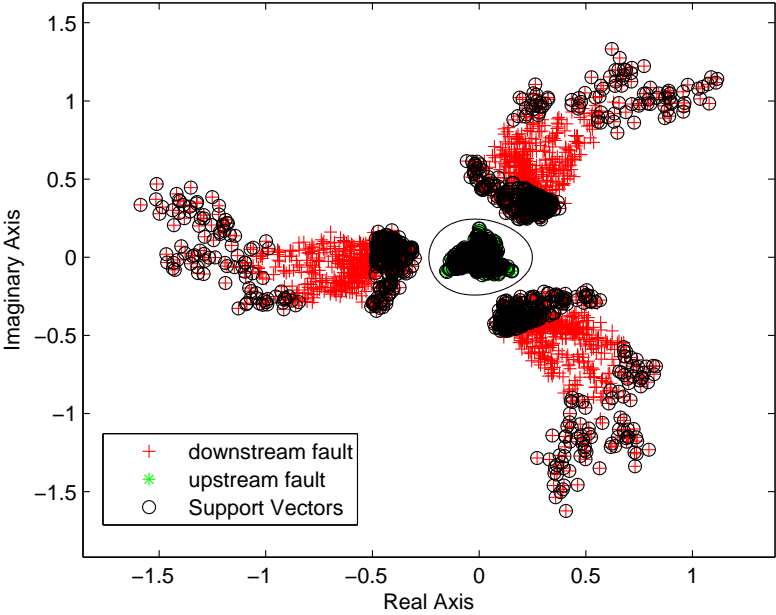
Remarque : Comme discuté dans le paragraphe 5.1.3 pour le cas de GIC, dû à une impédance inverse Z_{iGED} très élevée de ce type de GED, k_{F2} ont un très faible module (formule (5.30)). Donc, on peut prévoir que la zone amont créée par les rapports $\Delta I_i/\Delta I_0$ dans le plan complexe se trouve aux alentours de l'origine dans ce cas. Ceci est confirmé par les résultats de simulation (Figure 6-5).

Impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe (annexe F.5) :

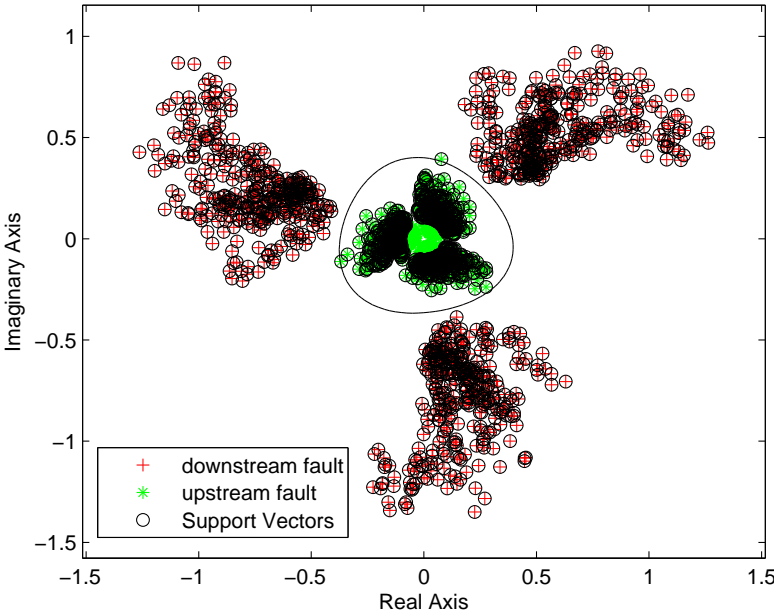
Dans ce cas, les paramètres les plus importants à la répartition des rapports sont également le courant résiduel total du réseau et le facteur de compensation.

6.2.3 Le cas de présence à la fois de GIC et MS

Comme aux deux cas précédents, les rapports $\Delta I_i/\Delta I_0$ ne varient pas beaucoup pendant la période du défaut. Leur répartition dans le plan complexe dépend au courant capacitif total, le facteur de compensation k_{comp} et la puissance injectée par les GED (annexe F.6). La frontière optimale (de 10^{ème} période pour R1 et de 5^{ème} période pour R2) dans ce cas est présentée sur la Figure 6-6. Les taux d'erreur sont nuls ($t_{dec} = 200$ ms et 100 ms respectivement).



a) Frontière de 10^{ème} période pour R1



b) Frontière de 5^{ème} période pour R2

Figure 6-6 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS

6.2.4 Synthèse des résultats

On peut trouver les résultats de ce cas d'étude dans le tableau suivant :

Tableau 6.2 : Analyse de l'algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$ dans le cas du neutre compensé (défaut monophasé)

	La variation des rapports en fonction du temps	Le choix de la BD et t_{dec}	Le taux de classification erronée τ_e	Les paramètres le plus impactés à la répartition des rapports
2 MS	faible (R1 & R2)	Pour R1 : classifieur de 10 ^{ième} période avec $t_{dec}=200$ ms	$\tau_{eR1} = 0\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	L_Σ, k_{comp} (R1&R2)
2 GIC	faible (R1 & R2)		$\tau_{eR1} = 0\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	L_Σ, k_{comp} (R1&R2)
1 GIC + 1 MS	faible (R1 & R2)	Pour R2 : classifieur de 5 ^{ième} période avec $t_{dec}=100$ ms	$\tau_{eR1} = 1,08\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	$L_\Sigma, k_{comp}, S_{GED}$ (R1&R2)

6.3 Cas des défauts monophasés sur les réseaux à neutre résistif – algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$

Dans ce cas d'étude, l'impédance de neutre se compose d'une résistance $R_n = 80 \Omega$ dans un réseau peu capacitif. Faisons les mêmes démarches comme le cas du neutre compensé, on obtient le Tableau 6.3 qui présente les résultats avec trois situations suivantes :

- Les deux GED sont les MS
- Les deux GED sont les GIC
- GED1 est un GIC et GED2 est une MS

Tableau 6.3 : Analyse de l'algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$ dans le cas du neutre résistif (défaut monophasé)

	La variation des rapports en fonction du temps	Le choix de la BD et t_{dec}	Le taux de classification erronée τ_e	Les paramètres le plus impactés à la répartition des rapports
2 MS	faible (R1 & R2)	Pour R1 : classifieur de 10 ^{ième} période avec $t_{dec}=200$ ms	$\tau_{eR1} = 0\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	S_{GED}, L_Σ (R1&R2) position du défaut (pour R2)
2 GIC	faible (R1 & R2)		$\tau_{eR1} = 0\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	L_Σ (R1&R2)
1 GIC + 1 MS	faible (R1 & R2)	Pour R2 : classifieur de 5 ^{ième} période avec $t_{dec}=100$ ms	$\tau_{eR1} = 0\%$ $\tau_{eR2} = 0\%$	S_{GED}, L_Σ (R1&R2) position du défaut (pour R2)

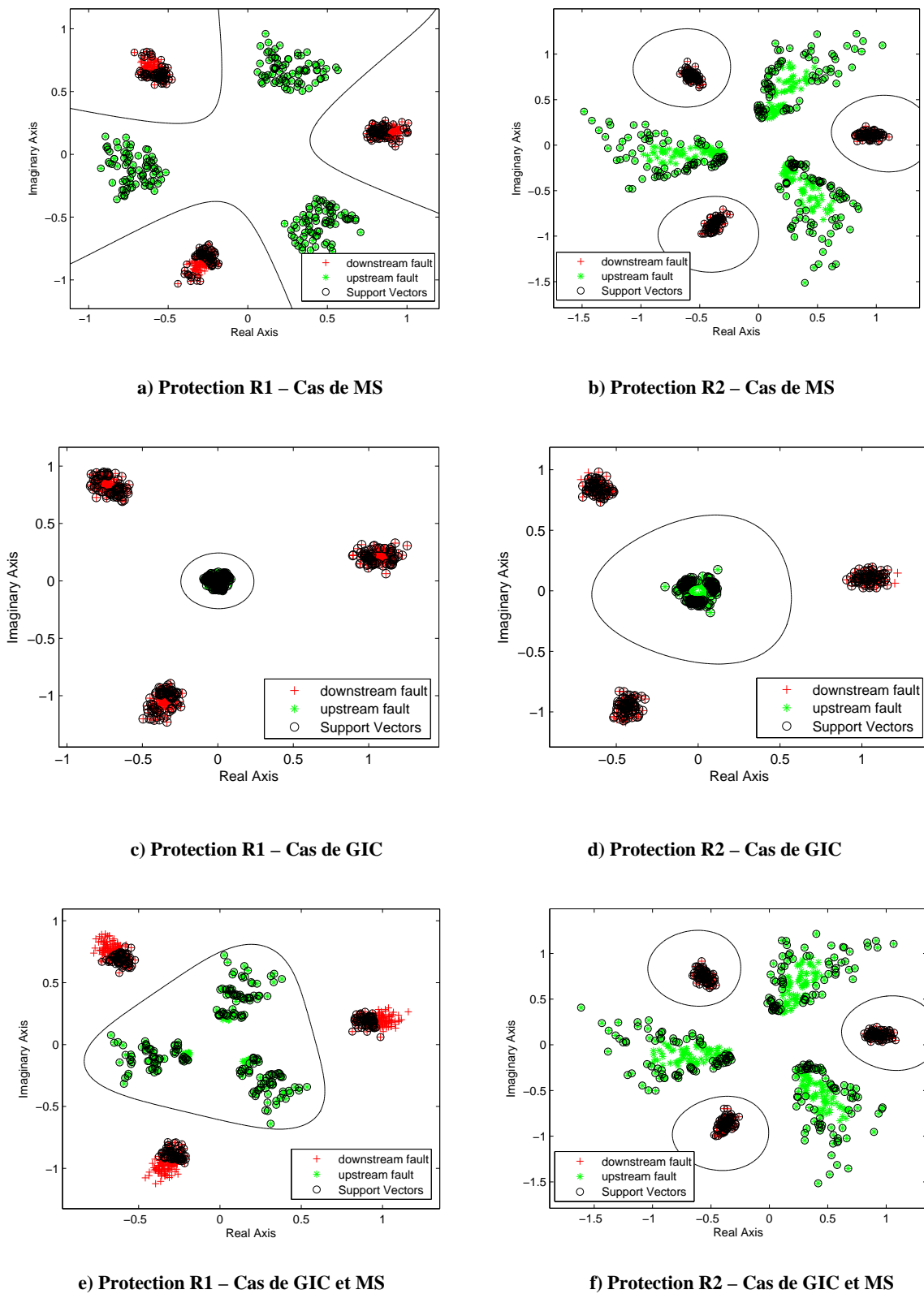


Figure 6-7 : Illustration des frontières de 10^{ème} période pour R1 et de 5^{ème} période pour R2 – défaut monophasé A-G, neutre résistif

Les frontières optimales dans les trois circonstances sont montrées sur la Figure 6-7. A partir de cette figure, on trouve bien qu'une seule zone peut être définie pour les défauts en amont quelle que soit la phase en défaut, même si cette zone n'est pas aussi concentrée que dans le cas du neutre compensé. Les zones situées en aval sont autour des numéros caractéristiques 1, a et a². Dans ce cas, le courant capacitif de l'ensemble du réseau a le plus grand impact sur l'emplacement des points dans chaque zone. L'impact des paramètres à la répartition des points dans le plan complexe dans ce cas est montré dans les annexes de F.7 à F.9.

6.4 Test de robustesse des algorithmes directionnels

Dans cette section, nous étudions l'impact de plusieurs phénomènes rencontrés dans la réalité sur la performance des algorithmes directionnels sans mesure de tension comme la reconfiguration du réseau, des lignes asymétriques, des charges tournantes, des fonctionnements exceptionnels du réseau HTA, et le bruit de mesure. Dans ces études, nous prenons pour exemple le cas de MS (GED1 et GED2 sont des MS) où le risque de déclenchement intempestif est le plus probable.

6.4.1 Impact de la reconfiguration du réseau suite à un défaut

La reconfiguration du réseau de distribution [Ena08] est l'un des principaux processus dans les réseaux HTA suite à la détection du défaut des protections et de la mise hors tension par le disjoncteur associé. Dans ce processus, l'état des interrupteurs de réseau (NC – normally closed et NO – normally open) est ajusté pour reconnecter les tronçons sains du départ en défaut à d'autres départs sains (ceux du même jeu de barres ou ceux d'un autre poste source).

La reconfiguration du réseau modifiera la longueur des départs, les puissances injectées par les GED et également la consommation des charges en aval des protections. Ainsi, le réglage des relais peuvent avoir besoin d'être changé en réponse aux changements de la configuration du réseau (notion de la protection adaptative – voir le paragraphe 2.3.2.2).

Dans ce paragraphe, l'impact de la reconfiguration du réseau sur les algorithmes directionnels sans capteurs de tension est étudié. La Figure 6-8 montre le réseau étudié qui comporte deux transformateurs HTB/HTA dont un alimente les départs 1-2-3 (leurs paramètres sont identiques par rapport à ceux décrits dans la section 4.1). L'autre transformateur alimente les départs 4-5-6. Suite à un défaut sur le départ 4, la protection R4 va le mettre hors tension et puis NC s'ouvre pour isoler le défaut. Pour réalimenter la partie saine du départ 4, l'interrupteur NO se ferme pour la relier au départ 1 en modifiant la configuration de ce départ. Pour tester les algorithmes dans cette nouvelle configuration, nous y faisons les simulations et récupérons les nouveaux ratios de test. Notons que la longueur de la partie réalimentée varie aléatoirement entre 5 et 15 km (distribution uniforme dans cet intervalle). GED3 peut être une MS ou un GIC. Les différents cas d'étude à propos de puissance de dimensionnement des GED sont montrés dans le Tableau 6.4. La variation des autres paramètres est identique à celle dans le paragraphe 4.2.2.

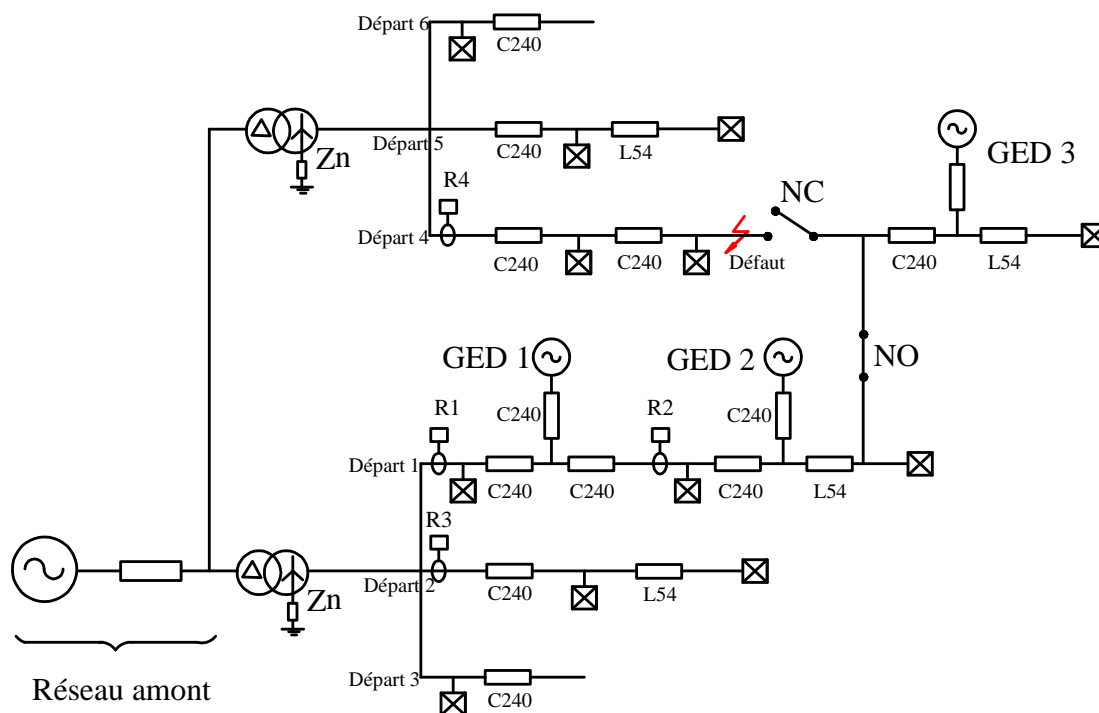


Figure 6-8 : Réseau d'étude suite à la reconfiguration

Tableau 6.4 : Les puissances nominales des GED dans le réseau reconfiguré

Cas	1	2	3	4
S_{GED1} (MVA)	6	2	2	2
S_{GED2} (MVA)	2	4	2	2
S_{GED3} (MVA)	2	2	4	6

Rappelons que GED1 et GED2 sont deux MS dans cet exemple. Les résultats de test pour les défauts biphasés isolés sont présentés dans le Tableau 6.5. Comme nous le trouvons, le taux d'erreur de classification pour R1 et R2 après la reconfiguration est nul si GED3 est une MS. En revanche, si GED3 est un GIC, le taux d'erreur de classification après la reconfiguration devient nettement plus élevé : $\tau_{eR1} = 3,63\%$ et $\tau_{eR2} = 6,78\%$. Ces chiffres peuvent baisser à 0,012% et 1,47% si le réseau après la reconfiguration est aussi pris en compte dans l'apprentissage des classifieurs, c'est-à-dire que les réseaux avant et après la reconfiguration sont tous simulés pour avoir la base d'apprentissage.

Pour les défauts monophasés (neutre résistif ou compensé), nous faisons les mêmes démarches pour tester les classifieurs dans le nouveau réseau. Les résultats montrent qu'après la reconfiguration, les taux de classification erronée des classifieurs restent nuls pour tous les ratios testés. L'algorithme $\Delta I_i / \Delta I_0$ est ainsi robuste face à la reconfiguration du réseau.

Tableau 6.5 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 (10^{ème} période, $t_{dec} = 200ms$) et de la protection R2 (5^{ème} période, $t_{dec} = 100ms$) – l’algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$

Protection	Classifieur	Réseau avant la configuration	Réseau après la configuration GED3 = MS	Réseau après la configuration GED3 = GIC
Relay R1	Sans prise en compte de la reconfiguration	0%	0%	3,63%
	Avec prise en compte de la reconfiguration	0%	0%	0,012%
Relay R2	Sans prise en compte de la reconfiguration	0%	0%	6,78%
	Avec prise en compte de la reconfiguration	0%	0%	1,47%

6.4.2 Impact des lignes asymétriques

Nos algorithmes directionnels font appel à la méthode des composantes symétriques en supposant que les réseaux étudiés, dont les lignes aériens et câbles, sont parfaitement symétriques. Cette méthode devient moins vraie si elle s’applique à un réseau avec les lignes asymétriques, celles qui sont trouvées dans la réalité. Par conséquent, la performance des algorithmes dans ce réseau peut être impactée. Dans ce paragraphe, nous étudions cette influence des lignes asymétriques.

Rappelons que les classifieurs ont été construits en prenant en compte des lignes symétriques, c’est-à-dire que les impédances et capacités propres et mutuelles entre trois phases sont égales. Sur un modèle en « pi » couplé (Figure 6-9), nous avons des relations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} Z_{pA} = Z_{pB} = Z_{pC} = Z_p \\ Z_{AB} = Z_{BC} = Z_{AC} = Z_m \\ C_{pA} = C_{pB} = C_{pC} = C_p \\ C_{AB} = C_{BC} = C_{AC} = C_m \end{array} \right. \quad (6.1)$$

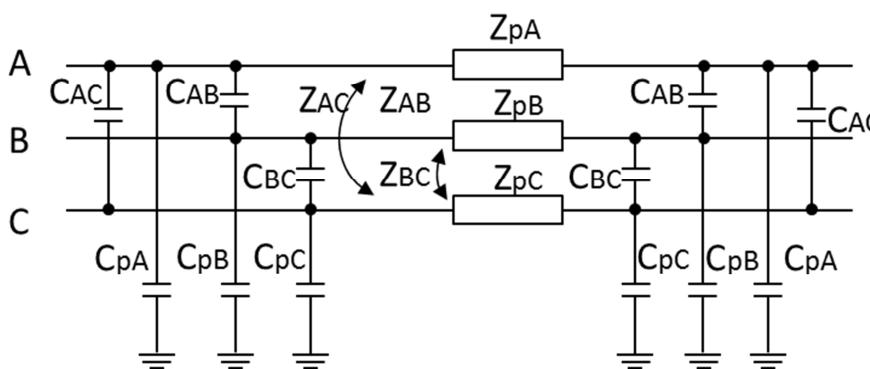


Figure 6-9 : Modèle en Pi couplé

Pour générer la base de test, nous faisons des nouvelles simulations en introduisant l'asymétrie des lignes :

- Un facteur $k_{\text{asym}}=0,8$ pour l'impédance mutuelle et la capacité mutuelle entre les phases A et C (géométriquement ces phases sont les plus éloignées par rapport aux cas de phases A-B et B-C).

$$\begin{cases} Z_{AC} = 0,8 \times Z_m \\ C_{AC} = 0,8 \times C_m \end{cases} \quad (6.2)$$

- Une fluctuation de modèle gaussien avec l'écart-type de 3% pour les autres impédances et capacités.

Notons que ces facteurs sont un peu exagérés par rapport à la réalité. Les résultats de test (pour l'exemple, cas de MS) donnent un taux de classification erronée inchangé ($\tau_{eR1} = 0\%$ et $\tau_{eR2} = 0\%$) par rapport au cas symétrique. Cela veut dire que l'impact des lignes asymétriques est négligeable.

6.4.3 Impact de la composition des charges

En général, le comportement des charges en creux de tension n'est pas connu précisément alors que ce dernier pourrait influencer les courants de défaut et alors les algorithmes. Ce comportement dépend de la composition des charges (i.e. statiques vs tournantes) qui est évidemment une grandeur inconnue. Pour étudier l'impact de la composition des charges sur les algorithmes, nous faisons varier le taux de charges tournantes (les MAS dans cet exemple) dans l'ensemble des charges du départ 1 (Figure 4-1) comme le montre le Tableau 6.6. La puissance totale de charges ici est 3 MW et les GED sont MS. Le tableau 6.6 donne également les résultats pour les tests : les taux d'erreur restent presque inchangés pour tous les cas. L'influence dans ce cas d'exemple est alors négligeable.

Tableau 6.6 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 (10^{ième} période, $t_{\text{dec}} = 200\text{ms}$) pour des différents taux de MAS – Cas de MS

Taux de MAS	0%	50%	100%
Défaut biphasé	0%	0%	0%
Défaut monophasé (neutre compensé)	0%	0%	0,01%
Défaut monophasé (neutre compensé)	0%	0%	0,03%

6.4.4 Algorithmes dans le fonctionnement exceptionnel du réseau HTA

Le domaine de variation des paramètres du réseau montrée dans le Chapitre 4 couvre largement les fonctionnements typiques du réseau HTA. Pourtant, il ne saurait pas représenter toutes les conditions extrêmes de ceux-ci. Dans ce paragraphe, nous testons les classifieurs, à titre d'exemple, dans le cas de fort déséquilibre en HTA dû à un défaut HTB. Pour représenter ce phénomène, nous introduisons dans le modèle du réseau une source de tension inverse dont le module varie de 5% à 10% de celui de la tension directe nominale ($U_d = 20$ kV). La variation du taux d'erreur dans le cas de MS est montrée sur le Tableau 6.7. Nous pouvons constater que pour les défauts biphasés, le taux d'erreur reste nul tandis qu'il augmente légèrement pour les défauts monophasés, quel que soit le type de neutre ($\tau_{eR1} = 0,23\%$ en cas de neutre compensé et $\tau_{eR1} = 0,41\%$ pour le neutre résistif).

Tableau 6.7 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 (10^{ième} période, $t_{dec} = 200$ ms) pour des différents niveaux de déséquilibre – Cas de MS

Type de défaut	Fonctionnement normal ($V_i \leq 2\%V_d$)	Défaut HTB ($V_i = 5 \rightarrow 10\%V_d$)
Biphasé	0%	0%
Monophasé (neutre compensé)	0%	0,23%
Monophasé (neutre résistif)	0%	0,41%

6.4.5 Impact du bruit de mesure

Dans cette étude, le bruit de mesure est pris en compte dans les tests en supposant que les transformateurs de courant sont les TPX (Tableau 6.8). Ce bruit peut impacter le calcul de ratios et ainsi la performance des algorithmes, comme le montre le Tableau 6.9 dans le cas de MS. Pour les défauts biphasés, le taux d'erreur reste nul. Pour les défauts monophasés, le taux d'erreur augmente légèrement en cas de neutre compensé ($\tau_{eR1} = 0,69\%$) tandis que ce taux augmente considérablement ($\tau_{eR1} = 2,01\%$) en cas de neutre résistif. Ce dernier chiffre peut baisser à 0,01% si nous prenons en compte le bruit de mesure dans la phase d'apprentissage.

Tableau 6.8 : Limites des erreurs des transformateurs de courant TPX [ABB09]

Classe de précision	Erreur pour le courant primaire assigné en %		Erreur instantanée maximale (pour le courant limite de précision)
	Erreur de courant	Déphasage	
TPX	$\pm 0.5\%$	± 0.9 centiradian	10%

Tableau 6.9 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 (10^{ème} période, $t_{dec} = 200ms$) sans et avec bruit de mesure – Cas de MS

Type de défaut	Taux d'erreur sans bruit de mesure	Taux d'erreur avec bruit de mesure
Biphasé	0%	0%
Monophasé (neutre compensé)	0%	0,69%
Monophasé (neutre résistif)	0%	2,01%

6.5 Implémentation des algorithmes directionnels

En bref, une fois un défaut est détecté (par le seuil de surintensité), les algorithmes vont dans un premier temps identifier le type du défaut :

- Deux courants de phase franchissent le seuil de phase → Défauts biphasés
- Uniquement le courant résiduel franchit le seuil homopolaire → Défauts monophasés

Ensuite, un ratio « x » va être déterminé selon le type de défaut (i.e. $x = \Delta I_i / \Delta I_d$ pour les défauts biphasés et $x = \Delta I_i / \Delta I_0$ pour les défauts monophasés). Et puis la fonction de signe ci-dessous (équation 6.3) doit être calculée pour donner l'estimation de la direction de défaut.

$$y(x) = \operatorname{sgn} \left(\sum_{i \in SV} a_i y_i K(x, x_i) + b \right) \quad (6.3)$$

L'équation (6.3) est écrite en se basant sur (5.48) et (5.49). Pour calculer (6.3), les paramètres des classifieurs doivent être enregistrés dans la mémoire du relais : des multiplicateurs de Lagrange $\{a_i\}$, les vecteurs de support SV avec leur classe $\{y_i\}$, la constante b et la fonction noyau K (dans notre cas c'est le noyau gaussien décrit par l'équation 5.52). Ces paramètres sont déterminés via les simulations « offline » couplées avec un processus d'apprentissage. Les simulations doivent être réalisées sur un modèle adéquat du réseau d'étude qui représente les fonctionnements typiques du réseau réel avec la prise en compte des schémas de secours éventuels. En effet, certains paramètres de simulation doivent être connus plus précisément comme le courant capacitif total du réseau, l'impédance de neutre, la longueur maximale des départs, les caractéristiques des MS (impédances et constantes de temps), la puissance de dimensionnement des GED. Ces paramètres, comme montrés dans les analyses de ce chapitre, ont un grand impact sur la performance des algorithmes.

L'apprentissage est aussi réalisé « offline » et le temps de ce processus dépend du nombre de points d'apprentissage et la « distance » entre deux zones amont-aval dans le plan complexe. Plus les zones s'approchent, plus le temps d'apprentissage est long. Par exemple, pour 2880 points d'apprentissage de la Figure 6-1a (cas de MS, défaut biphasé), ce temps est environ 9 minutes tandis qu'il augmente à 26 minutes pour le même nombre de points mais de la Figure 6-3a (cas de GIC&MS, défaut biphasé).

Chapitre 7. Conclusion et Perspectives

Dans le contexte du développement des réseaux intelligents (ou Smart Grids en anglais), le présent mémoire a donné, dans un premier temps, une vue globale sur les recherches des plans de protection de ces derniers en présence des moyens de production décentralisés. Par la suite, le mémoire a montré des algorithmes pour les relais directionnels en n'utilisant que des mesures de courant, qui vont supprimer le coût des transformateurs de tension pour un relais directionnel conventionnel. Ces algorithmes ont été développés et testés par simulations à l'aide de Simulink/SPS.

A l'heure actuelle, il y a de plus en plus de générateurs d'énergie décentralisés (GED) sur les réseaux de distribution HTA. D'une part, ce sont, dans la majorité des cas, des sources d'énergie propres et à faible impact environnemental qui sont disponibles à proximité des consommateurs. Elles peuvent non seulement combler le manque d'énergie dans le futur mais aussi contribuent au développement durable. D'autre part, ces GED ont des impacts non-négligeables sur le fonctionnement des réseaux actuels qui sont conçus sans les avoir pris en compte. Sur le plan de protection, les productions peuvent causer l'augmentation des courants de défaut, le fonctionnement intempestif ou l'aveuglement des relais de surintensité traditionnels, la perte de coordination éventuelle entre ces relais. De plus, la présence des GED peut entraîner la formation des zones isolées involontaires du réseau dans certaines conditions et empêcher les cycles de réenclenchements.

Pour y remédier, des solutions sont proposées. Dans le cas d'une intégration moyenne des GED, on peut renforcer les réseaux HTA en dimensionnant leurs composantes avec le courant de court-circuit plus élevé. Les réglages (courant de seuil, la temporisation) des relais de surintensité peuvent être ajustés pour les rendre appropriés aux réseaux avec les GED. On peut équiper pour les protections des fonctions avancées comme la fonction directionnelle, fonction de distance, etc. Au côté des GED, on peut choisir les points de raccordement convenables (par exemple, raccordement par les départs dédiés) ou utiliser une bonne interface avec le réseau (par exemple, l'interface par les convertisseurs de puissance va réduire la contribution des GED aux courants de défaut). Les nouvelles méthodes pour la protection d'ilotage sont à développer. Si le taux d'intégration des GED est élevé, il faut faire appel à d'autres concepts de protection comme la protection adaptative, les protections en réseau ou les protections pour des réseaux qui sont aptes à fonctionner en mode iloté.

Des protections en réseau peuvent être un concept intéressant pour les futurs réseaux HTA car elles réduisent la zone en défaut ainsi que le nombre des clients impactés en augmentant « la capacité d'accueil » des GED. Cependant, la présence de ces derniers peut également causer des déclenchements intempestifs dans le cas des protections de surintensité conventionnelles. Pour éviter ces fonctionnements intempestifs, une solution est d'équiper la fonction directionnelle pour détecter la direction du défaut par rapport à la protection. Traditionnellement, cette fonction a besoin à la fois des mesures de tension et de courant. Ceci entraîne un coût d'investissement important si on veut déployer les protections en réseau avec telle fonction. Le but principal de la présente recherche est de mettre au point des algorithmes pour les fonctions directionnelles sans mesure de tension. Ces derniers font appel à la méthode des composantes symétriques et la technique de classification SVM (en anglais : Support Vector Machine) qui est dans la classe des méthodes d'apprentissage supervisé.

Dans ce mémoire, les études analytiques sur un réseau simplifié en défaut ont montré que les rapports I_i/I_d et I_i/I_0 créaient deux zones disjointes dans le plan complexe, pendant les défauts biphasé et monophasé respectivement. En se basant sur ces zones, on peut estimer la direction du défaut à l'égard de la protection. Cela nous permet également d'utiliser un outil de classification tel que la SVM pour cette estimation. Pour ce faire, on va considérer les défauts amont et aval comme deux classes d'évènement à classifier en utilisant les rapports comme le critère de classification. Du point de vue géométrique, la SVM cherche une frontière de décision optimale pour séparer les deux zones sur le plan complexe, en maximisant la marge entre eux.

Dans ces études analytiques, on n'a pris en compte que les courants de défaut en négligeant ceux de charge. Le réseau d'étude est bien équilibré avec la valeur des paramètres constante. Les GED sont modélisés simplement par une source de tension derrière une réactance interne. Cependant dans la réalité, les courants de charge peuvent être, pour certains cas, comparables aux courants de défaut biphasé amont qui sont effectivement des courants provenant des GED. En conséquence, les rapports seraient modifiés. De même, les courants de défaut des GED dépendent de leur commande (du système d'excitation dans le cas des MS et la commande vectorielle en cas des GIC). De plus, les paramètres du réseau ne sont jamais connus précisément et il existe toujours des courants inverses qui circulent due au déséquilibre du réseau HTA.

Pour limiter l'impact de courant de charge et du déséquilibre du réseau, on a opté pour les rapports de la variation des composantes symétriques $\Delta I_i/\Delta I_d$ et $\Delta I_i/\Delta I_0$ calculés par les formules (5.31) et (5.32) respectivement. Pour construire et tester les classifieurs, on a utilisé les rapports récupérés à partir des simulations transitoires en tenant compte d'éléments aléatoires éventuels. Pour simuler un réseau radial simplifié, on a utilisé le modèle intégré de

machine synchrone dans Simulink Library avec des paramètres modifiés et le modèle de générateur avec l'interface de convertisseur qui a été reconstruit en ajoutant la limitation de courant.

En se basant sur les résultats de simulation avec les tests de robustesse des algorithmes, il est possible de faire des remarques suivantes :

- Les zones des défauts amont et aval obtenues par les rapports calculés à partir des simulations correspondent bien à celles-ci prévues par les formules analytiques (les zones sont distinctives dans le plan complexe pour la plupart des cas, elles sont confondues si on a un défaut biphasé isolé sur un réseau où il y a la présence à la fois de GIC et MS sur un départ).
- En conséquence, les algorithmes directionnels fonctionnent correctement dans la plupart des cas (sauf le cas mentionné ci-dessus). La frontière optimale trouvée par la technique SVM est robuste suite à plusieurs phénomènes rencontrés dans le fonctionnement du réseau comme la reconfiguration, l'asymétrie des lignes, l'inconnu de la composition des charges, le fort déséquilibre dû à un défaut HTB. Ceci est dû à la bonne capacité de généralisation de la technique. Pourtant, le bruit de mesure peut dégrader la performance des algorithmes dans le cas de défauts monophasés et ce bruit doit être pris en compte dans l'apprentissage.
- Dans certains cas, la performance des algorithmes dépendent des données d'apprentissage (des rapports récupérés pendant les simulations) et l'instant de décision des classifieurs SVM. En analysant les résultats des classifications réalisées par plusieurs classifieurs à différents instants de décision, on obtiendra la meilleure combinaison « données d'apprentissage – instant de décision » avec le taux de classification erronée le plus petit. Pourtant, si nous utilisons des réenclencheurs qui doivent réagir dans un temps plus petit que celui optimal, la performance peut alors dégrader.
- En analysant la variation des rapports en fonction de différents paramètres du réseau, on trouve que certains paramètres ont beaucoup d'impacts sur la répartition des rapports dans le plan complexe et alors sur la performance des algorithmes (par exemple, la résistance du défaut en cas de défaut biphasé en présence de MS ou le courant capacitif total du réseau en cas de défaut monophasé, etc.). D'autres ont peu d'impacts sur les algorithmes. Donc, nous devrions savoir la plage de variation des paramètres les plus impactants pour obtenir de meilleures performances.
- Les algorithmes développés dans ce mémoire peuvent être utilisés soit comme une protection principale dans le concept de protection en réseau, soit comme un type de protection de secours pour les protections trouvées dans les postes sources au cas où

les mesures de tension soient en panne. Une méthode de coordination entre les protections en réseau est proposée en utilisant les différentes temporisations.

Notons que dans ce manuscrit, on suppose qu'un défaut est toujours détecté dès son apparition. Autrement dit, l'instant de détection du défaut est égal à celui d'apparition du défaut ($t_{\text{détection}} = t_{\text{apparition}}$). En réalité, il y a toujours un décalage entre ces grandeurs en raison de la méthode de détection utilisée. Par exemple dans le cadre d'une protection « max de I » l'instant de détection correspond au moment où la valeur du courant atteint le seuil. Nous avons donc $t_{\text{détection}} > t_{\text{apparition}}$. Ce décalage peut modifier les rapports calculés (car les phaseurs avant défaut sont calculés sur la fenêtre [$t_{\text{détection}}-20\text{ms}$; $t_{\text{détection}}$]) et impacter la performance des algorithmes directionnels. Les études complémentaires sont à réaliser. Si l'influence du décalage est élevée, il nous faut prendre en compte une bonne méthode pour assurer la qualité de la segmentation, comme celle présentée dans la référence [Cau11].

Les recherches dans ce mémoire peuvent être étendues pour d'autres types de défaut comme les défauts non-permanents (défauts évolutifs, défauts intermittents survenus sur les réseaux à neutre compensé) et pour d'autres valeurs de l'impédance de neutre. D'autres cas de test seront à réaliser : fonctionnement avec la variation de la fréquence, cas de réseaux urbains, cas de GED interfacés par MAS ou MADA,... La sélection correcte du type de défaut sera à étudier. Pour la technique SVM, les hyperparamètres pourraient être mieux choisis pour réduire le nombre de vecteurs de support à enregistrer en gardant une performance suffisante pour les algorithmes. Les méthodes pour trouver des données d'apprentissage optimales sont à trouver (plan d'expérience). D'autres techniques de classification (les réseaux de neurone, etc.) peuvent être comparées avec la SVM. La validation à partir de données mesurées sur site, et l'expérimentation sur les prototypes seront nécessaires pour confirmer les résultats issus des simulations.

Liste des publications

Articles dans des revues avec comité de lecture

T.D. Le, M. Petit, “Directional relays without voltage sensors for distribution networks”, IET Generation, Transmission & Distribution (en cours de révision)

Communications internationales avec actes

- T.D. Le, M. Petit, “Directional relays without voltage sensors for Distribution Grids: Optimal boundaries for fault direction estimation”, IEEE Powertech 2013, Grenoble, France, June 2013
- T.D. Le, M. Petit, “Performance of directional relays without voltage sensors: comparison of the impact of distributed generation”, 22nd CIRED, Stockholm, Sweden, June 2013
- T.D. Le, M. Petit, “Directional relays for distribution networks with distributed generation”, 11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection, Birmingham, UK, 2012. (Best paper award)

Bibliographie

- [ABB12] ABB. (2012) VD4 Medium voltage vacuum circuit-breaker with mechanical operating mechanism. [Online].
[http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/8143fc667a839d86c1257749002cca9c/\\$file/LE_VD4\(EN\)C_1VCP000186-1006.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/8143fc667a839d86c1257749002cca9c/$file/LE_VD4(EN)C_1VCP000186-1006.pdf)
- [ABB09] ABB. (2009) Instrument Transformers, Application Guide
- [Abd07] T. K. Abdel-Galil and et al., "Protection coordination planning with distributed generation," Quallsys Engco. Inc, 2007.
- [And95] P. M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*, Wiley-IEEE Press, 1995.
- [Arr08] "Arrêté du 23-04-2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique," 2008.
- [Baj08] C. Bajracharya, "Control of VSC-HVDC for wind power," Rapport de master, Norwegian University of Science and Technology, 2008.
- [Bar05] M. E. Baran and I. El-Markaby, "Fault Analysis on Distribution Feeders With Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 20, no. 4, pp. 1757-1764, Nov. 2005.
- [Bos92] B. E. Boser, I. M. Guyon, and V. N. Vapnik, "A training algorithm for optimal margin classifiers," in *Proceedings of the 5th Annual ACM Workshop on Computational Learning Theory*, 1992, pp. 144-152.
- [Bou08] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, "Short-circuit calculations in networks with distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 7, pp. 1181-1191, Jul. 2008.
- [Bra02] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2002, pp. 453-458.
- [Bra04] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 56-63, Jan. 2004.
- [Cal09] B. Calmet, "Protection des réseaux de transport et de répartition : présentation - D4800 ," *Technique de l'ingénieur*, 2009.
- [Car91] P. Carrive, "Réseaux de distribution: Structure et planification - D 4210," *Technique de l'ingénieur*, 1991.
- [Cau11] M. Caujolle, "Identification et caractérisation des perturbations affectant les réseaux électriques HTA," *Supélec Thèse de doctorat*, 2011.
- [CEI01] CEI, "CEI 60909," Norme internationale, 2001.
- [Cha10] Y.-W. Chang, C.-J. Hsieh, K.-W. Chang, M. Ringgaard, and C.-J. Lin, "Training and Testing Low-degree Polynomial Data Mappings via Linear SVM," *Journal of Machine Learning Research*, vol. 11, pp. 1471-1490, 2010.
- [Cha91] B. Chattopadhyay, M. S. Sachdev, and T. S. Sidhu, "Adaptive relaying for protecting a distribution system-a feasibility study," in *IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment*, 1991, pp. 20-25.
- [Chi05] I. Chilvers, N. Jenkins, and P. Crossley, "Distance relaying of 11 kV circuits to increase the installed capacity of distributed generation," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol.

- 152, no. 1, pp. 40-46, Jan. 2005.
- [Cho08] S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, C. F. Ten, and P. A. Crossley, "Islanding protection of Distribution Systems with Distributed Generators - A comprehensive survey report," in *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1-8.
- [Cof12] F. Coffele, M. Dolan, C. Booth, G. Ault, and G. Burt, "Coordination of protection and active network management for smart distribution network," in *CIREN Workshop*, Lisbon, 2012, pp. 1-4.
- [Con09] S. Conti, "Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 49-56, 2009.
- [Cor95] C. Cortes and V. Vapnik, "Support-Vector Networks," *Journal Machine Learning*, vol. 20, no. 3, pp. 273-297, 1995.
- [Cos07] E. Coster, J. Myrzik, and W. Kling, "Effect of distributed generation on protection of medium voltage cable grids," in *19th CIREN*, 2007, pp. 1-4.
- [Cos10] E. Coster, J. Myrzik, and W. Kling, *Effect of DG on Distribution Grid Protection, Distributed Generation*, InTech, Ed. 2010.
- [Cos11] E. J. Coster, et al., "Short circuit behavior of distribution grids with a large share of distributed generation units," in *21th CIREN*, Frankfurt, 2011, pp. 1-4.
- [Cri00] N. Cristianini and J. Shawe-Taylor, *An Introduction to Support Vector Machines and Other Kernel-based Learning Methods*. Cambridge University Press, 2000.
- [deM05] B. de Metz-Noblat, F. Dumas, and C. Poulain, "Cahier technique n° 158: Calcul des courants de court-circuit," Schneider Electric Collection technique, 2005.
- [Deu07] J. Deuse and M. Bollen, "Effective impact of DER on distribution system protection," in *Proceeding of 19th IET CIREN*, Vienna, 2007, pp. 1-4.
- [Dju98] M. B. Djurić, Z. M. Radojević, and V. V. Terzija, "Distance Protection and Fault Location Utilizing Only Phase Current Phasors," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 4, pp. 1020-1026, Oct. 1998.
- [EDF01] EDF, "HN 52-S-25: Impédances de compensation pour la mise à la terre du neutre des réseaux HTA aériens et mixtes," 2001.
- [EDF94] EDF, "B.61-21 Plan de protection des réseaux HTA: Principes," 1994.
- [EIK04] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, no. 2, pp. 119-128, Oct. 2004.
- [Ena08] B. Enacheanu, et al., "Radial network reconfiguration using Genetic Algorithm based on the Matroid Theory," *IEEE Transaction on Power System*, vol. 23, no. 1, pp. 186-195, 2008.
- [ERD08] ERDF, *Description physique du réseau public*. 2008.
- [ERD11] ERDF, "Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution," 2011.
- [ERD13] ERDF. (2013) [Online]. http://www.erdfdistribution.fr/fonctionnement_du_reseau
- [For18] C. L. Fortescue, "Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks," in *Transactions of the 34th annual convention of AIEE*, Atlantic City, N.J., 1918, pp. 1027-1140.
- [Fra10] J.-L. Fraisse and J.-P. Horson, "Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution: Aspects techniques - D 4242," *Technique de l'ingénieur*, 2010.
- [Fre10] D. Freeman, "Introduction to Photovoltaic Systems Maximum Power Point Tracking," Texas Instruments Rapport d'application SLVA446-November 2010, 2010.
- [Gei05] M. Geidl, "Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of Art," Power Systems Laboratory - Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2005.

-
- [Ger04] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, 2nd Edition. IEE, 2004.
- [Gev10] V. Gevorgian and E. Muljadi, "Wind Power Plant Short Circuit Current Contribution for Different Fault and Wind Turbine Topologies," in *The 9th annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Québec, Canada, 2010, pp. 1-8.
- [Gir01] A. Girgis and S. Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System," in *Large Engineering Systems Conference On Power Engineering*, 2001, pp. 115-119.
- [Gue07] Y. Guermeur, "SVM Multiclasses, Théorie et Applications," Mémoire d'HDR, 2007.
- [Gui13] GuidEnR photovoltaïque. [Online]. http://www.photovoltaique.guidenr.fr/III_1_caracteristique-courant-tension-module-photovoltaïque.php
- [Had10] N. Hadjsaïd. et. al., *La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée - EGEM Génie Electrique*, Lavoisier, Ed. Paris: Hermes Science, 2010.
- [Had10b] N. Hadjsaïd et. al., *Les réseaux électriques de distribution: de la production décentralisée aux Smart Grids*, Lavoisier, Ed. Hermes Sciences, 2010.
- [Has07] Y. Hase, *Handbook of Power System Engineering*. John Wiley & Sons, 2007.
- [Hsu10] C.-W. Hsu, C.-C. Chang, and C.-J. Lin. A Practical Guide to Support Vector Classification. [Online]. <http://www.csie.ntu.edu.tw/~cjlin/papers/guide/guide.pdf>
- [IEE92] I. S. 421.5-1992, "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," 1992.
- [IEE95] I. Guide, "Test Procedures for Synchronous Machines," ANSI/IEEE Standard 115-1995, 1995.
- [Jan11] A. Janssen, M. v. Riet, J. Bozelie, and J. Au-yeung, "Fault current contribution from state of the art DG's and its limitation," in *IPST*, 2011, pp. 1-9.
- [Jec11] C. Jecu, et al., "MV distribution protection schemes to reduce customers and DGs interruptions," in *IEEE Trondheim Powertech*, 2011, pp. 1-7.
- [Jec13] C. Jecu , et al., "Protection scheme based on non communicating relays deployed on MV distribution grid," in *IEEE PES Grenoble PowerTech*, 2013, pp. 1-6.
- [Joy96] B. Joyeux-Bouillon, J.-C. Turpain, G. Valentin, and R. Fondeur, "Postes à moyenne tension - D 4600," *Technique de l'ingénieur*, 1996.
- [Kar08] P. Karaliolios, A. Ishchenko, E. Coster, J. Myrzik, and W. Kling, "Overview of short-circuit contribution of various Distributed Generators on the distribution network," in *43rd International Universities Power Engineering Conference*, 2008, pp. 1-6.
- [Kel10] J. Keller and B. Kroposki , "Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources," National Renewable Energy Laboratory NREL NREL/TP-550-46698 , 2010.
- [Kun94] P. Kundur, *Power system stability and control*. New York: McGraw Hill, 1994.
- [Kun94a] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Professional, 1994.
- [Las10] R. Lasseter and J. Eto, "Final project report: Value and Technology Assessment to Enhance the Business Case for the CERTS Microgrid," University of Wisconsin-Madison, 2010.
- [LeT12] T. D. Le and M. Petit, "Directional relays for distribution networks with distributed generation," in *11th IET DPSP*, Birmingham, UK, 2012, pp. 1-6.
- [Loo11] S. V. Loon, F. Volberda, J. Morren, and F. Provoost, "Optimal contribution of distributed generation in medium voltage grids during a fault, now and in the future," in *21th CIRED*, Frankfurt, 2011, pp. 1-4.
-

- [Mah09] J. Mahseredjian, V. Dinavahi, and J. A. Martinez, "Simulation tools for electromagnetic transients in power systems: overview and challenges," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24, no. 3, p. 1657–1669, 2009.
- [Mar12] D. Martin, S. Pankaj, A. Sinclair, and D. Finney, "Distance Protection in Distribution Systems: How it assists with integrating Distributed Resources," in *Proceeding of the 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Texas, USA, 2012, pp. 1-12.
- [Mat13] MathWorks. (2013) MathWorks Helps. [Online].
<http://www.mathworks.fr/fr/help/physmod/powersys/ref/synchronoumachine.html>
- [Mat13a] MathWorks. [Online].
<http://www.mathworks.fr/fr/help/physmod/powersys/ref/threephaseprogrammablevoltagesource.html>
- [Mat13b] (2013) MathWorks. [Online]. <http://www.mathworks.fr/fr/help/stats/support-vector-machines-svm.html>
- [Mat13c] (2013) MathWorks. [Online].
<http://www.mathworks.fr/fr/help/physmod/sps/powersys/ref/excitationsystem.html>
- [Met05] B. d. Metz-Noblat, "Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques - ct018," Schneider Electric Cahier Technique, 2005.
- [Meu09] M. Meunier, *Calcul des courants de défaut*. Supélec, 2009.
- [Mor08] J. Morren and S. W. H. d. Haan, "Impact of Distributed generation units with power electronic converters on distribution network protection," in *9th IET DPSP*, Glasgow, Royaume Uni, 2008, pp. 1-6.
- [Mul99] E. Muljadi, D. Yildirim, T. Batan, and C. P. Butterfield, "Understanding the unbalanced-voltage problem in wind turbine generation," in *Proc. Conf. Industry Applications, the 34th IEEE IAS Annual Meeting*, Phoenix, AZ, 1999, pp. 1359-1365.
- [NFE95] N. E. 50160, "Voltage Characteristics in Public Distribution Systems," 1995.
- [Odd11] M. Oddi, "Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension: Mise en œuvre - D 4812," *Technique de l'ingénieur*, 2011.
- [Odd11a] M. Oddi, *Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension: Principes*, 'éth ed. 2011.
- [Pen06] D. Penkov, "Localisation des défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de GED," INP Grenoble Thèse de doctorat, 2006.
- [Per08] N. Perera, A. D. Rajapakse, and T. E. Buchholzer, "Isolation of Faults in Distribution Networks With Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 2347-2355, Oct. 2008.
- [Ple10] C. A. Plet, M. Graovac, T. C. Green, and R. Iravani, "Fault response of Grid-Connected Inverter Dominated Networks," in *IEEE Conference PES General Meeting*, 2010.
- [Ple11] C. A. Plet, M. Brucoli, J. D. F. McDonald, and T. C. Green, "Fault Models of Inverter-Interfaced Distributed Generators: Experimental Verification and Application to Fault Analysis," in *IEEE PES General Meeting*, 2011, pp. 1-10.
- [Roc88] G. D. Rockefeller, C. L. Wagner, J. R. Linders, K. L. Hicks, and D. T. Rizy, "Adaptive transmission relaying concepts for improved performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 4, pp. 1446-1458, Oct. 1988.
- [Sch10] N. Schaefer, T. Degner, A. Shustov, T. Keil, and J. Jaeger, "Adaptive protection system for distribution networks with distributed energy resources," in *IET 10th DPSP*, Manchester, 2010, pp. 1-5.
- [Sil07] J. A. Silva, H. B. Funmilayo, and K. L. Butler-Purry, "Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 Node Radial Test Feeder with Overcurrent Protection," in *North American Power Symposium*, 2007, pp. 49-57.

- [Smi10] C. M. Smith, "Adaptive Protection for Smart Grids," Rapport de master, Dept. of Electrical and Computer Engineering, University of Auckland, New Zealand, 2010.
- [Uki10] A. Ukil, B. Deck, and V. H. Shah, "Smart Distribution Protection Using Current-Only Directional Overcurrent Relay," in *IEEE PES ISGT Europe*, 2010, pp. 1-7.
- [Uki12] A. Ukil, B. Deck, and V. H. Shah, "Current-Only Directional Overcurrent Protection for Distribution Automation: Challenges and Solutions," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1687-1694, Dec. 2012.
- [Uki13] A. Ukil and A. R. Kamala, "Current Only Directional Overcurrent Protection for Distribution Automation Using Neural Network," in *IEEE PES Grenoble PowerTech*, 2013, pp. 1-6.
- [Wal08] R. A. (. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, Jul. 2008.
- [Wu07] X. W. e. al., "Top 10 algorithms in data mining," *Journal Knowledge and Information Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 1-37, 2007.

Annexes

A. Liste des figures

Figure 1-1 : Hiérarchisation des réseaux électriques en France [Car91]	9
Figure 1-2 : Structure arborescente d'un départ HTA rural [Car91].....	11
Figure 1-3 : Structures en coupure d'artère [Car91]	12
Figure 1-4 : Structure en double dérivation [Car91]	13
Figure 1-5 : Réseau radial et niveaux de protection [Odd11]	16
Figure 1-6 : Cycles de ré-enclenchement [Odd11a].....	18
Figure 1-7 : Différents régimes de neutre MT utilisés dans le monde [Car91]	20
Figure 1-8 : Profil de tension d'un départ HTA en fonction de la consommation et de l'état du producteur [Fra10].....	26
Figure 1-9 : Creux de tension HTA aux points de raccordement des GED [Arr08].....	29
Figure 2-1 : Une MADA avec la protection « crowbar ».....	35
Figure 2-2: Exemple d'un GIC : une MS à aimants permanents connectée au réseau par un système de convertisseurs	36
Figure 2-3 : Modèle équivalent de la MS en régime de défaut	37
Figure 2-4 : Modèle équivalent de la MAS à cage en régime de défaut	38
Figure 2-5 : Résultat de test d'un système de GIC de 1 kW [Kel10].....	40
Figure 2-6 : Exemple de calcul du changement de la puissance de court-circuit sans et avec le raccordement de GED	42
Figure 2-7 : La variation de puissance de court-circuit au point B en fonction de la distance poste-défaut pour le réseau de la figure 2-6	43
Figure 2-8 : Déclenchement intempestif de la protection	44
Figure 2-9 : Aveuglement de la protection.....	45
Figure 2-10 : Un concept de la protection adaptative [Sch10].....	51
Figure 2-11 : Méthode d'estimation de la direction de défaut sans mesure de tension [Uki10]	54
Figure 2-12 : Nouveau plan de protection du réseau de distribution [Bra04].....	55
Figure 3-1 : Modèle de 6 ^{ème} ordre de la machine synchrone.....	58
Figure 3-2 : Système d'excitation de MS [Mat13c].....	60
Figure 3-3 : Modèle du système de PV	61
Figure 3-4 : Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque [Gui13].....	61
Figure 3-5 : Modèle équivalent d'une cellule de PV	62
Figure 3-6 : Modèle simplifié pour la source DC	64
Figure 3-7 : Système de commande du convertisseur DC-AC	65
Figure 3-8 : Boucle de commande intérieure	67
Figure 3-9 : Schéma de la commande des courants i_d , i_q	69
Figure 3-10 : Boucles de commande externes	70
Figure 4-1 : Réseau mixte avec protection en réseau.....	73
Figure 5-1 : Les composantes symétriques	80
Figure 5-2 : Modèles équivalents des schémas direct, inverse et homopolaire du réseau	82

Figure 5-3 : Réseau radial simplifié	84
Figure 5-4 : Schéma direct du réseau radial	85
Figure 5-5 : Schéma inverse du réseau radial	86
Figure 5-6 : Schéma homopolaire équivalent du réseau radial	87
Figure 5-7 : Schéma direct du réseau radial	89
Figure 5-8 : Schéma inverse du réseau radial	90
Figure 5-9 : Schéma homopolaire équivalent du réseau radial	91
Figure 5-10 : Illustration des zones des défauts monophasés amont et aval – Calcul analytique	95
Figure 5-11 : Classifieur SVM à marge dure pour les données linéairement séparables.....	97
Figure 5-12 : Classifieur SVM à marge souple pour les données non linéairement séparables	100
Figure 5-13 : Classifieur SVM non-linéaire pour les données non linéairement séparables .	101
Figure 5-14 : Procédure de recherche des hyperparamètres optimaux	104
Figure 5-15 : Procédure de la construction des classifieurs SVM	106
Figure 5-16 : Fonctionnement du relais directionnel	107
Figure 5-17 : Procédure de test des classifieurs SVM	109
Figure 6-1 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – défaut biphasé B-C, cas de MS	113
Figure 6-2 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – défaut biphasé B-C, cas de GIC	116
Figure 6-3 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS.....	118
Figure 6-4 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS.....	121
Figure 6-5 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC.....	122
Figure 6-6 : Illustration des frontières optimales SVM avec leurs données d'apprentissage – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS.....	124
Figure 6-7 : Illustration des frontières de 10 ^{ième} période pour R1 et de 5 ^{ième} période pour R2 – défaut monophasé A-G, neutre résistif.....	126
Figure 6-8 : Réseau d'étude suite à la reconfiguration.....	128
Figure 6-9 : Modèle en Pi couplé.....	129
Figure C-1 : Courant de court-circuit éloigné de tout alternateur avec composante alternative constante.....	155
Figure C-2 : Courant de court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante	155
Figure C-3 : Un exemple d'illustration pour la méthode de source de tension équivalente [Bou08].....	156
Figure C-4 : Les différents types de court-circuit	160
Figure C-5 : Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b [deM05].....	161
Figure C-6 : Facteur λ_{\max} et λ_{\min} pour le calcul du courant de court-circuit permanent I_k [deM05].....	161

Figure D-1 : Variation des zones des défauts biphasés isolés amont et aval en fonction du déphasage du modèle de MS – Calcul analytique.....	167
Figure D-2 : Illustration des zones des défauts biphasés isolés amont et aval dans le cas de GIC – Calcul analytique.....	168
Figure E-1 : Variation des rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ vus par la protection R1 en fonction du temps – défaut biphasé B-C, cas de MS.....	169
Figure E-2 : Comparaison de la performance des classifieurs de différentes périodes – défaut biphasé B-C, cas de MS.....	171
Figure E-3 : Variation des rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ vus par la protection R1 en fonction du temps – défaut biphasé B-C, cas de GIC.....	173
Figure E-4 : Variation des rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ vus par la protection R1 en fonction du temps – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS.....	174
Figure E-5 : Comparaison de la performance des classifieurs de différentes périodes– défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS.....	175
Figure E-6 : Variation du rapport $\Delta I_i/\Delta I_0$ vu par la protection R1 pour un défaut A-G – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS.....	176
Figure F-1 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS.....	178
Figure F-2 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS.....	179
Figure F-3 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS.....	180
Figure F-4 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS.....	181
Figure F-5 : Impact de la longueur des tronçons sur la répartition des zones– défaut biphasé B-C, cas de MS.....	182
Figure F-6 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC.....	183
Figure F-7 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC.....	184
Figure F-8 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC.....	185
Figure F-9 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC.....	186
Figure F-10 : Impact de la longueur des tronçons sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC.....	187
Figure F-11 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS.....	188
Figure F-12 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS.....	189
Figure F-13 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS.....	190

Figure F-14 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS	191
Figure F-15 : Impact de la longueur des tronçons sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS	192
Figure F-16 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé avec neutre compensé A-G, cas de MS	193
Figure F-17 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS	194
Figure F-18 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS	195
Figure F-19 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS	196
Figure F-20 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS	197
Figure F-21 : Impact du facteur de compensation k_{comp} sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS	198
Figure F-22 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC	199
Figure F-23 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC	200
Figure F-24 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC	201
Figure F-25 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC	202
Figure F-26 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé avec neutre compensé, cas de GIC	203
Figure F-27 : Impact du facteur de compensation k_{comp} sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC	204
Figure F-28 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS	205
Figure F-29 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS	206
Figure F-30 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS	207
Figure F-31 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS ..	208
Figure F-32 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS ..	209
Figure F-33 : Impact du facteur de compensation k_{comp} sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS	210
Figure F-34 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS	211

Figure F-35 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS.....	212
Figure F-36 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS.....	213
Figure F-37 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS.....	214
Figure F-38 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS.....	215
Figure F-39 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC.....	216
Figure F-40 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC.....	217
Figure F-41 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC.....	218
Figure F-42 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC.....	219
Figure F-43 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC.....	220
Figure F-44 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS	221
Figure F-45 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS	222
Figure F-46 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS.....	223
Figure F-47 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS.....	224
Figure F-48 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS.....	225

B. Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Caractéristiques des signaux de tension HTA [Had10]	14
Tableau 1.2 : Statistiques de défauts sur le réseau aérien français en 2007 [Cal09].....	15
Tableau 1.3 : Contraintes sur les pertes au niveau du producteur en fonction de la fréquence	28
Tableau 1.4 : Limites d’harmoniques des courants injectés par les producteurs	29
Tableau 4.1 : Caractéristiques de la ligne aérien $\phi = 54 \text{ mm}^2$ (L54).....	75
Tableau 4.2 : Caractéristiques du câble souterraine $\phi = 240 \text{ mm}^2$ (C240).....	75
Tableau 4.3 : Cas étudiés des puissances des GED.....	76
Tableau 4.4 : Variation des paramètres du réseau dans les simulations de test	77
Tableau 4.5 : Temporisation des protections dans le réseau d’étude	78
Tableau 5.1 : Solutions du calcul des courants de défaut.....	83
Tableau 5.2 : Variation des paramètres dans la représentation analytique – défaut monophasé	95
Tableau 6.1 : Analyse de l’algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$ (défaut biphasé).....	119
Tableau 6.2 : Analyse de l’algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$ dans le cas du neutre compensé (défaut monophasé)	125
Tableau 6.3 : Analyse de l’algorithme $\Delta I_i/\Delta I_0$ dans le cas du neutre résistif (défaut monophasé)	125
Tableau 6.4 : Les puissances nominales des GED dans le réseau reconfiguré	128
Tableau 6.5 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 ($10^{\text{ième}}$ période, $t_{\text{dec}} = 200\text{ms}$) et de la protection R2 ($5^{\text{ième}}$ période, $t_{\text{dec}} = 100\text{ms}$) – l’algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$	129
Tableau 6.6 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 ($10^{\text{ième}}$ période, $t_{\text{dec}} = 200\text{ms}$) pour des différents taux de MAS – Cas de MS	130
Tableau 6.7 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 ($10^{\text{ième}}$ période, $t_{\text{dec}} = 200\text{ms}$) pour des différents niveaux de déséquilibre – Cas de MS.....	131
Tableau 6.8 : Limites des erreurs des transformateurs de courant TPX [ABB09].....	131
Tableau 6.9 : Taux de classification erronée des classifieurs de la protection R1 ($10^{\text{ième}}$ période, $t_{\text{dec}} = 200\text{ms}$) sans et avec bruit de mesure – Cas de MS.....	132
Tableau 0.1 : Le calcul du courant de court-circuit initial I''_k dans la norme CEI-60909 [deM05].....	159
Tableau 0.2 : Ecart minimal en argument des rapports aval et amont en fonction de ϕ	166
Tableau 0.3 : Variation des paramètres dans la représentation analytique – défaut biphasé isolé	166

C. Calcul du courant de court-circuit selon la norme CEI – 60909

Définition des courants de court-circuit dans la norme CEI – 60909

Courant de court-circuit présumé : courant qui circulerait si le court-circuit était remplacé par une connexion idéale d'impédance négligeable sans modification de l'alimentation.

Courant de court-circuit symétrique : valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumé, l'éventuelle composante apériodique du courant étant négligée.

Courant de court-circuit symétrique initial I''_k : valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumé à l'instant d'apparition du court-circuit, si l'impédance conserve sa valeur initiale.

Puissance de court-circuit symétrique initiale S''_k : valeur fictive définie comme le produit du courant I''_k et la tension nominale du réseau U_n et le facteur $\sqrt{3}$:

$$S''_k = \sqrt{3}U_n I''_k$$

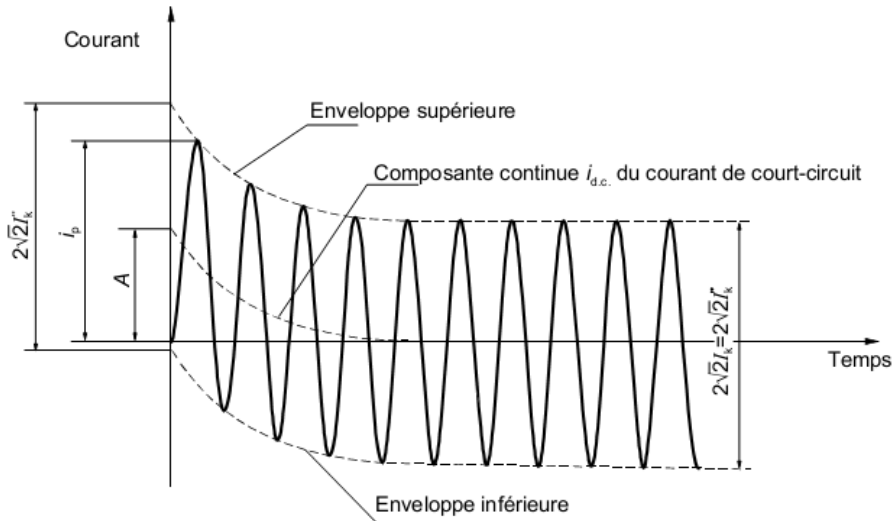
Composante décroissante i_{dc} du courant de court-circuit : valeur moyenne des enveloppes inférieure et supérieure d'un courant de court-circuit décroissant de sa valeur initiale vers zéro.

Valeur de crête i_p du courant de court-circuit : valeur instantanée maximale possible du courant de court-circuit présumé.

Courant de court-circuit symétrique coupé I_b : valeur efficace d'un cycle complet de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé à l'instant de la séparation d'ouverture des contacts du premier pôle de l'appareil de manœuvre.

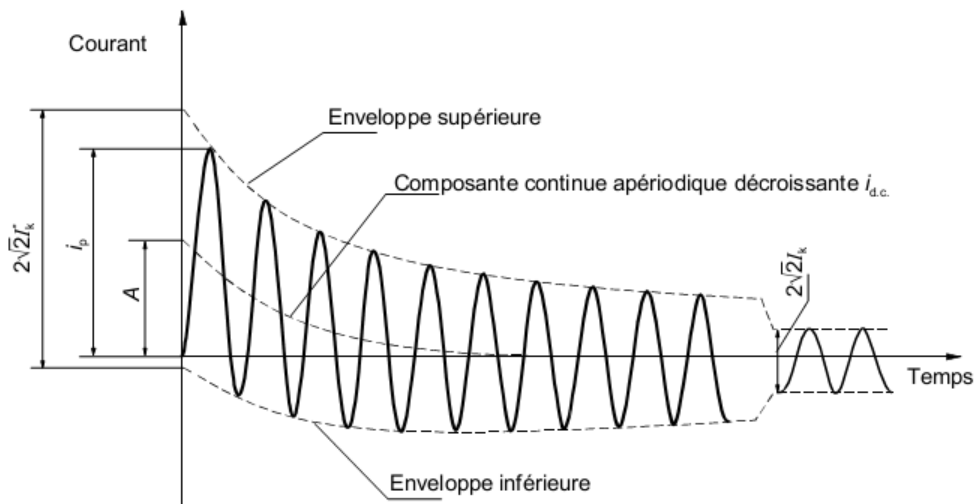
Courant de court-circuit permanent I_k : valeur efficace du courant de court-circuit se maintenant, après extinction des phénomènes transitoires.

La forme des courants de défaut en cas d'un court-circuit éloigné de tout alternateur et en cas de celui-ci proche à un alternateur est montrée sur les figures



- I_k' = courant de court-circuit symétrique initial
 i_p = valeur de crête du courant de court-circuit
 I_k = courant de court-circuit permanent
 $i_{d.c.}$ = composante continue du courant de court-circuit
 A = valeur initiale de la composante continue $i_{d.c.}$

Figure C-1 : Courant de court-circuit éloigné de tout alternateur avec composante alternative constante



- I_k'' = courant de court-circuit symétrique initial
 i_p = valeur de crête du courant de court-circuit
 I_k = courant de court-circuit permanent
 $i_{d.c.}$ = composante continue (apériodique) décroissante du courant de court-circuit
 A = valeur initiale de la composante aperiodique $i_{d.c.}$

Figure C-2 : Courant de court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante

Hypothèses de calcul du courant de défaut:

- Le type de défaut est conservé pendant toute la durée de ceci.
- Il n'y a pas de modification sur le réseau concerné pendant le défaut.
- Les résistances d'arc ne sont pas prises en compte, ainsi que les capacités de ligne, admittances en dérivation et charges non tournantes, sauf celles du réseau homopolaire.
- L'impédance des transformateurs est rapportée au changeur de prise en position principale.
- Les calculs présentés dans cette présente thèse ne sont que pour des réseaux radiaux car ils sont l'objet de notre étude.

Méthode de calcul : source de tension équivalente au point de court-circuit. C'est-à-dire que l'on va introduire une source de tension équivalente au point de court-circuit, toutes les alimentations du réseau, les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances internes (Figure C-3).

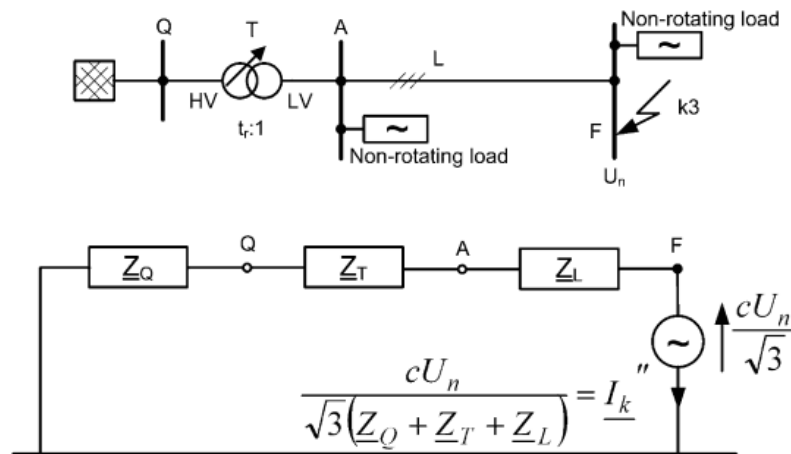


Figure C-3 : Un exemple d'illustration pour la méthode de source de tension équivalente [Bou08]

Le facteur de tension c est choisi à partir d'une norme nationale. En absence de cette dernière, on peut choisir, pour des calculs en réseau HTA, $c_{\max} = 1,1$ ou $c_{\min} = 1$ si le calcul est pour des courants de défaut maximaux ou minimaux respectivement.

Impédances de court-circuit des matériels du réseau :

- Impédance équivalente du réseau amont $Z_Q = R_Q + jX_Q$ est déterminée par le courant de court-circuit disponible I''_{kQ} au point Q où se connecte le réseau amont :

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} \quad (0.1)$$

La norme CEI suggère que $R_Q=0$ pour les réseaux avec la tension nominale $U_n>35$ kV et $R_Q/X_Q=0,1$ pour les autres cas.

- Impédance de court-circuit du transformateur du poste-source $Z_T=R_T+jX_T$ avec :

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (0.2)$$

$$R_T = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad (0.3)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (0.4)$$

D'où : u_{kr} est la tension de court-circuit du transformateur (en %)

u_{Rr} : la composante résistive assignée de la tension de court-circuit (en %)

P_{krT} : les pertes totales des enroulements du transformateur pour le courant assigné

- Impédance des lignes aériennes ou câbles $Z_L=R_L+jX_L$ est calculée à partir des données relatives aux conducteurs (e.g. sections, distances entre axes des conducteurs)
- Alternateurs synchrones : $Z_G= R_G+jX''_d$ avec X''_d est la réactance sub-transitoire. Cette réactance donne le comportement de la machine entre 0 et 100 ms.
- Groupes de production : $Z_S=t_r^2 Z_G+Z_{THV}$ avec t_r est le taux de transformation assigné pour chaque transformateur.
- Moteurs asynchrones : $Z_M= R_M+jX_M$

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad (0.5)$$

D'où : I_{LR}/I_{rM} est le rapport du courant de rotor bloqué sur le courant assigné moteur.

U_{rM} , I_{rM} et S_{rM} : la tension, le courant assigné est la puissance apparente assignée du moteur respectivement.

- Convertisseurs statiques : pour les défauts triphasés, les moteurs à convertisseur statique réversibles sont traités, pour le calcul des courants I''_k et i_p , comme des moteurs asynchrones. Tous autres types de convertisseur statique sont négligés dans la norme.
- Les charges non tournantes et les capacités peuvent être négligées dans le calcul de courant de court-circuit, à l'exception de celles du réseau homopolaire.

Les facteurs de correction d'impédance :

La norme CEI 60909 introduit des facteurs pour corriger des conséquences dues aux simplifications lors du calcul de courant de court-circuit :

- Pour transformateur : $Z_{TK} = K_T Z_T$

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_T} \quad (0.6)$$

Où x_T est la réactance relative du transformateur :

$$x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rT}^2} \quad (0.7)$$

- Pour des alternateurs: $Z_{GK} = K_G Z_G$

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_T'' \sin \varphi_{rG}} \quad (0.8)$$

- Pour des groupes de production avec changeur de de prise en charge:
 $Z_S = K_S (t^2 Z_G + Z_{THV})$

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \varphi_{rG}} \quad (0.9)$$

- Pour des groupes de production sans changeur de de prise en charge:
 $Z_{SO} = K_{SO} (t^2 Z_G + Z_{THV})$

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (0.10)$$

Où p_G est la surtension permmissible de l'alternateur

Calculs des courants de court-circuit :

- Courant de court-circuit initial I''_k

Tableau 0.1 : Le calcul du courant de court-circuit initial I''_k dans la norme CEI-60909 [deM05]

Type de défaut	Cas général	Défaut éloigné des machines tournantes
Triphasé	$I''_{k3} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_d }$ <p>Pour ce type de défaut, Z_d est généralement remplacée par l'impédance de court-circuit au point de défaut Z_k:</p> $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ <p>avec R_k, X_k : la résistance et réactance équivalente d'une phase</p>	
Biphasé isolé	$I''_{k2} = \frac{cU_n}{ Z_d + Z_i }$	$I''_{k2} = \frac{cU_n}{2 Z_d }$
Biphasé terre (B-C-T)	$I''_{k2tt} = \frac{cU_n\sqrt{3} Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_d }$ $I''_{k2tB} = \frac{cU_n Z_0 - aZ_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_d }$ $I''_{k2tC} = \frac{cU_n Z_0 - a^2Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_d }$	$I''_{k2tt} = \frac{cU_n\sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_0 }$ $I''_{k2tB} = \frac{cU_n \left \frac{Z_0}{Z_d} - a \right }{ Z_d + 2Z_0 }$ $I''_{k2tC} = \frac{cU_n \left \frac{Z_0}{Z_d} - a^2 \right }{ Z_d + 2Z_0 }$
Monophasé	$I''_{k1} = \frac{cU_n\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$I''_{k1} = \frac{cU_n\sqrt{3}}{ 2Z_d + Z_0 }$

Dans ce tableau :

U_n : tension efficace composée du réseau triphasé

I''_k est calculé en module

Z_d, Z_i, Z_0 : l'impédance directe, inverse et homopolaire du réseau respectivement (section 5.1)

Notons que la norme CEI fait appel à la méthode des composantes symétriques pour calculer les courants des défauts asymétriques. La méthode est présentée de manière concise dans la section 5.1. Les détails dont le calcul de l'impédance des éléments du réseau (lignes, câbles, transformateurs,...) dans le système direct, inverse et homopolaire peut être trouvés dans la littérature [And95].

- Courant de court-circuit de crête I_p :

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} I''_k \quad (0.11)$$

Où I''_k : courant de court-circuit initial

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3\frac{R}{X}}, \text{ facteur fonction des rapports } R/X$$

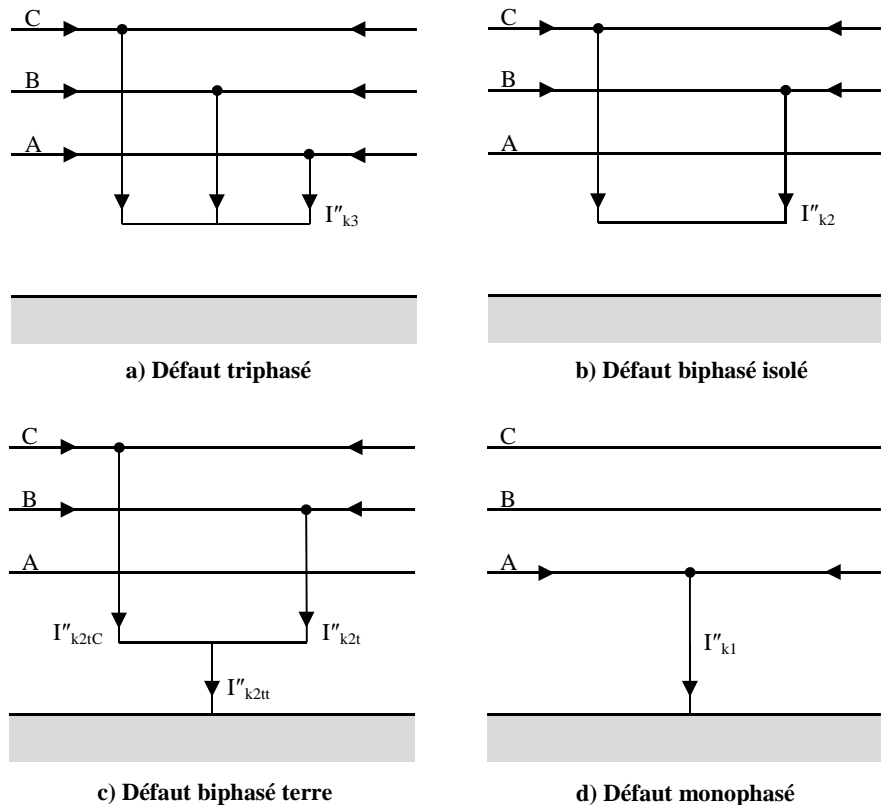


Figure C-4 : Les différents types de court-circuit

- Courant de court-circuit coupé I_b :

$$I_b = \mu \cdot I''_k \quad (0.12)$$

Avec μ est le facteur fonction du temps mort minimal t_{\min} et du rapport I''_k/I_r qui traduit l'impact des réactances subtransitoire et transitoire, I_r est le courant assigné de l'alternateur.

- Courant de court-circuit permanent I_k :
 - Courant de court-circuit permanent maximal (sous la plus forte excitation de l'alternateur) : $I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot I_r$
 - Courant de court-circuit permanent minimal (excitation constante à vide de l'alternateur) : $I_{k\min} = \lambda_{\min} \cdot I_r$

Avec λ est le facteur dépendant de la réactance synchrone saturée $X_{d\text{ sat}}$

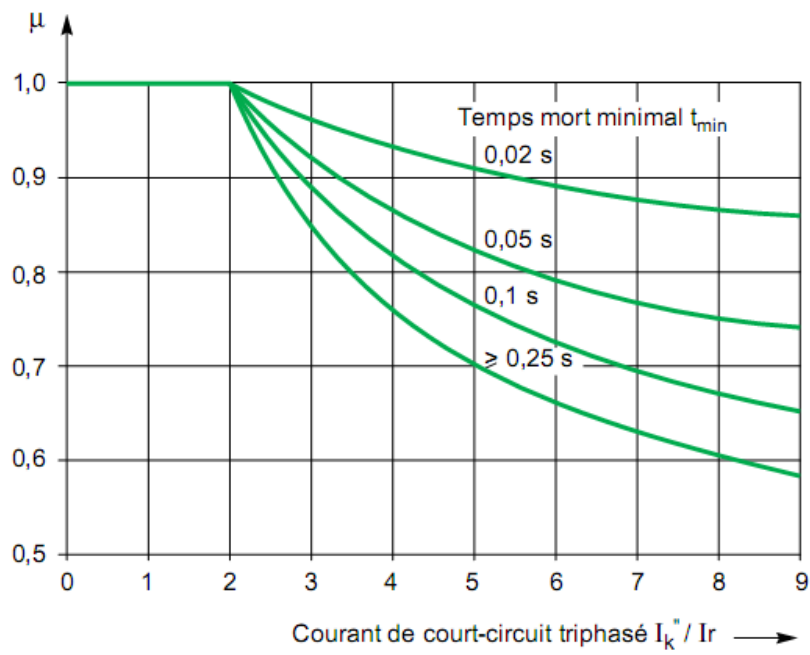


Figure C-5 : Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b [deM05]

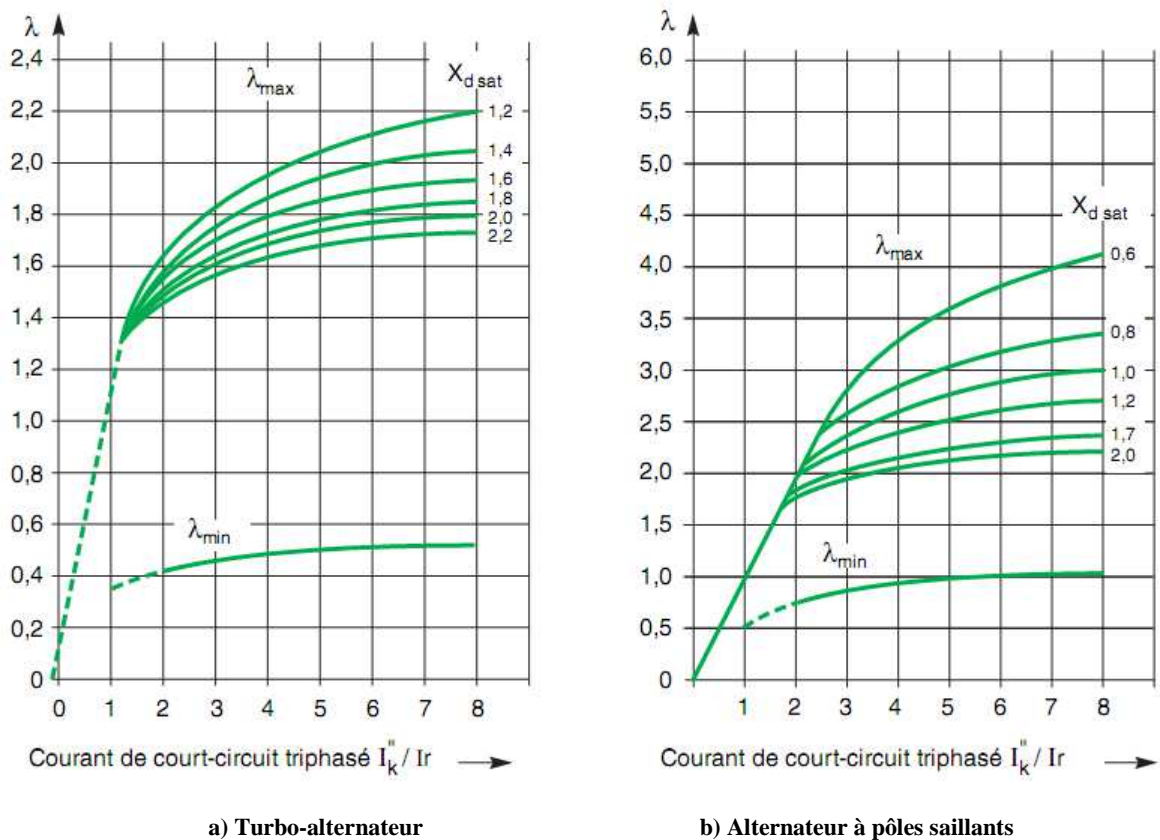


Figure C-6 : Facteur λ_{max} et λ_{min} pour le calcul du courant de court-circuit permanent I_k [deM05]

D. Calculs analytiques du rapport I_i/I_d dans le cas de défauts biphasés isolés

Dans cette annexe, les calculs analytiques du rapport I_i/I_d dans le cas de défaut biphasés isolés sont présentés avec le réseau d'étude du paragraphe 5.1.3.

- Pour le défaut F1 en aval de R1, à partir de (5.11), (5.12) et (5.13) :

$$k_{F1} = \left(\frac{I_{iR1}}{I_{dR1}} \right)_{F1} = \frac{I_{iF1}}{I_{dF1}} \cdot \frac{Z_{ieqF1}}{Z_{\Delta F1} + Z_{deqF1}} = - \frac{Z_{ieqF1}}{Z_{\Delta F1} + Z_{deqF1}} \quad (0.13)$$

Avec

$$Z_{\Delta F1} = \left(\frac{E_s}{E_{deqF1}} - 1 \right) (Z_{deqF1} + Z_{ieqF1} + 2Z_{dp1b} + R_{défF1}) \quad (0.14)$$

- Pour le défaut F2 en amont de R1, à partir de (5.21), (5.22) et (5.23) :

$$\begin{aligned} k_{F2} &= \left(\frac{I_{iR1}}{I_{dR1}} \right)_{F2} = \frac{I_{iF2}}{I_{dF2}} \cdot \frac{Z_{ieqF2}}{Z_{\Delta F2} + Z_{deqF2}} \cdot \frac{Z_{dGED} + Z_{dp1a}}{Z_{iGED} + Z_{dp1a}} \\ &= - \frac{Z_{ieqF2}}{Z_{\Delta F2} + Z_{deqF2}} \cdot \frac{Z_{dGED} + Z_{dp1a}}{Z_{iGED} + Z_{dp1a}} \end{aligned} \quad (0.15)$$

Avec

$$Z_{\Delta F2} = \left(\frac{E_{GED}}{E_{deqF2}} - 1 \right) (Z_{deqF2} + Z_{ieqF2} + 2Z_{dp2a} + R_{défF2}) \quad (0.16)$$

Dans cette étude, on considère deux types de GED : MS et GIC.

Si c'est une MS, la tension interne E_{GED} peut être supposée égale en module et en phase à celle en tête de départ [**Had10b**], ce qui est variée en dépendant du fonctionnement du réseau.

Pour simplifier, on suppose dans ce chapitre que E_{GED} est égale en module à E_s ($|E_{GED}| \approx |E_s| = 1$ p.u) avec un petit déphasage de φ radian ($\cos(\varphi) \approx 1$ et $\sin(\varphi) \approx \varphi$) :

$$E_{GED} = E_s \cdot e^{j\varphi} = E_s \cdot (\cos \varphi + j \sin \varphi) \approx E_s \cdot (1 + j\varphi) \quad (0.17)$$

On suppose également que les GED ne se raccordent pas trop loin du poste source. Alors, Z_{dp1a} peut être négligée devant Z_{dGED} et Z_s dans ce cas. De plus, les impédances de la source amont et de la MS + le transformateur de couplage peuvent être remplacées par leur réactance.

Alors, à partir de (5.6) :

$$\begin{aligned} E_{deqF1} &= \frac{E_s \cdot Z_{dGED} + E_{GED} \cdot (Z_s + Z_{dp1a})}{Z_{dGED} + Z_s + Z_{dp1a}} \\ &\approx \frac{E_s \cdot jX_{dGED} + E_s \cdot (1 + j\varphi) \cdot jX_s}{jX_{dGED} + jX_s} \\ &\approx E_s \cdot \left(1 + j \frac{\varphi X_s}{X_{dGED} + X_s}\right) \approx E_s \end{aligned} \quad (0.18)$$

Car $\varphi \ll 1$ et $\frac{X_s}{X_{dGED} + X_s} < 1$ en générale.

De même, à partir de (5.7), (5.8), (5.16), (5.17) et (5.18), on a aussi :

$$E_{deqF2} \approx E_s \cdot \left(1 + j \frac{\varphi X_s}{X_{dGED} + X_s}\right) \approx E_s \quad (0.19)$$

$$Z_{deqF1} \approx Z_{deqF2} \approx \frac{jX_{dGED} \cdot jX_s}{jX_{dGED} + jX_s} = j \frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s} \quad (0.20)$$

$$Z_{ieqF1} \approx Z_{ieqF2} \approx \frac{jX_{iGED} \cdot jX_s}{jX_{iGED} + jX_s} = j \frac{X_{iGED} \cdot X_s}{X_{iGED} + X_s} \quad (0.21)$$

(Dans ces formules : $X_{dGED} = X_{dMS} + X_{transfo}$ et $X_{iGED} = X_{iMS} + X_{transfo}$)

Par conséquent, selon **(0.14)** et **(0.16)** :

$$\begin{aligned} Z_{\Delta F1} &= \left(\frac{E_s}{E_{deqF1}} - 1 \right) (Z_{deqF1} + Z_{ieqF1} + 2Z_{dp1b} + R_{défF1}) \\ &\approx \left(\frac{E_s}{E_s} - 1 \right) (Z_{deqF1} + Z_{ieqF1} + 2Z_{dp1b} + R_{défF1}) = 0 \end{aligned} \quad (0.22)$$

$$\begin{aligned} Z_{\Delta F2} &= \left(\frac{E_{GED}}{E_{deqF2}} - 1 \right) (Z_{deqF2} + Z_{ieqF2} + 2Z_{dp2a} + R_{défF2}) \\ &\approx \left(\frac{E_s \cdot (1 + j\varphi)}{E_s} - 1 \right) \left(j \frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s} + j \frac{X_{iGED} \cdot X_s}{X_{iGED} + X_s} \right. \\ &\quad \left. + 2(R_{dp2a} + jX_{dp2a}) + R_{défF2} \right) = j\varphi \cdot (R_{\delta F2} + jX_{\delta F2}) \\ &= j\varphi R_{\delta F2} - \varphi X_{\delta F2} \end{aligned} \quad (0.23)$$

Avec

$$R_{\delta F2} = 2R_{dp2a} + R_{défF2} \quad (0.24)$$

$$X_{\delta F2} = \frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s} + \frac{X_{iGED} \cdot X_s}{X_{iGED} + X_s} + 2X_{dp2a} \quad (0.25)$$

A partir de **(0.13)**, **(0.20)**, **(0.21)** et **(0.22)**, on déduit :

$$k_{F1} = \left(\frac{I_{iR1}}{I_{dR1}} \right)_{F1} \approx - \frac{Z_{ieqF1}}{Z_{deqF1}} \approx - \frac{\frac{X_{iGED} \cdot X_s}{X_{iGED} + X_s}}{\frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s}} = - \frac{X_{iGED}}{X_{dGED}} \cdot \frac{X_{dGED} + X_s}{X_{iGED} + X_s} \quad (0.26)$$

Alors :

$$\arg(k_{F1}) = \pi \quad (0.27)$$

De même, à partir de **(0.15)**, **(0.20)**, **(0.21)** et **(0.23)** :

$$\begin{aligned}
k_{F2} &= \left(\frac{I_{iR1}}{I_{dR1}} \right)_{F2} = - \frac{Z_{ieqF2}}{Z_{\Delta F2} + Z_{deqF2}} \cdot \frac{Z_{dGED}}{Z_{iGED}} \\
&= - \frac{j \frac{X_{iGED} \cdot X_s}{X_{iGED} + X_s}}{j\varphi R_{\delta F2} - \varphi X_{\delta F2} + j \frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s}} \cdot \frac{j X_{dGED}}{j X_{iGED}} \\
&= - \frac{\frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{iGED} + X_s}}{\varphi R_{\delta F2} + \frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s} + j\varphi X_{\delta F2}}
\end{aligned} \tag{0.28}$$

Alors :

$$arg(k_{F2}) = \pi - arg\left(\varphi R_{\delta F2} + \frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s} + j\varphi X_{\delta F2}\right) \tag{0.29}$$

On a finalement :

$$\begin{aligned}
\Delta arg &= abs(arg(k_{F1}) - arg(k_{F2})) \\
&= abs\left(arg\left(\varphi R_{\delta F2} + \frac{X_{dGED} \cdot X_s}{X_{dGED} + X_s} + j\varphi X_{\delta F2}\right)\right)
\end{aligned} \tag{0.30}$$

La valeur de Δarg dépend de L_{dp2a} , $R_{d\delta F2}$, les réactances X_s , X_{dGED} , X_{iGED} et aussi le déphasage φ .

Pour un réseau amont avec $S_{cc} = 500$ MVA et le transformateur du poste source $S_n = 20$ MVA ($U_{cc} = 15\%$), on a au niveau HTA (20 kV) :

$$X_s = \frac{(20 \cdot 10^3)^2}{500 \cdot 10^6} + 0.15 \cdot \frac{(20 \cdot 10^3)^2}{20 \cdot 10^6} = 3,8 \Omega$$

Si on varie les autres paramètres comme suivants :

- L_{dp2a} de 0 à 20 km (l'impédance linéique de câble est $Z_{linéique} = 0,125 + j \cdot 0,11 \Omega$)
- $R_{d\delta F2}$ de 0 à 10 Ω
- S_{GED} de 1 à 8 MVA avec $X'_d(pu) = 0,25$ pu et $X_i(pu) = 0,15$ pu (en tenant compte de l'impédance du transformateur de couplage $X_{transfo} = 0,06$ pu, les impédances directe et inverse totale sont respectivement $X_{dGED(pu)} = 0,31$ pu et $X_{iGED(pu)} = 0,21$ pu)

Puisque les protections interviennent en général dans le range de 0.1 s à 1 s, on utilise dans cette étude l'impédance transitoire de la machine X'_d . Dans ce cas, la valeur minimale de $\Delta\arg$ en fonction du déphasage φ est donnée dans le Tableau 0.2. L'angle φ est varié de -5° à 5° . On trouve qu'avec $\varphi \neq 0$, il y a toujours un écart en argument entre les rapports amont et aval ou les deux zones amont et aval sont séparées dans le plan complexe. Plus le déphasage est élevé, plus les zones se sont éloignées.

Tableau 0.2 : Ecart minimal en argument des rapports aval et amont en fonction de φ

φ	-0,087 rad	-0,052 rad	-0,017 rad	0 rad	0,017 rad	0,052 rad	0,087 rad
Min($\Delta\arg$)	0,166 rad	0,100 rad	0,033 rad	0 rad	0,032 rad	0,085 rad	0,129 rad

Si $\varphi = 0$, à partir de l'équation (0.28), on a :

$$k_{F2} = -\frac{X_{dGED} + X_s}{X_{iGED} + X_s} \quad (0.31)$$

Alors, en comparant avec (0.26), on obtient :

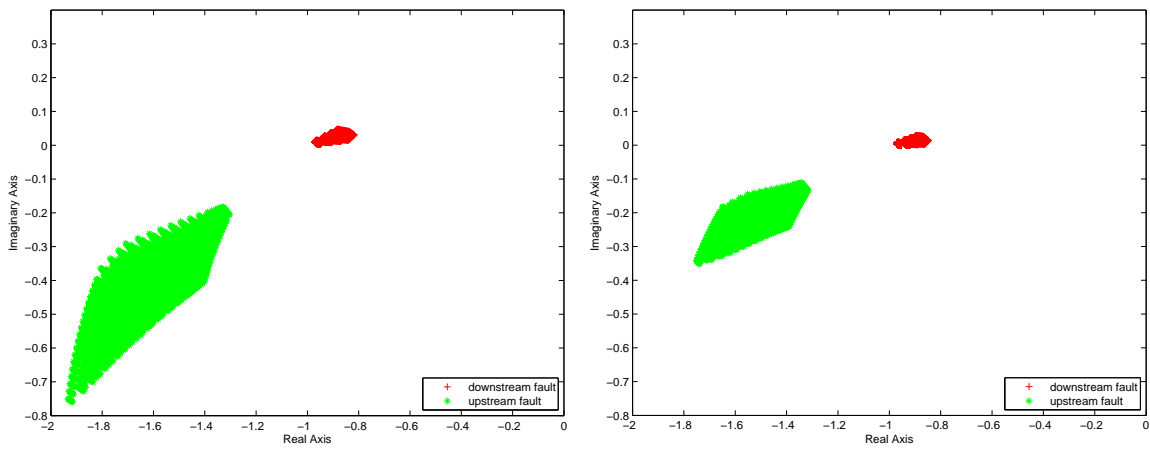
$$k_{F1} = \frac{X_{iGED}}{X_{dGED}} \cdot k_{F2} \quad (0.32)$$

Les deux rapports sont en phase mais différents en module en général car pour des valeurs typiques des impédances de MS, X_{dGED} et X_{iGED} ne sont pas égales [Has07]. Dans la majorité des cas typique, on trouve que X_{dGED} est supérieure à X_{iGED} [Has07] [Kun94]. Par conséquent, k_{F1} devrait être inférieure à k_{F2} .

Pour illustrer les zones amont et aval créées par les rapports, on représente ces derniers calculés à partir des formules (0.13) et (0.15) dans le plan complexe (Figure D-1). Les paramètres du réseau se varient comme montrés dans le Tableau 0.3.

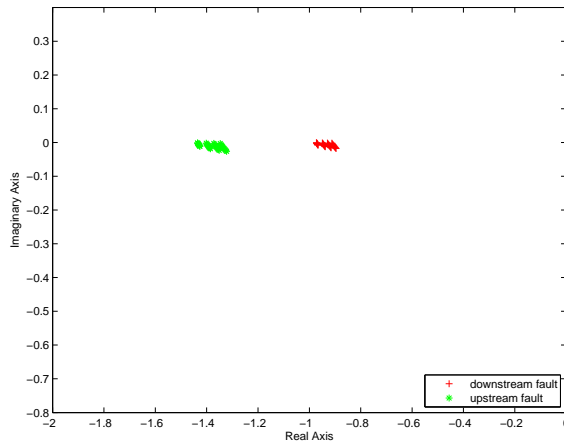
Tableau 0.3 : Variation des paramètres dans la représentation analytique – défaut biphasé isolé

Paramètres	Variation
Longueurs des tronçons	$L_{dp1a} = 1 \rightarrow 10 \text{ km}$; $L_{dp1b} = 1 \rightarrow 15 \text{ km}$ $L_{dp2a} = 1 \rightarrow 20 \text{ km}$
Résistance de défaut biphasé isolé	$R_{\text{déf}} = 0 \rightarrow 10 \Omega$
Puissance injectée par la GED	$S_{GED} = 1 \rightarrow 8 \text{ MVA}$

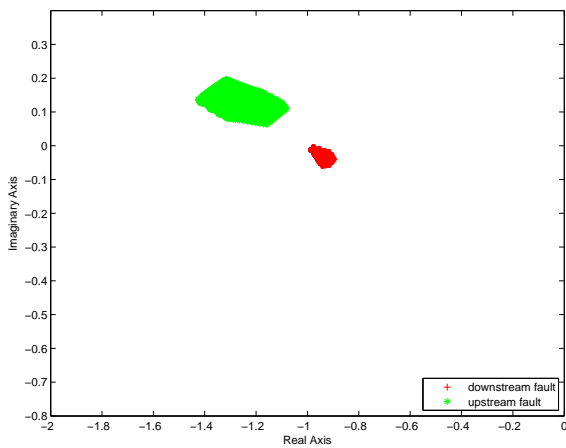


a) $\phi = -0,087$ rad

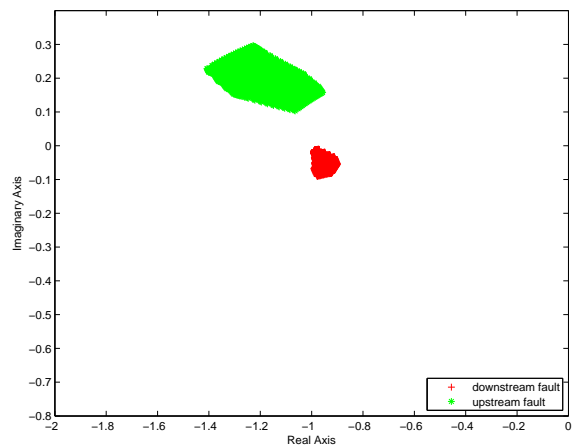
b) $\phi = -0,052$ rad



c) $\phi = 0$ rad



d) $\phi = 0,052$ rad



e) $\phi = 0,087$ rad

Figure D-1 : Variation des zones des défauts biphasés isolés amont et aval en fonction du déphasage du modèle de MS – Calcul analytique

Si c'est un GIC, la contribution de ce GED au courant inverse peut être négligée due à l'action de la commande [Ple10]. Par conséquent, on peut supposer que l'impédance inverse de GIC est infinie ($Z_{iGED} \approx \infty$). Ceci entraîne le dénominateur infini dans l'expression (0.15) et $k_{F2} \approx 0$, tandis que $|k_{F1}| \neq 0$ selon (0.13). Dans ce cas, les deux zones sont également distinctives, comme illustrées dans la Figure D-2. La variation des paramètres sont identiques que celle-ci dans le Tableau 0.3.

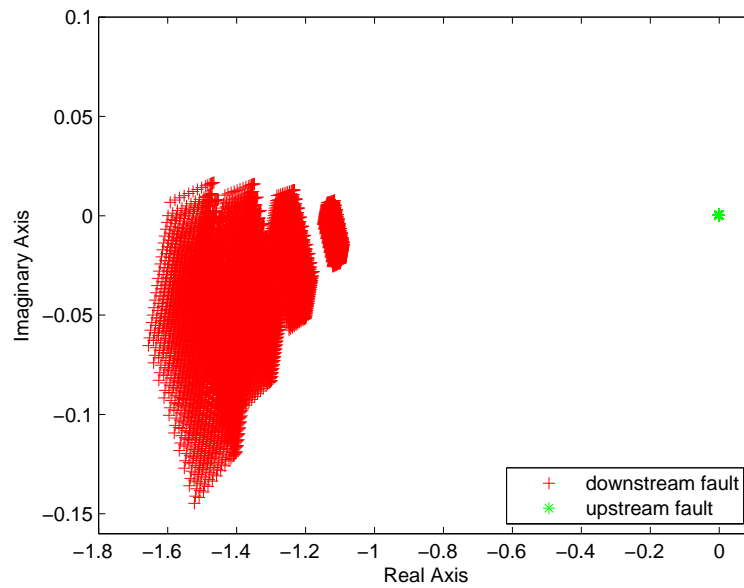


Figure D-2 : Illustration des zones des défauts biphasés isolés amont et aval dans le cas de GIC – Calcul analytique

E. Le choix de la base de données d'apprentissage et de l'instant de décision des classifieurs optimaux

Cette annexe présente les études sur le choix de la base de données d'apprentissage (les rapports calculés à partir de quelle période vont être pris en compte ?) et l'instant de décision des classifieurs pour qu'ils donnent les meilleures performances. Le réseau d'étude est décrit dans le chapitre 4.

E.1. Défaut biphasé isolé – Cas de MS

Variation des rapports en fonction du temps :

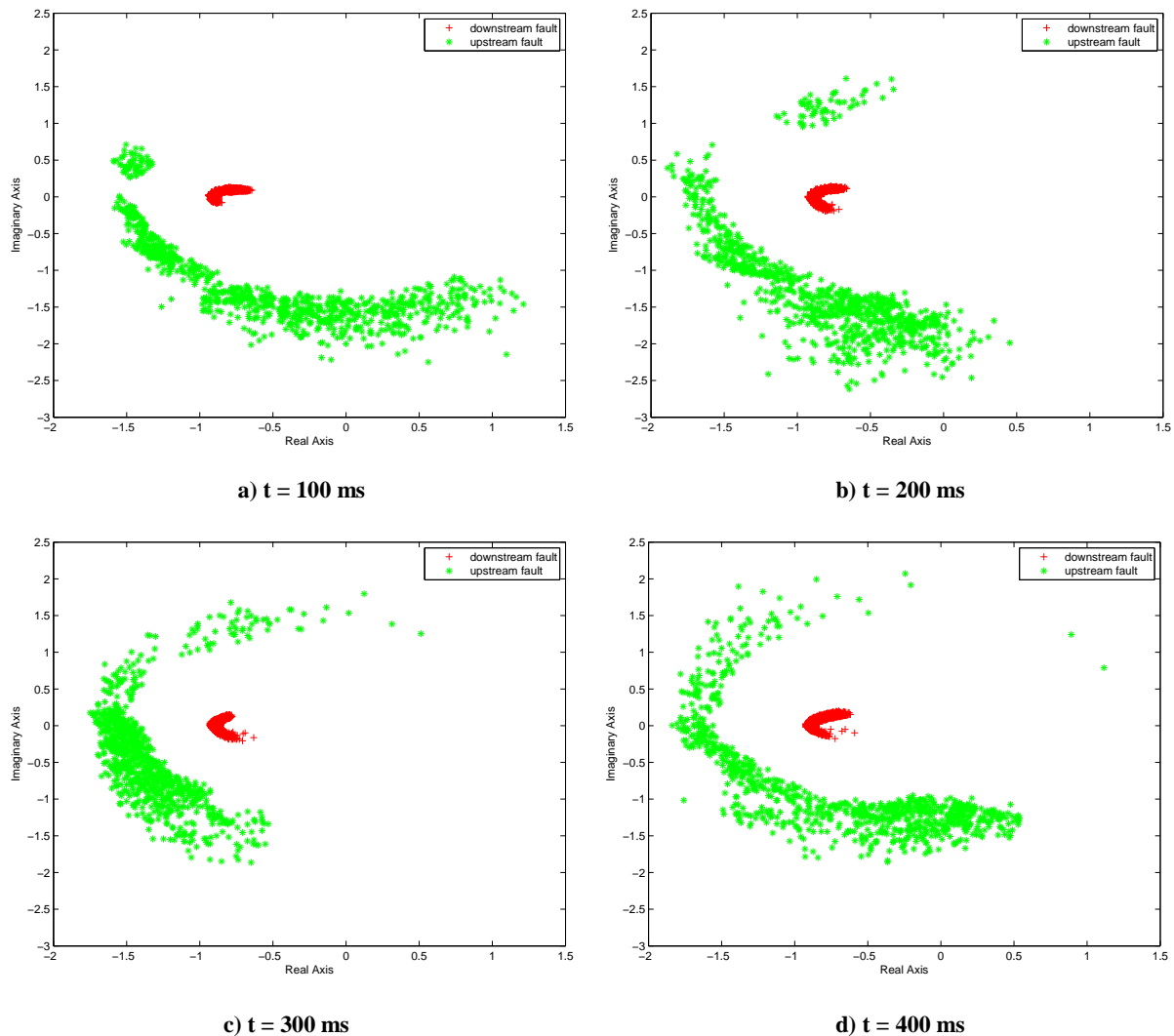


Figure E-1 : Variation des rapports $\Delta I_f / \Delta I_d$ vus par la protection R1 en fonction du temps – défaut biphasé B-C, cas de MS

Dès la détection du défaut, le rapport $\Delta I_i/\Delta I_d$ au niveau des protections sera calculé à chaque période ($T_{\text{fond}} = 20$ ms). Cependant, ce rapport peut varier pendant la durée du défaut, comme la Figure E-1 l'illustre pour le cas du relais R1 pendant un défaut entre phases B et C.

Sur cette figure, les rapports vus par R1 dans différentes simulations (chapitre 4) sont représentés dans le plan complexe (un rapport correspond à un point vert ou rouge). L'ensemble des points verts forment la zone des défauts amont tandis que ceux en rouge forment la zone des défauts aval. Comme on peut le voir, la zone aval varie légèrement pendant le défaut. A propos de la zone amont, elle varie visiblement autour de la zone aval pour les instants différents. Ceci peut s'expliquer par l'impact du régime transitoire des machines synchrones dans lequel les courants injectés par les MS varient substantiellement en fonction du temps. En sachant que pour un défaut amont, ce sont principalement les courants injectés par les MS qui impactent les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ vu par la protection du départ sain alors que ces courants sont souvent faibles devant ceux-ci provenant du réseau HTB pour un défaut aval.

Rappelons qu'un classifieur qui est entraîné à partir des rapports à la $k^{\text{ième}}$ période (base de données, BD) est appelé classifieur de $k^{\text{ième}}$ période. La décision concernant la direction du défaut est prise à l'instant t_{dec} appelé instant de décision. Le critère est alors calculé à partir des phaseurs avant défaut et des phaseurs sur la fenêtre $[t_{\text{dec}} - 20\text{ms} ; t_{\text{dec}}]$.

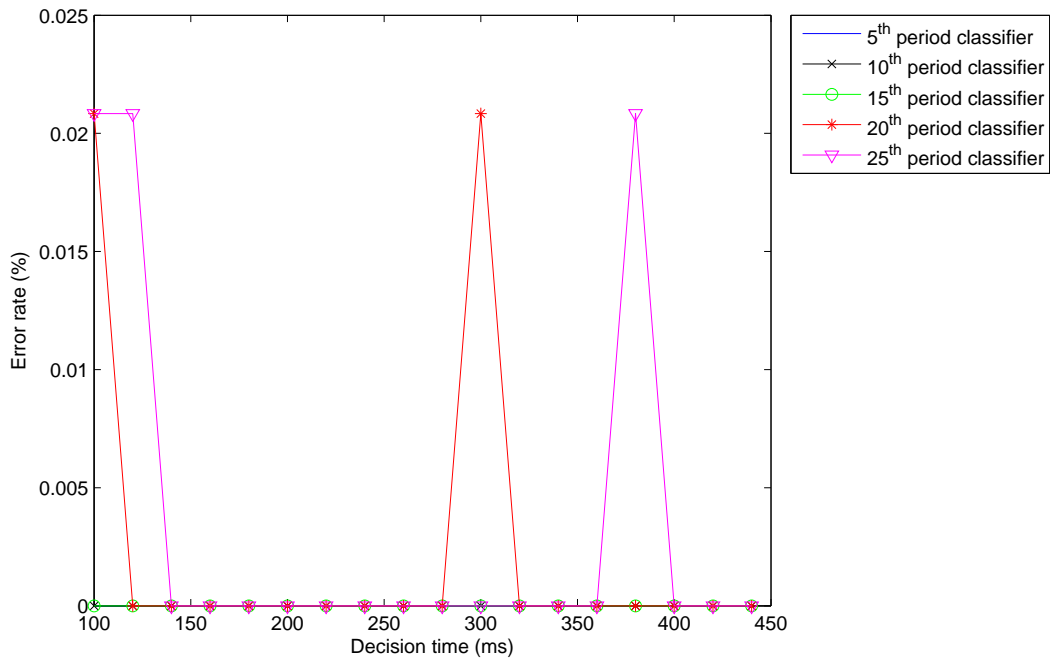
Ainsi, un classifieur entraîné avec une base de données (BD) peut fournir un résultat différent selon l'instant de décision t_{dec} .

Puisqu'à priori, aucune information ne permet de bien choisir la BD et t_{dec} , on entraînera les classifieurs avec plusieurs BD. Puis dans les tests, pour chaque BD, on récupérera le taux d'erreur (τ_e) du classifieur correspondant à différents instants de décision. Le couple $\{\text{BD}, t_{\text{dec}}\}$ dont le taux d'erreur correspondant est le plus faible sera retenu pour l'algorithme directionnel.

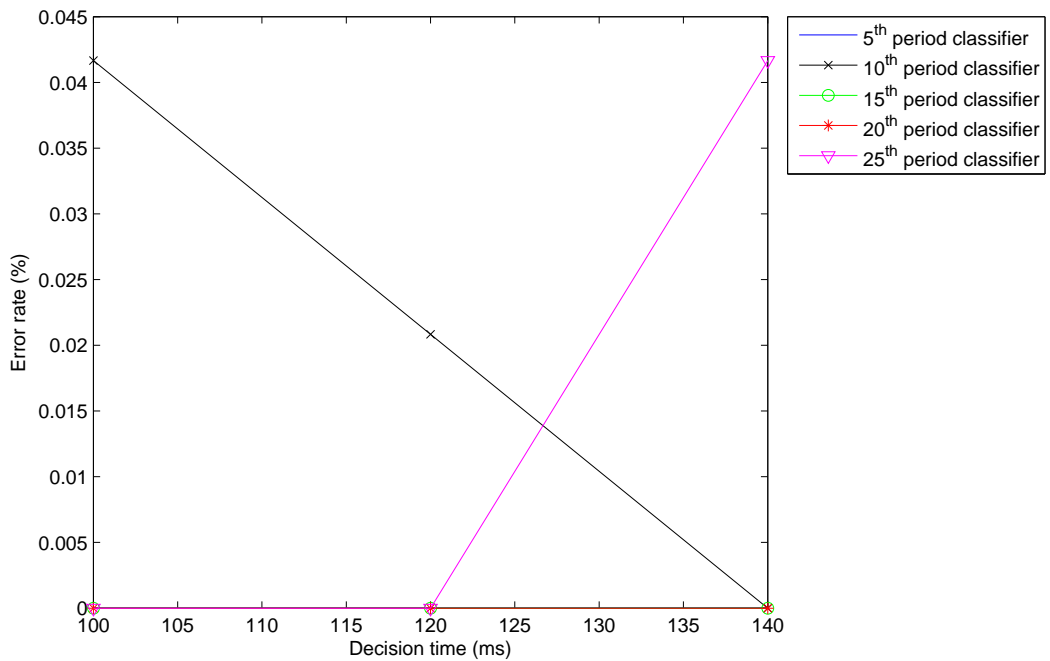
Le choix du classifieur optimal :

Pour déterminer le couple $\{\text{BD}, t_{\text{dec}}\}$ optimal, on doit chercher les variables k et t_{dec} dont le classifieur concerné donne la meilleure performance.

Dans cette étude, les classifieurs de $5^{\text{ième}}$, $10^{\text{ième}}$, $15^{\text{ième}}$, $20^{\text{ième}}$, $25^{\text{ième}}$ période sont entraînés et testés ($k = \{5, 10, 15, 20, 25\}$). La Figure E-2 montre le taux d'erreur de chaque classifieur à différents instants t_{dec} .



a) Algorithme $\Delta I_t/\Delta I_d$ pour la protection R1



b) Algorithme $\Delta I_t/\Delta I_d$ pour la protection R2

Figure E-2 : Comparaison de la performance des classifieurs de différentes périodes – défaut biphasé B-C, cas de MS

Comme mentionné dans le paragraphe 4.1.3, la protection R1 doit isoler un défaut aval à $t_{R1aval} = 500$ ms. En effet, les classifieurs pour R1 sont obligés de prendre la décision dans un

temps inférieur à t_{R1aval} . En tenant compte du temps d'ouverture de disjoncteur $t_{Disjoncteur} = 60$ ms, leur décision doit être émise, au plus tard, à 440 ms (ou vers la 22^{ième} période) après la détection du défaut. Par ailleurs, pour ne pas prendre en compte certains régimes transitoires rapides du réseau, la décision des classifieurs va être prise vers 100 ms ou la 5^{ième} période après la détection du défaut. C'est la raison pour laquelle sur la Figure E-2, le temps de décision des classifieurs de R1 se limite entre 100 ms et 440 ms. De même pour R2 avec $t_{R2aval} = 200$ ms, on a un temps de décision entre la 100 ms et 140 ms.

Sur cette figure, on trouve que pour R1, les classifieurs de 20^{ième} période et 25^{ième} période donnent une petite erreur de classification ($\tau_e \approx 0.021\%$) à certains moments ($t_{dec} = 100$ ms par exemple) tandis que les autres classifieurs donnent un résultat parfait toute la période considérée (de 100 ms à 440 ms). On peut choisir le classifieur de 10^{ième} période (la courbe noire) qui donne le taux de classification erronée nul ($\tau_e = 0\%$) au temps de décision $t_{dec} = 200$ ms après la détection du défaut. Ce choix est en accord avec celui-ci dans le cas de présence à la fois de GIC et MS sur le départ 1 (voir le paragraphe E3). A propos de R2, les classifieurs de 10^{ième} période et 25^{ième} période donnent un taux d'erreur $\tau_e \approx 0.042\%$ à $t_{dec} = 100$ ms et 140 ms respectivement. Pour cette protection, le classifieur de 5^{ième} période (la courbe bleue) est choisi. Il donne également le taux d'erreur nul ($\tau_e = 0\%$) à $t_{dec} = 100$ ms.

E.2. Défaut biphasé isolé – Cas de GIC

Variation des rapports en fonction du temps :

La Figure E-3 présente la variation des rapports $\Delta I_i / \Delta I_d$ dans le plan complexe à différents instants durant le défaut dans le cas de raccordement des GIC. Comme on peut le constater sur cette figure, les rapports sont presque identiques en fonction du temps. Dû à l'action rapide du système de commande des GIC, les courants injectés par ces GED se stabilisent presque toute de suite après le défaut et le régime permanent de défaut s'établit rapidement. Par conséquent, les classifieurs de différentes périodes ont la même performance. Pour des raisons de simplicité, on choisit les mêmes classifieurs que dans le cas précédent (classifieur de 10^{ième} période pour R1 et de 5^{ième} période pour R2) et les mêmes instants de décision ($t_{dec}=200$ ms pour R1 et $t_{dec}=100$ ms pour R2).

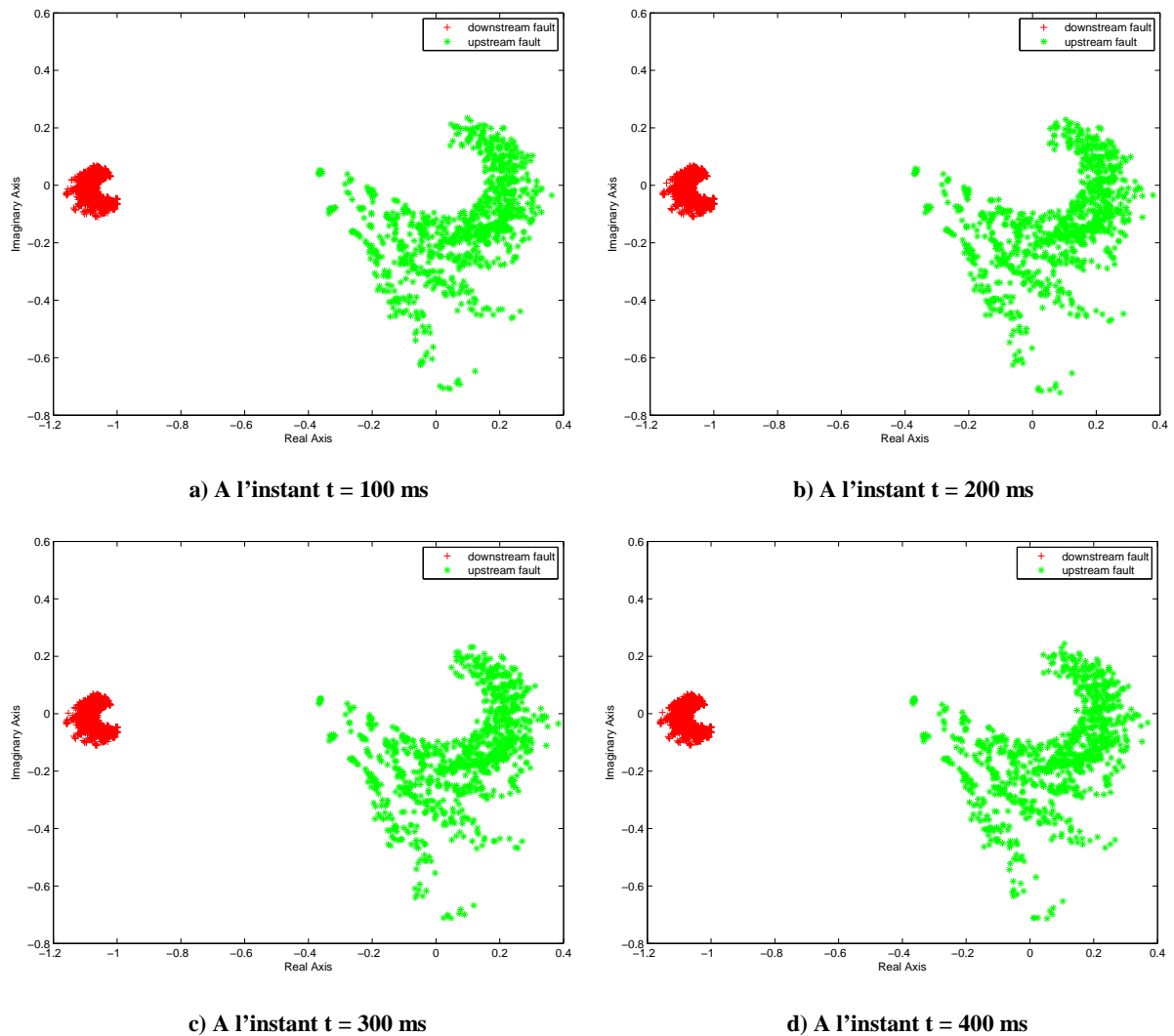


Figure E-3 : Variation des rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ vus par la protection R1 en fonction du temps – défaut biphasé B-C, cas de GIC

E.3. Défaut biphasé isolé – Cas de MS et GIC

Variation des rapports en fonction du temps :

Puisque la MS se présente en aval de tous les deux protections R1 et R2, le régime transitoire de cette GED entrainera la variation des rapports dans le plan complexe, en particulier en cas des défauts amont (Figure E-4), comme on a expliqué auparavant. Il faut donc trouver de bonnes données d'apprentissage pour les classifieurs.

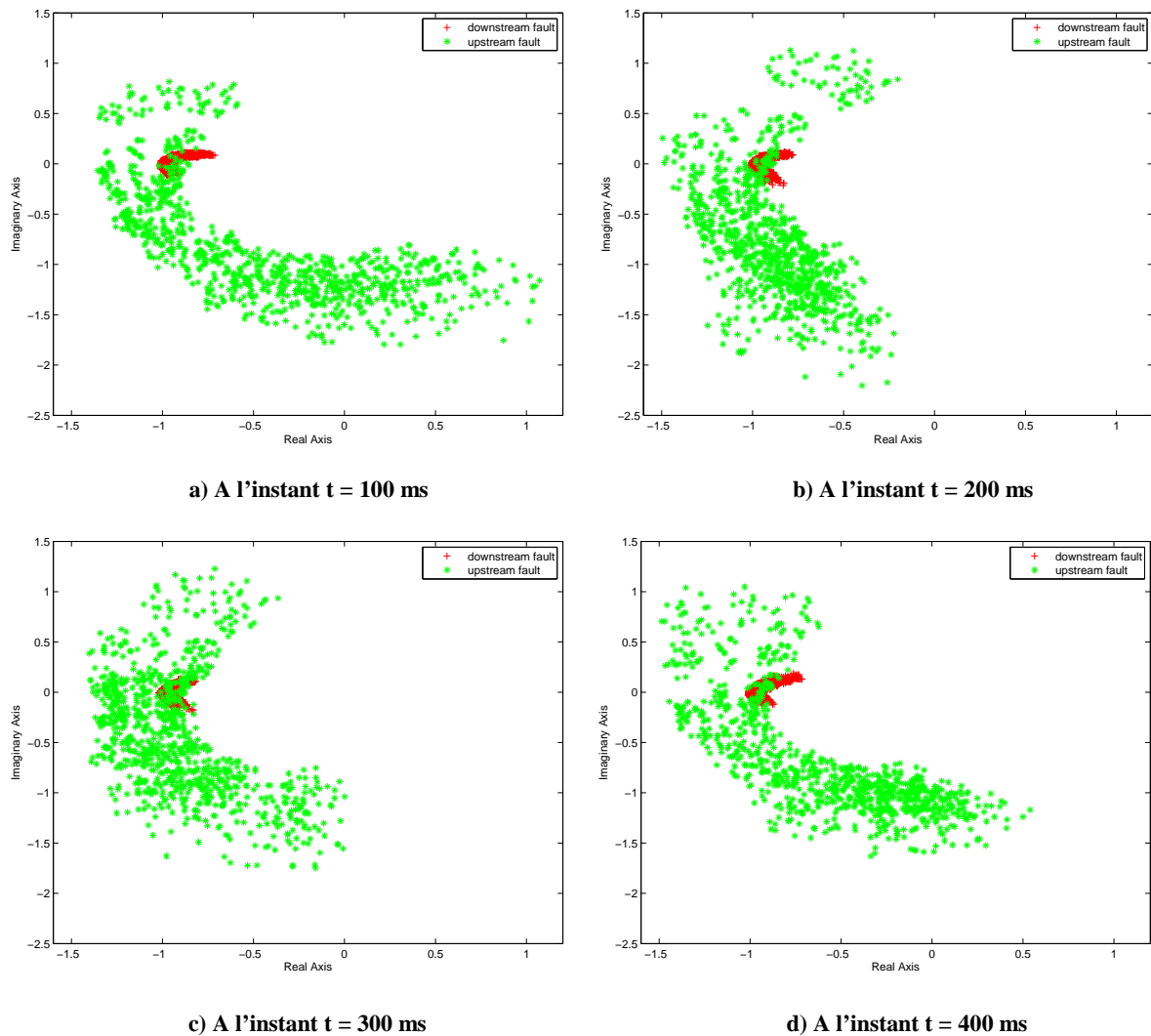
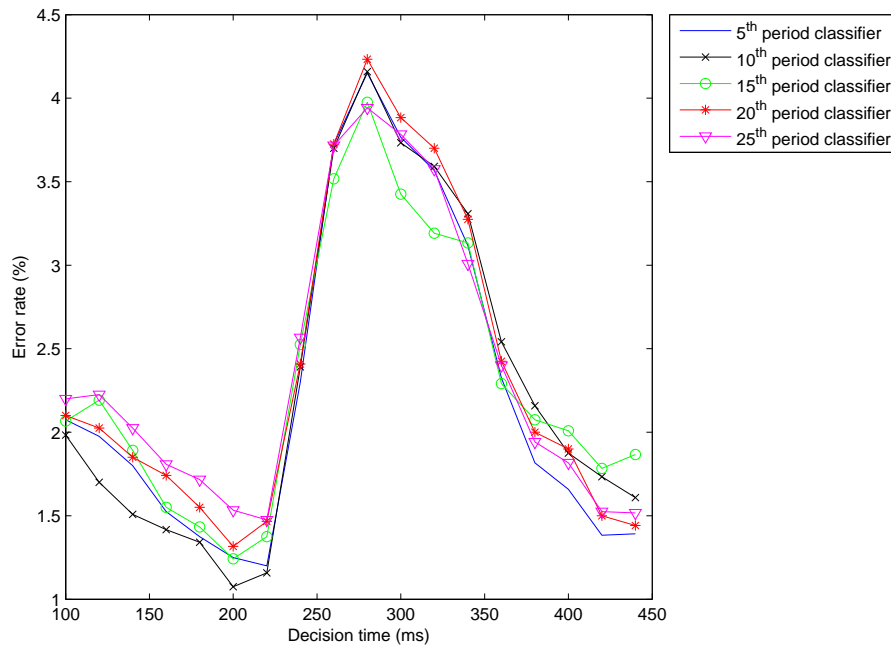


Figure E-4 : Variation des rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ vus par la protection R1 en fonction du temps – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS

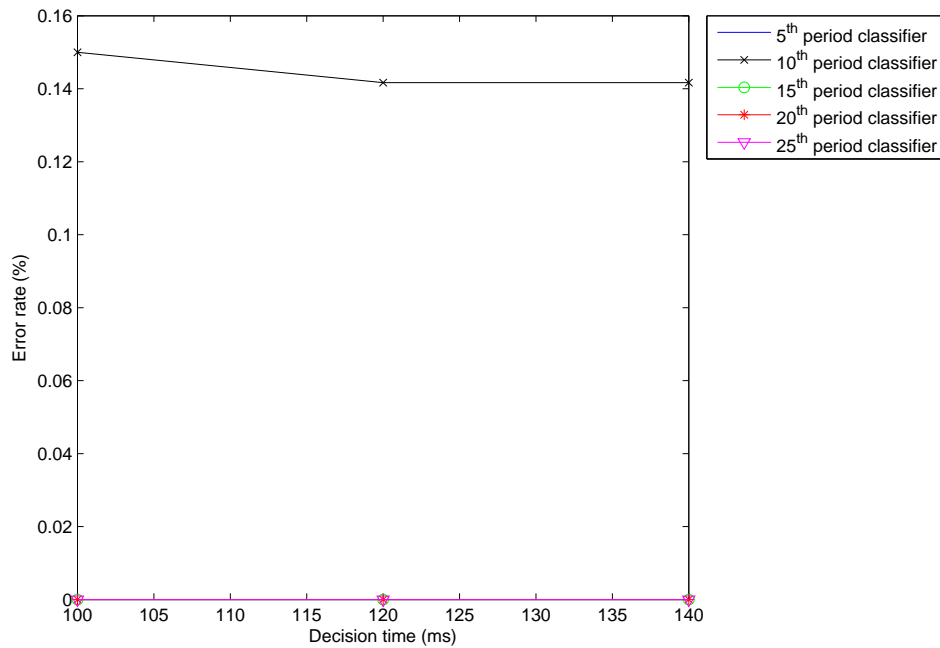
Le choix du classifieur optimal :

De la même manière que dans la partie E.1, on obtient les taux de classification erronée pour les classifieurs de 5^{ième}, 10^{ième}, 15^{ième}, 20^{ième}, 25^{ième} période en testant ces classifieurs pour différents instants de décision (Figure E-4)

Selon la Figure E-4, on trouve que pour la protection R1, le classifieur de 10^{ième} période donne le taux de classification le plus faible $\tau_e = 1.08\%$ à $t_{dec} = 200$ ms. Pour R2, c'est la classifieur de 5^{ième} période qui donne la meilleure performance : $\tau_e = 0\%$ à $t_{dec} = 100$ ms.



a) Algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$ pour la protection R1



b) Algorithme $\Delta I_i/\Delta I_d$ pour la protection R2

Figure E-5 : Comparaison de la performance des classifieurs de différentes périodes– défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS

Dans ce cas, les taux d'erreur pour R1 augmentent par rapport aux deux cas précédents (E.1 et E.2). A partir de la Figure 6-3a, on peut remarquer qu'il existe des points « amont » qui

tombent dans la zone aval, ce qui ne sont pas trouvés sur la Figure 6-1a du cas de présence unique des machines synchrones. Ceci est expliqué par l'impact des courants issus du GIC qui font diminuer le module des rapports $\Delta I_f/\Delta I_d$ (car ce type de GED contribue au courant direct mais pas au courant inverse). La phase des rapports est également modifiée. Par conséquent, certains rapports disposent d'un module proche d'unité et d'une phase aux alentours de 180° . Autrement dit, ils tombent dans la zone aval et causent des erreurs de classification. Pour R2, seule une MS se trouve en aval de cette protection et les rapports sont peu influencés par le GIC raccordé en amont (voir la Figure 6-1b et Figure 6-3b).

E.4. Défaut monophasé

Variation des rapports en fonction du temps :

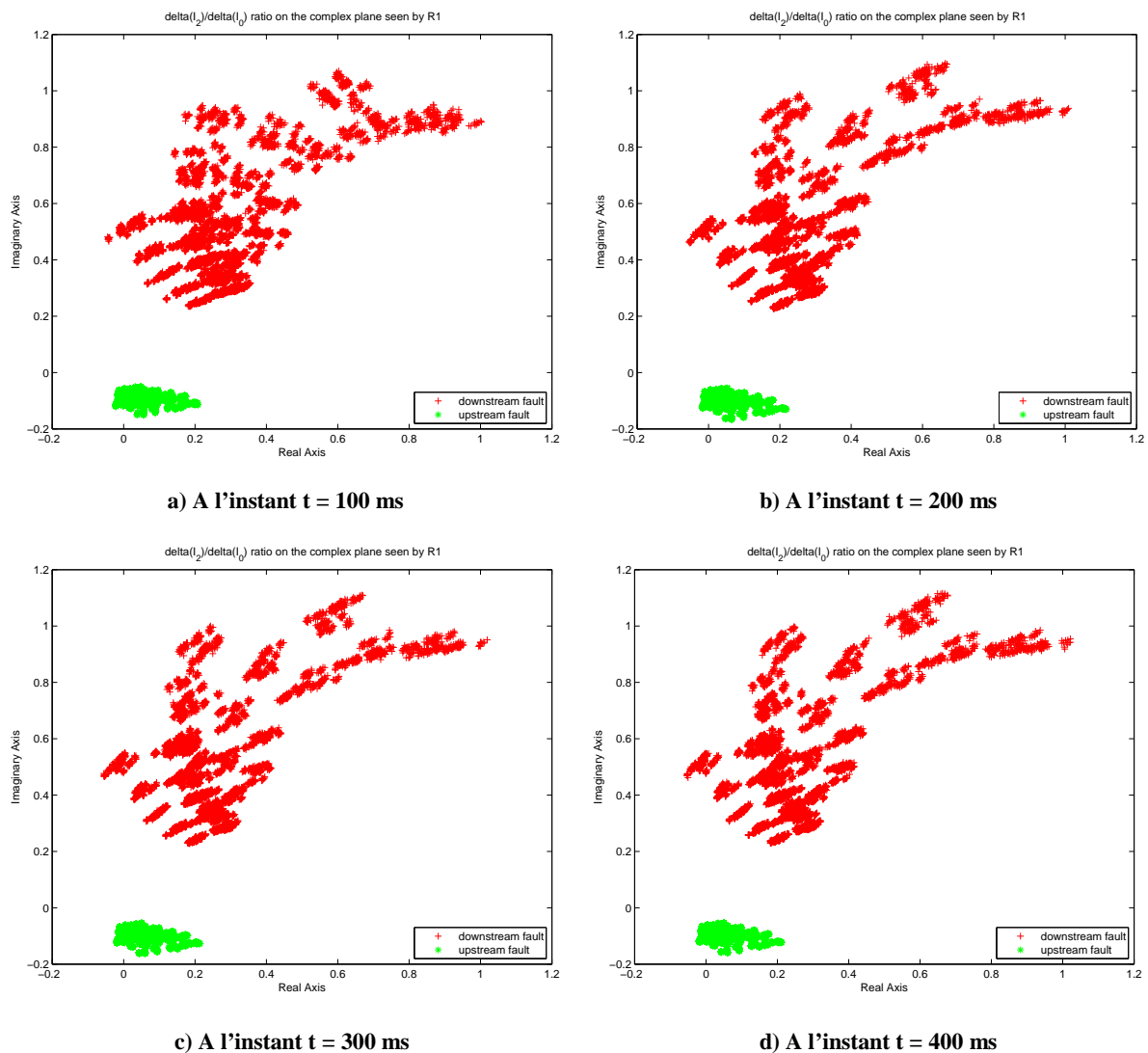


Figure E-6 : Variation du rapport $\Delta I_f/\Delta I_0$ vu par la protection R1 pour un défaut A-G – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS

Le couplage Dyn des transformateurs au niveau des producteurs empêche les GED à contribuer au courant de défaut homopolaire. De plus, dans le schéma inverse équivalent du réseau, l'impédance inverse des GED est en général grande (elle doit être ramenée au côté HTA du transformateur), voire infinie (le cas de GIC). En conséquence, lors d'un défaut monophasé avec une faible contribution des GED au courant inverse, le régime transitoire de ces derniers est négligeable. Alors, les rapports $\Delta I_i / \Delta I_0$ ne se changent pas beaucoup au cours de temps même avec le cas de MS (Figure E-5 : MS raccordées à un réseau à neutre compensé). Les performances des classifieurs sont les mêmes. On retient alors les choix de base d'apprentissage et l'instant de décision comme dans le cas de défaut biphasé :

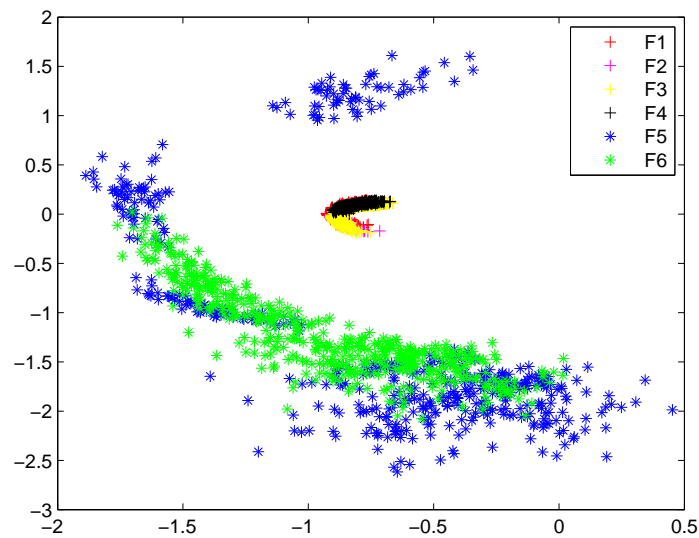
- Relay R1 : Classifieur de 10^{ième} période ($t_{dec} = 200$ ms)
- Relay R2 : Classifieur de 5^{ième} période ($t_{dec} = 100$ ms)

Remarque : sur l'exemple de la figure E-5, on peut constater que les deux zones rouge et verte sont distinctives dans le plan complexe: la zone rouge (défaut aval) est au-dessus de l'axe des réels tandis que la zone verte (défaut amont) est en dessous de celui-ci, ce qui correspond bien à la prédiction des formules (5.28) et (5.30).

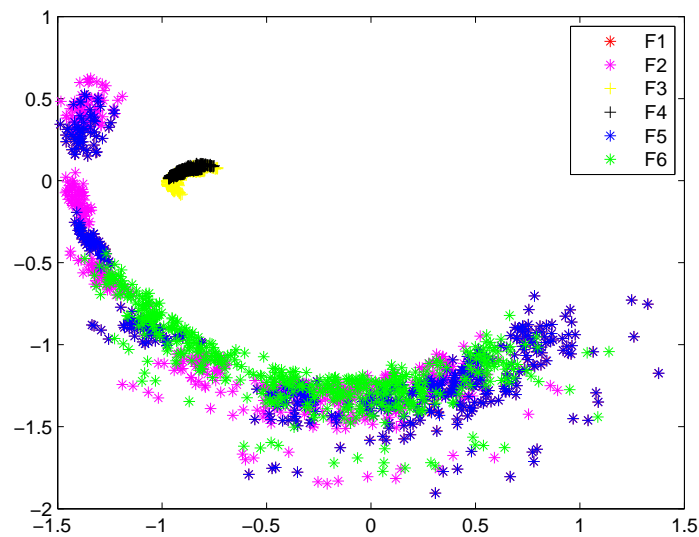
F. Impact des paramètres du réseau sur la répartition des zones amont et aval dans le plan complexe

Dans cette annexe, tous les rapports $\Delta I_i/\Delta I_d$ ou $\Delta I_i/\Delta I_0$ montrés dans les figures sont ceux dans la base de données de l'apprentissage (des rapports de 10^{ième} période pour R1 et de 5^{ième} période pour R2).

F.1. Défaut biphasé isolé – Cas de MS

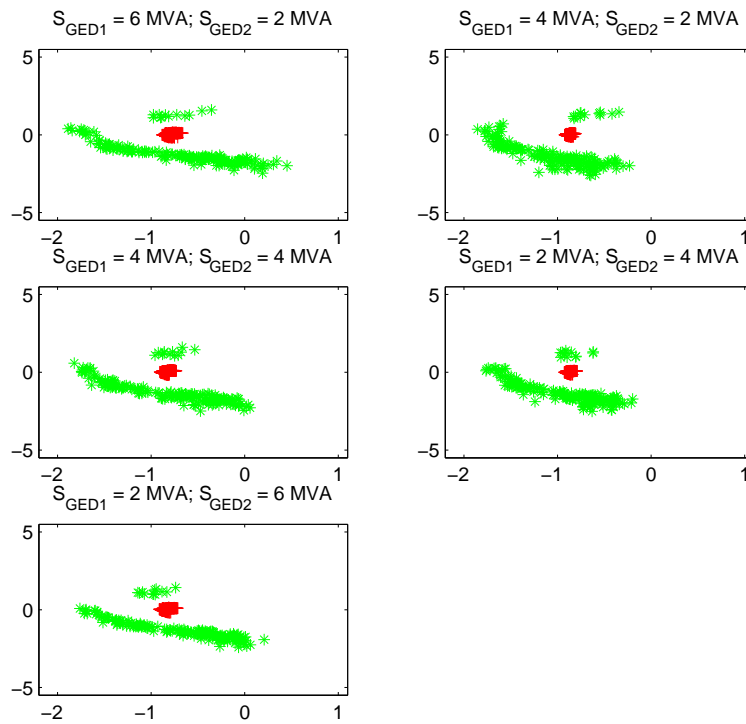


a) $\Delta I_i/\Delta I_d$ vue par la protection R1

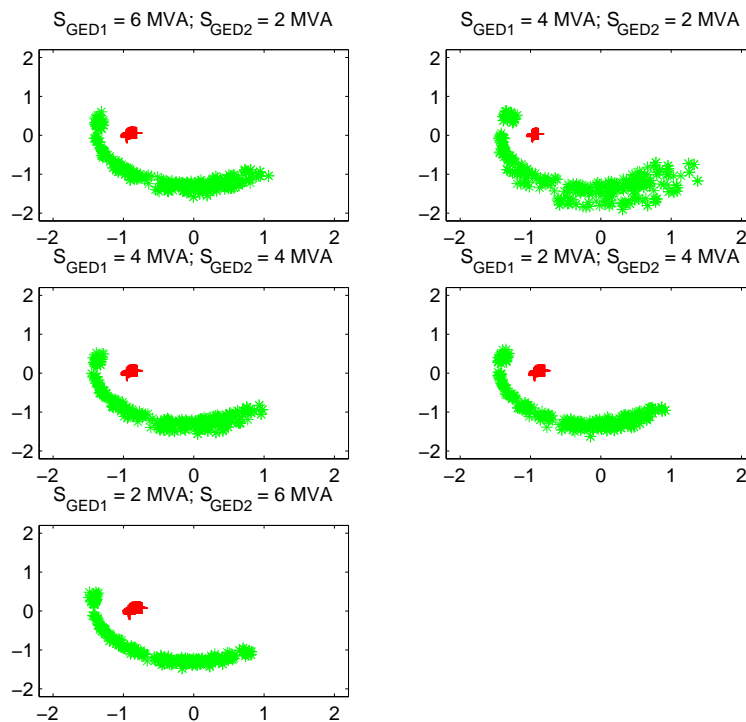


b) $\Delta I_i/\Delta I_d$ vue par la protection R2

Figure F-1 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS

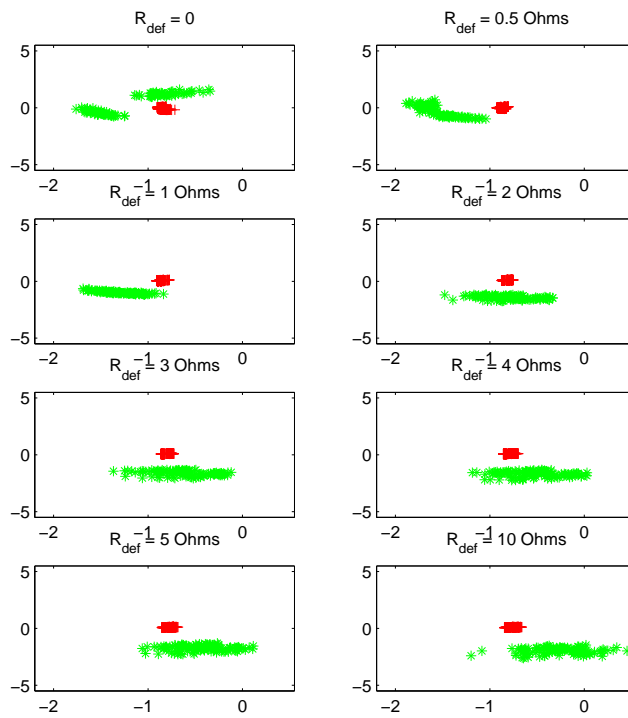


a) $\Delta I_r / \Delta I_d$ vis par la protection R1

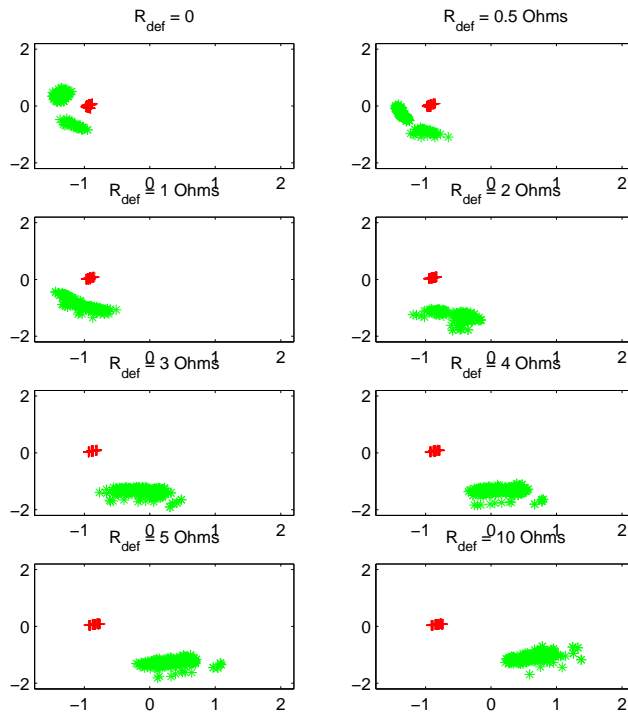


b) $\Delta I_r / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-2 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS

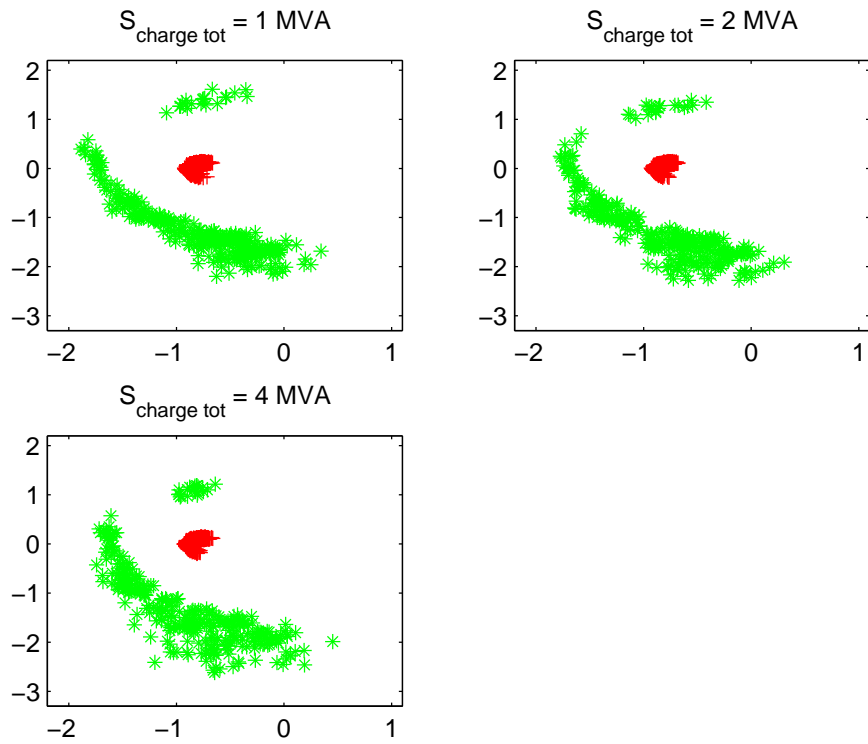


a) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R1

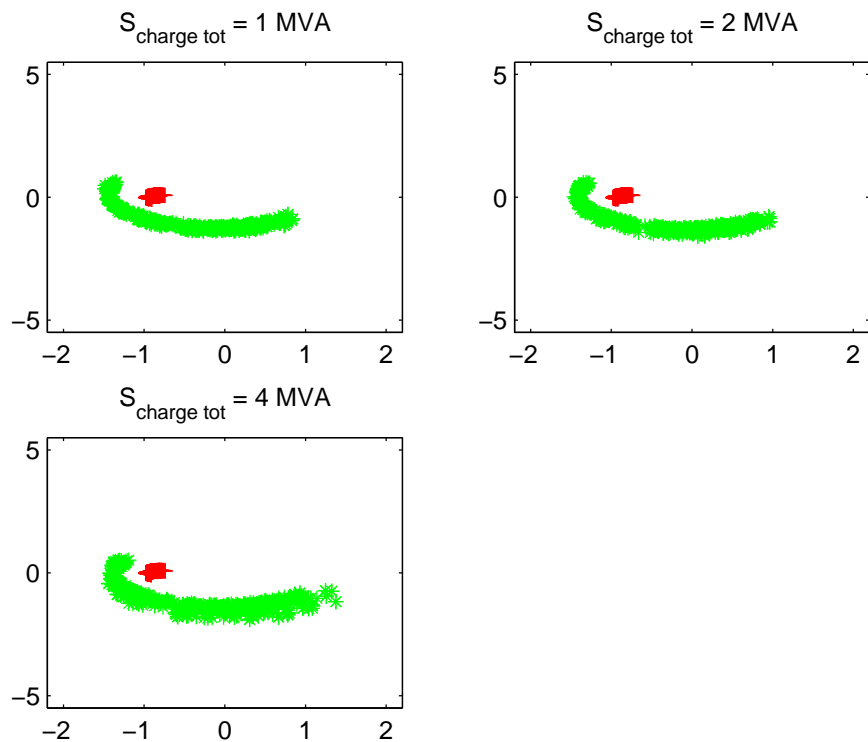


b) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-3 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS

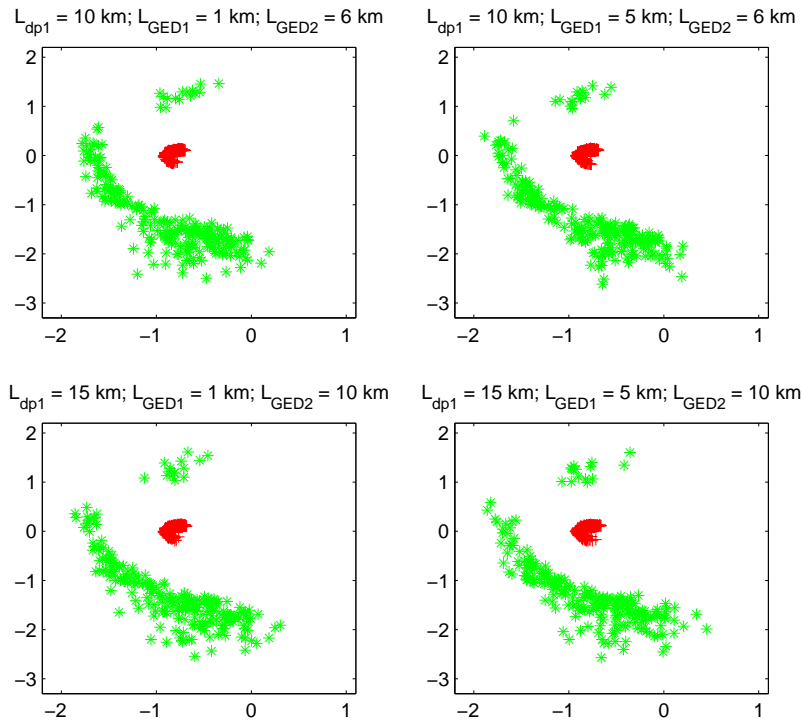


a) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R1

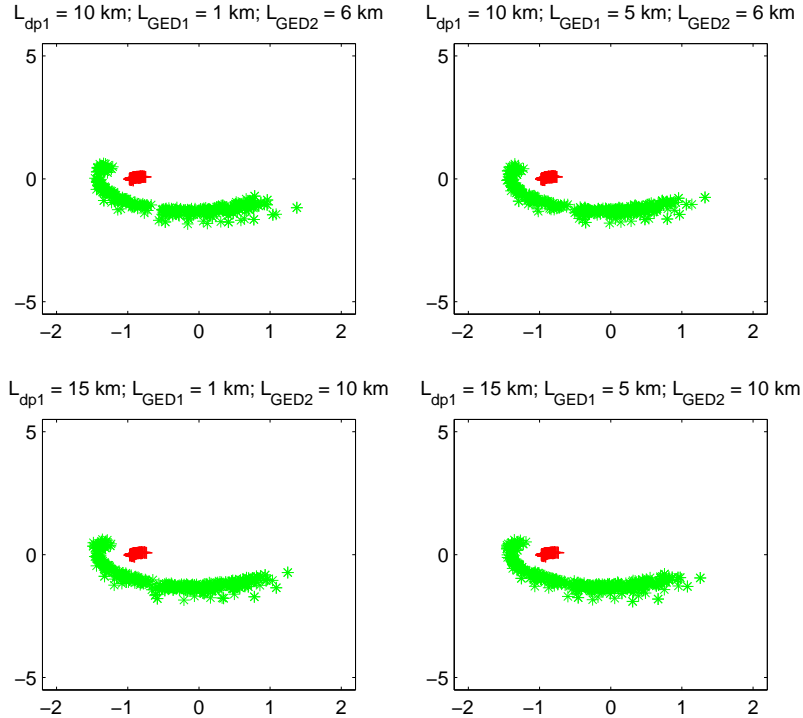


b) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-4 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de MS



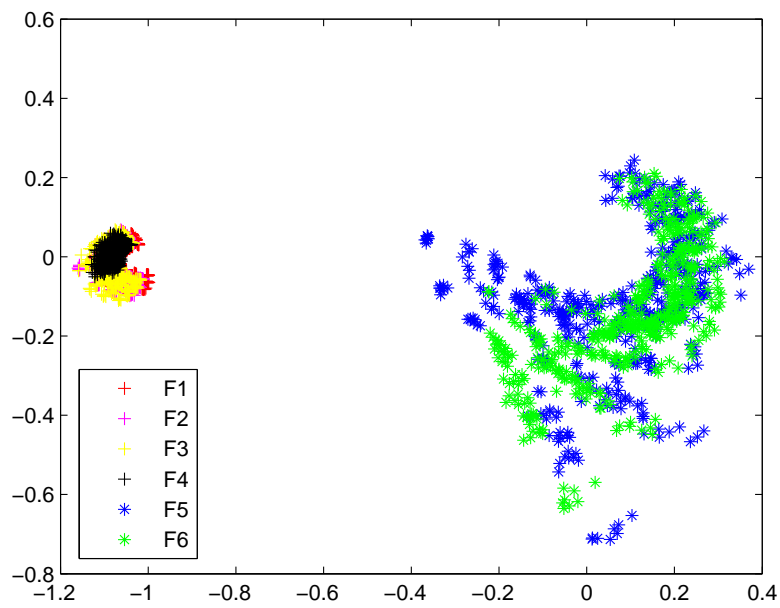
a) $\Delta I_i / \Delta I_a$ vis par la protection R1



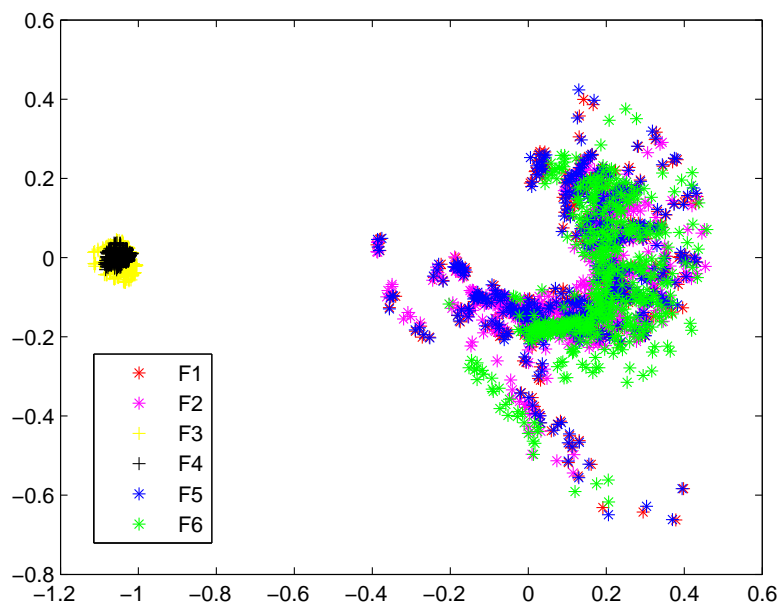
b) $\Delta I_i / \Delta I_a$ vis par la protection R2

Figure F-5 : Impact de la longueur des tronçons sur la répartition des zones– défaut biphasé B-C, cas de MS

F.2. Défaut biphasé isolé – Cas de GIC

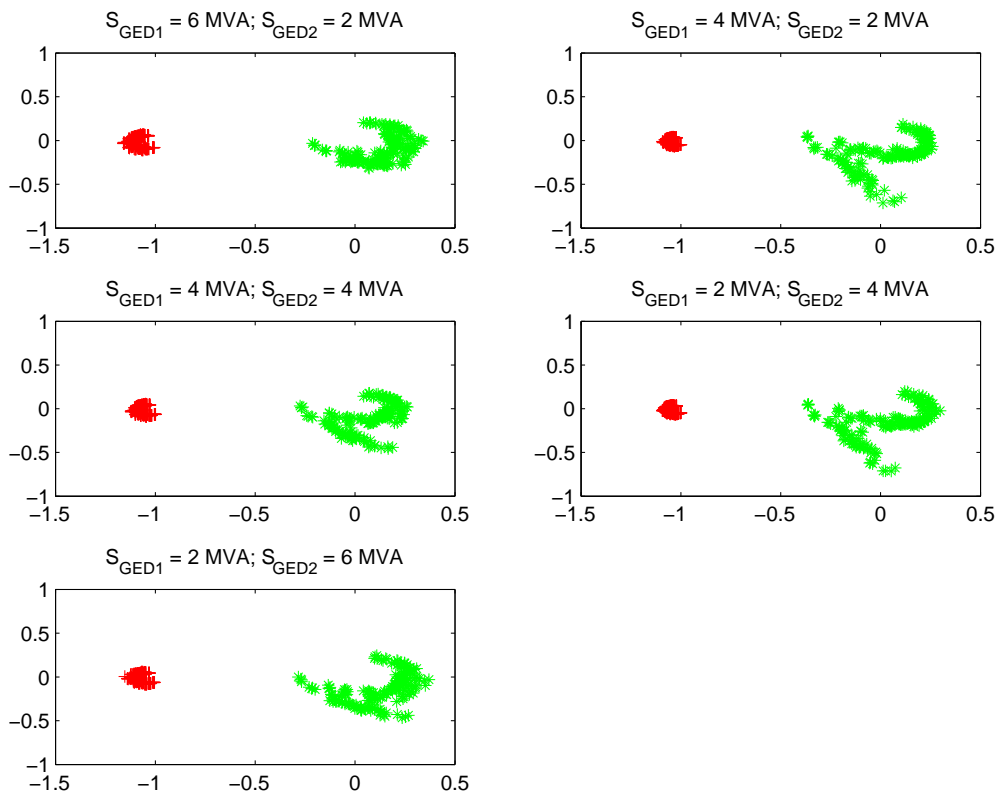


a) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R1

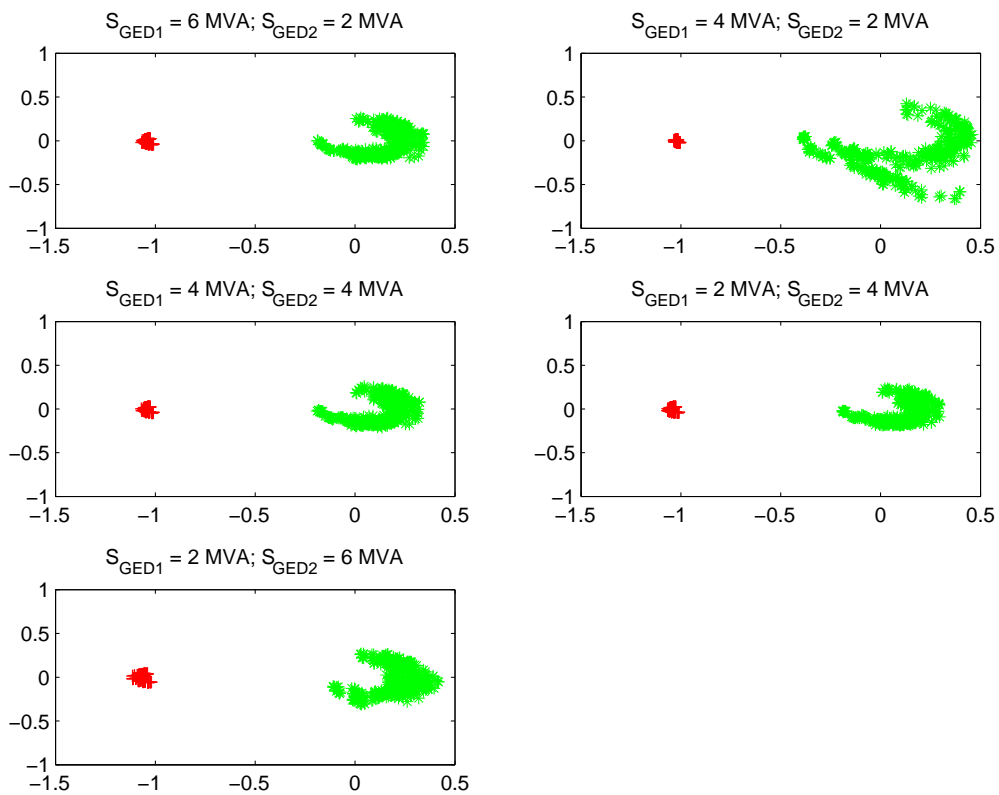


b) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-6 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC

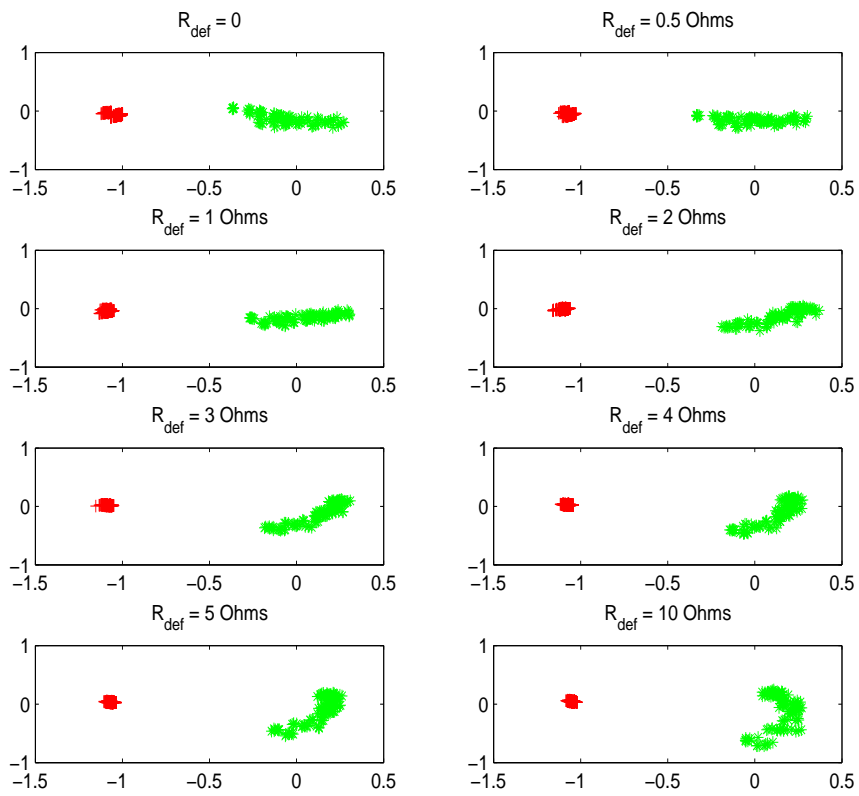


a) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R1

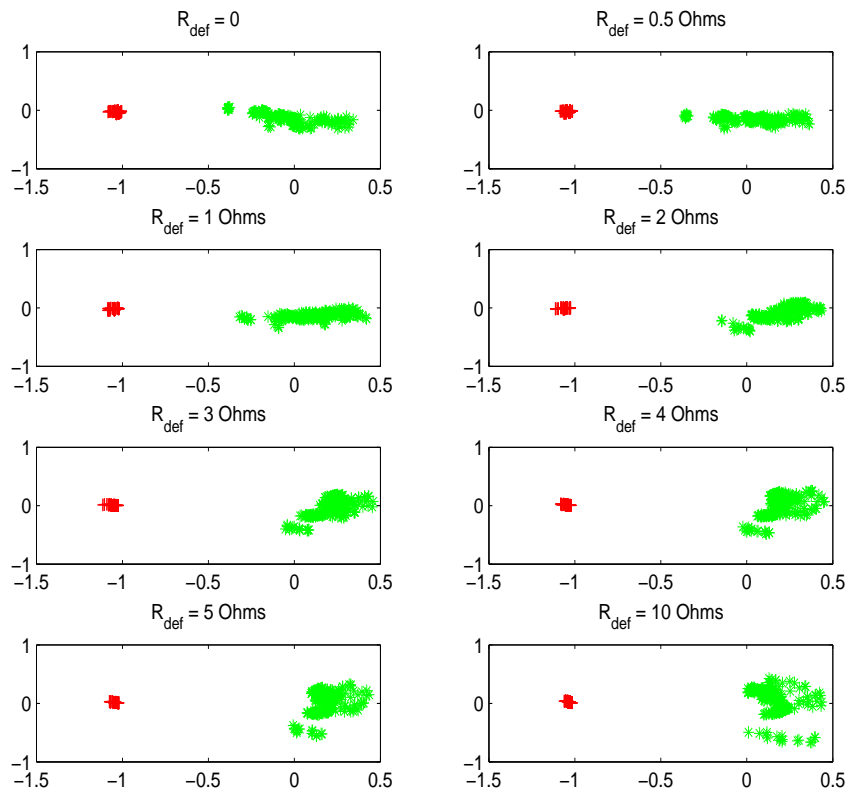


b) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-7 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC



a) $\Delta I_f/\Delta I_d$ vis par la protection R1



b) $\Delta I_f/\Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-8 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC

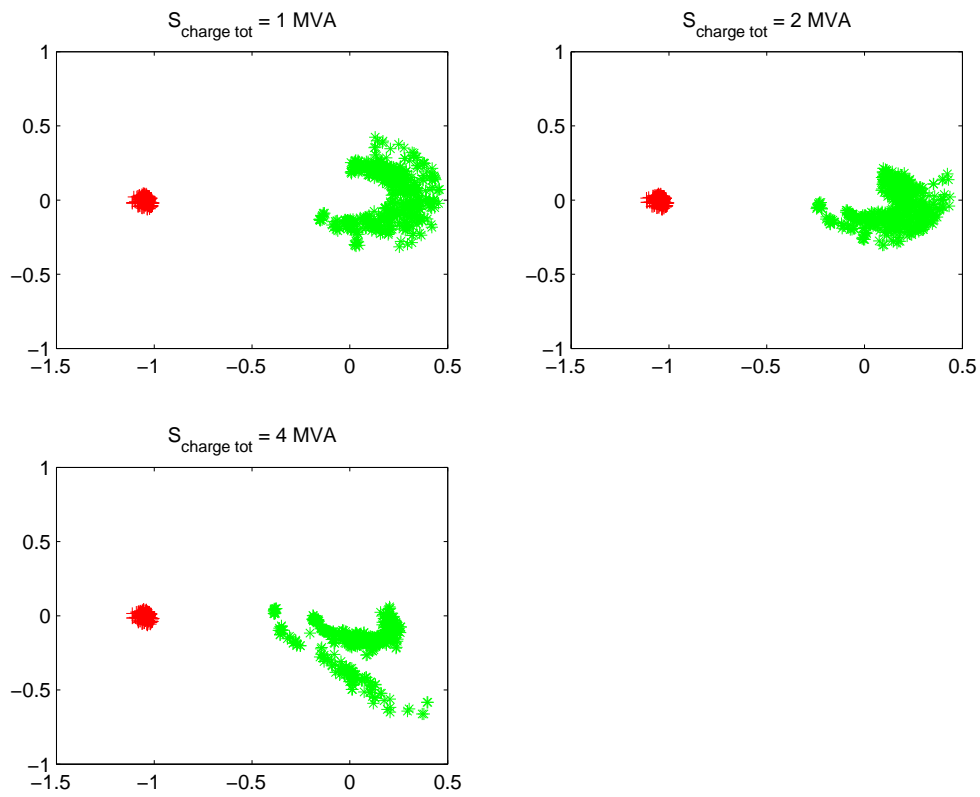
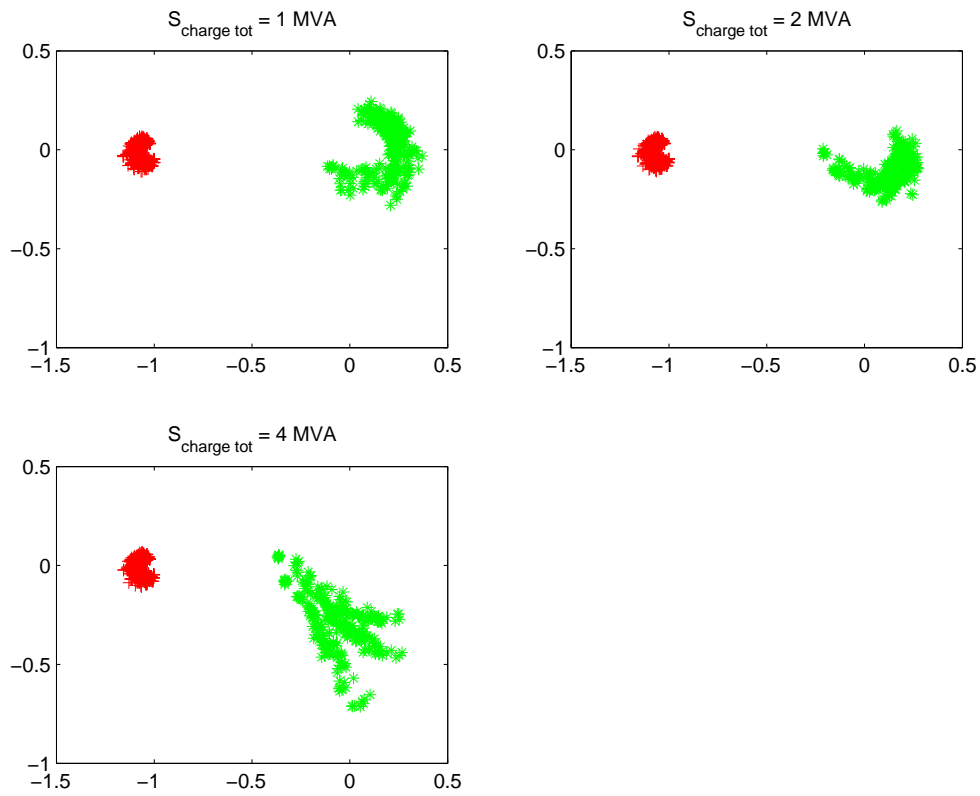
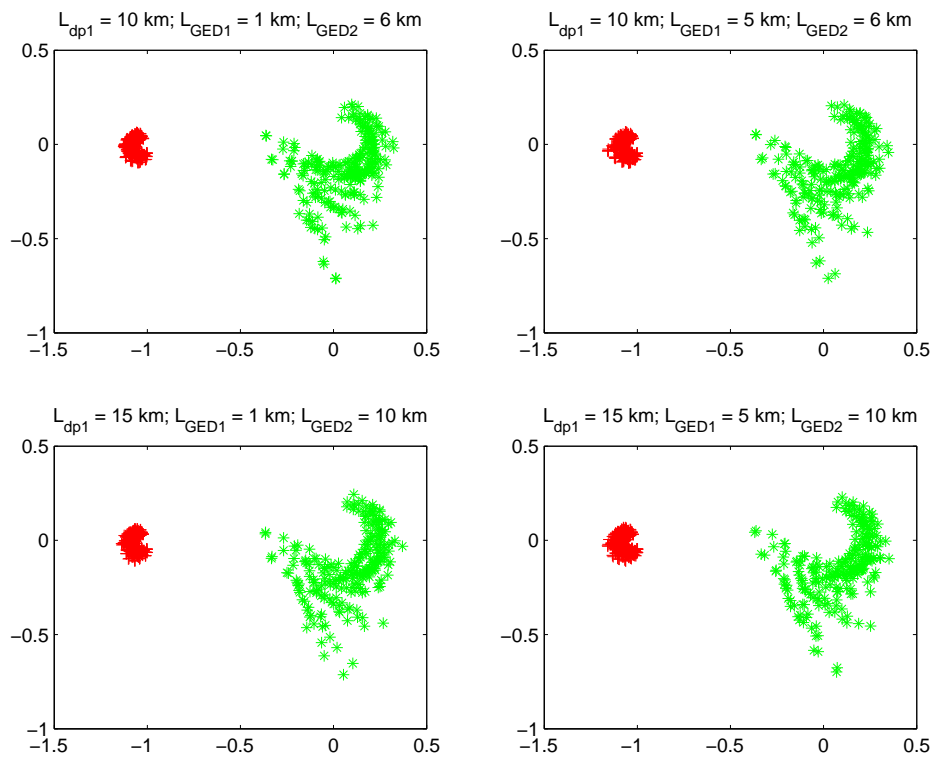
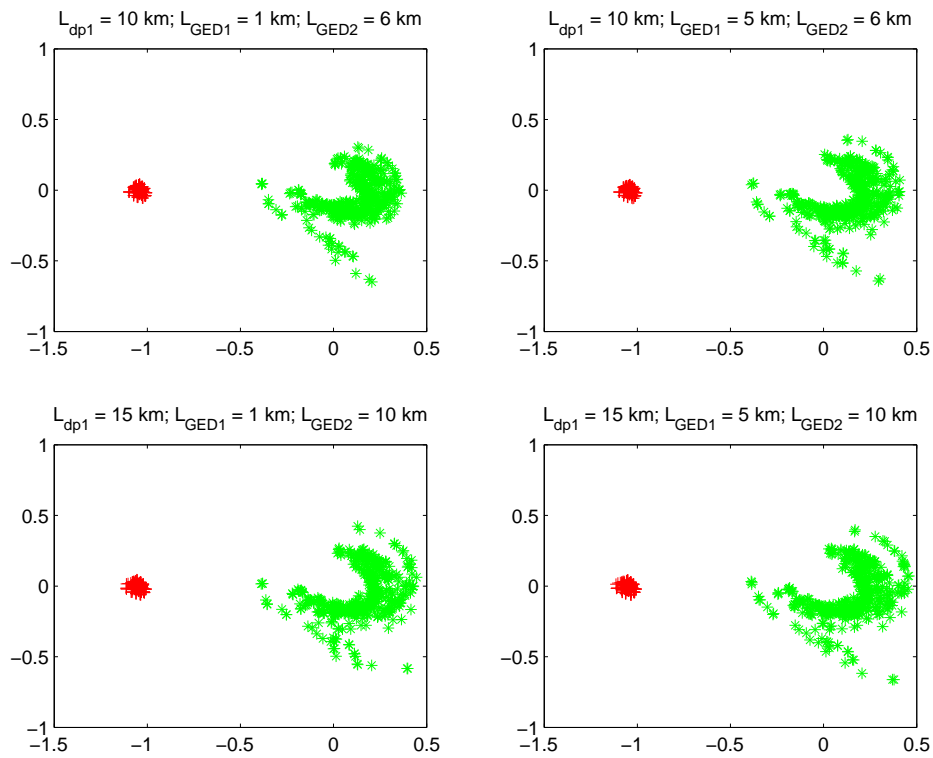


Figure F-9 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC



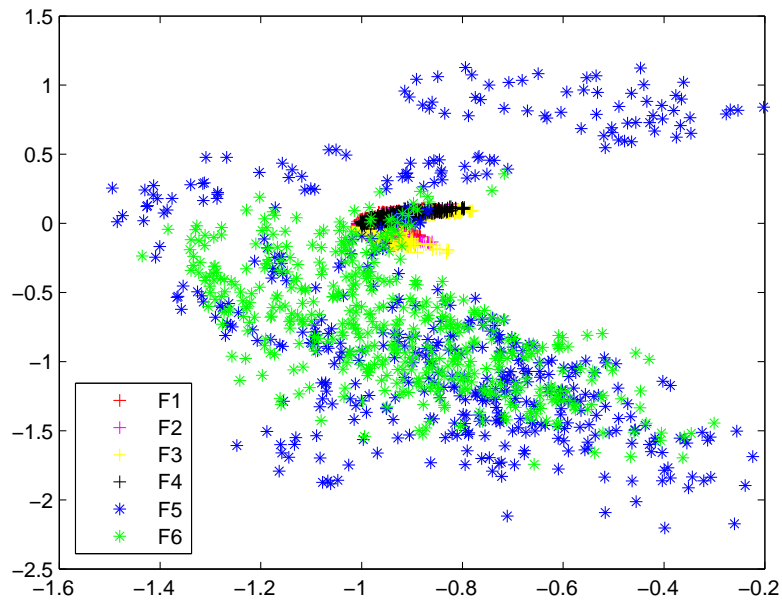
a) $\Delta I_i / \Delta I_d$ vis par la protection R1



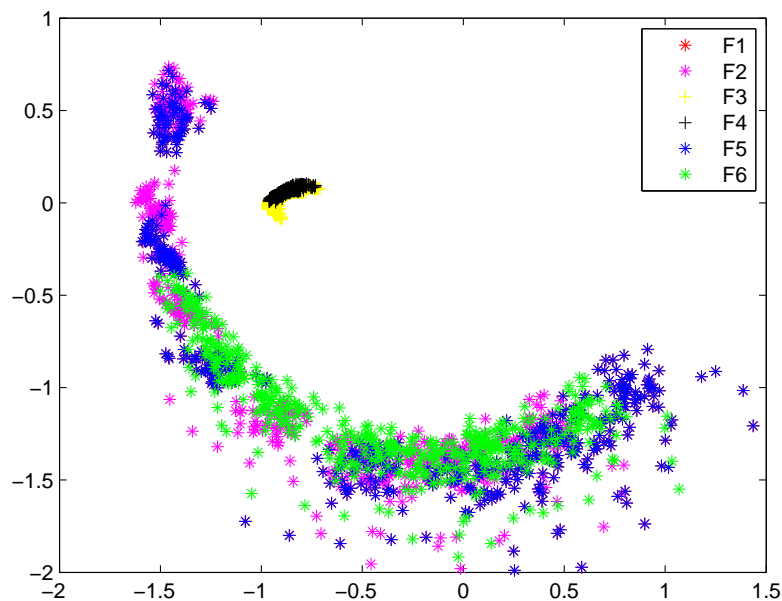
b) $\Delta I_i / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-10 : Impact de la longueur des tronçons sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC

F.3. Défaut biphasé isolé – Cas de GIC et MS

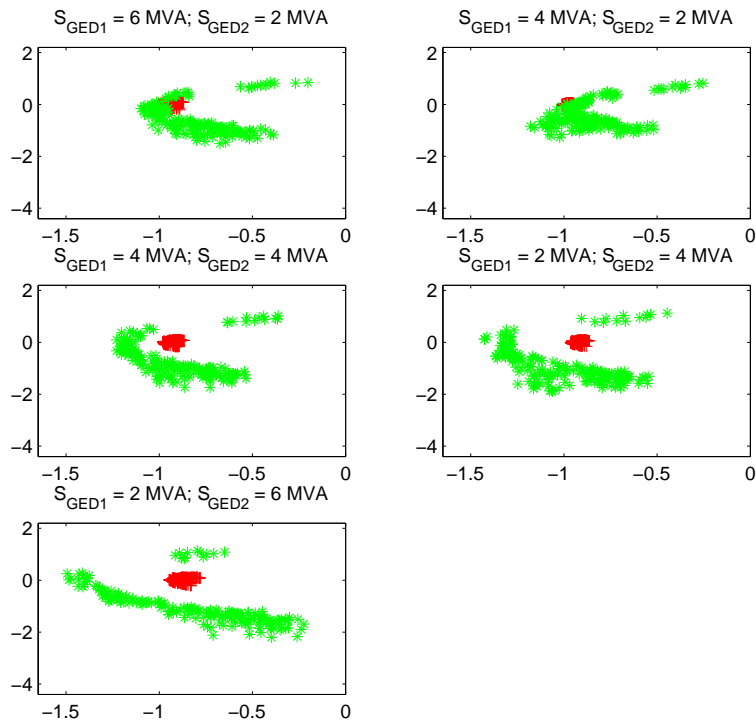


a) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R1

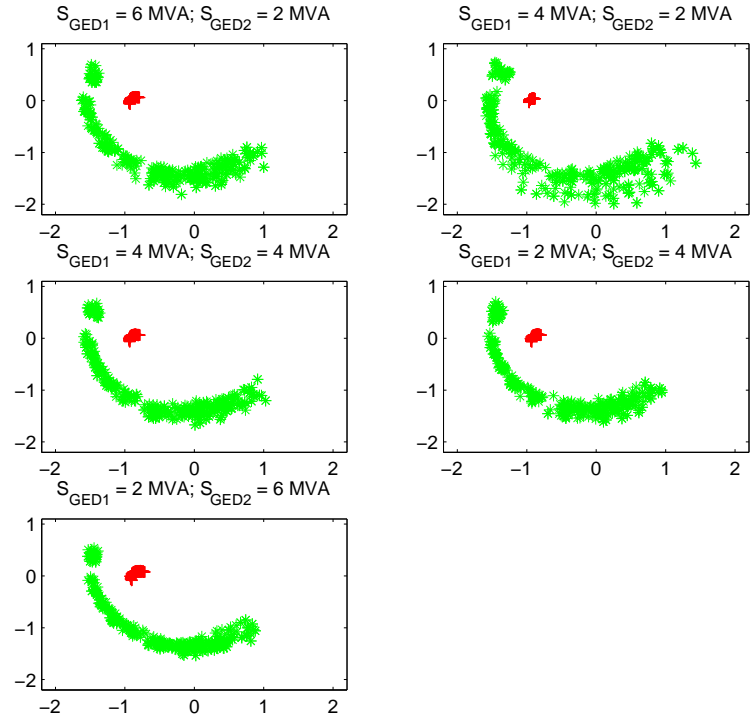


b) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-11 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS

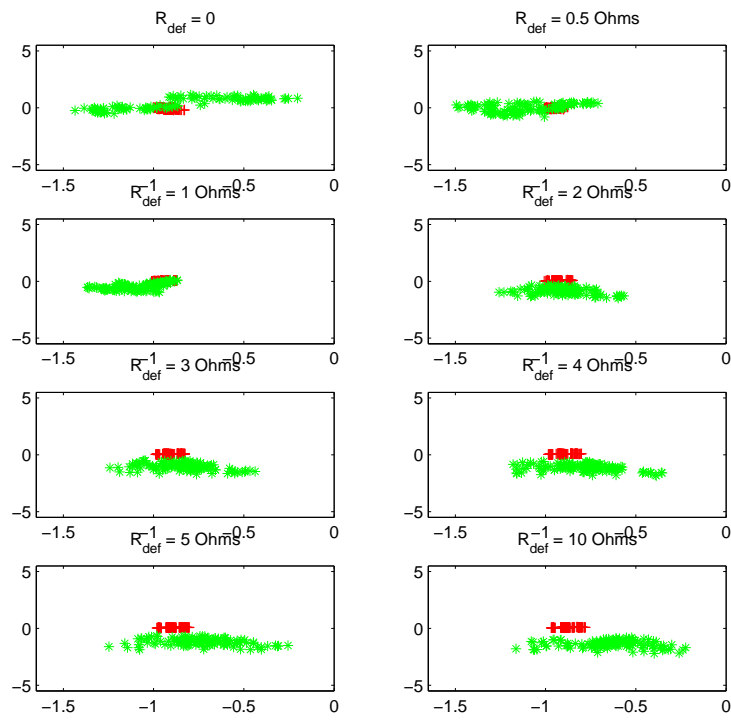


a) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vus par la protection R1

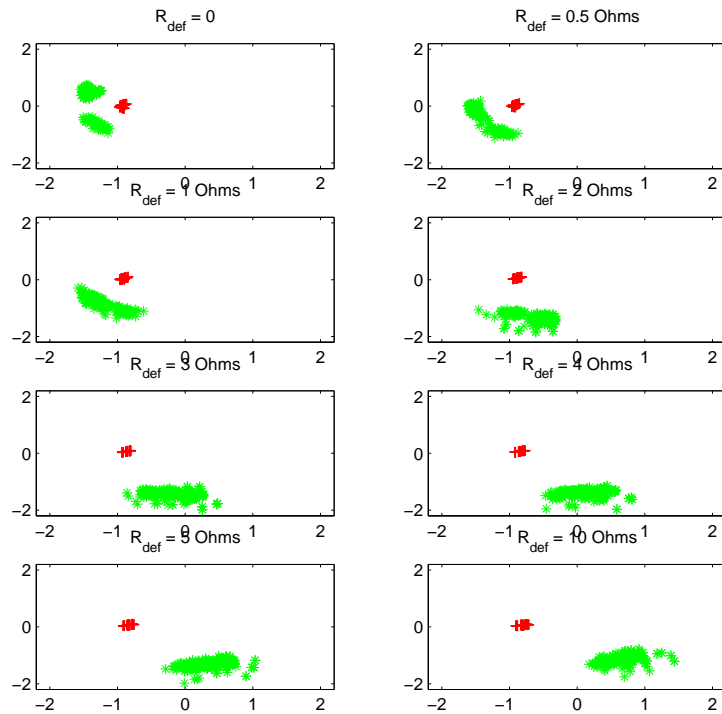


b) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vus par la protection R2

Figure F-12 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS

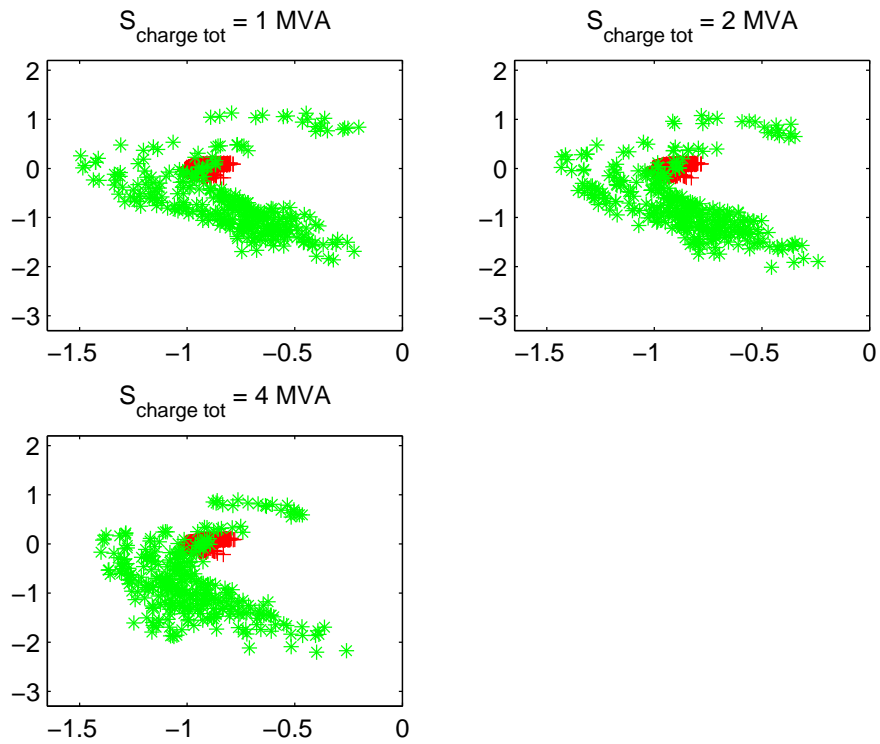


a) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vus par la protection R1

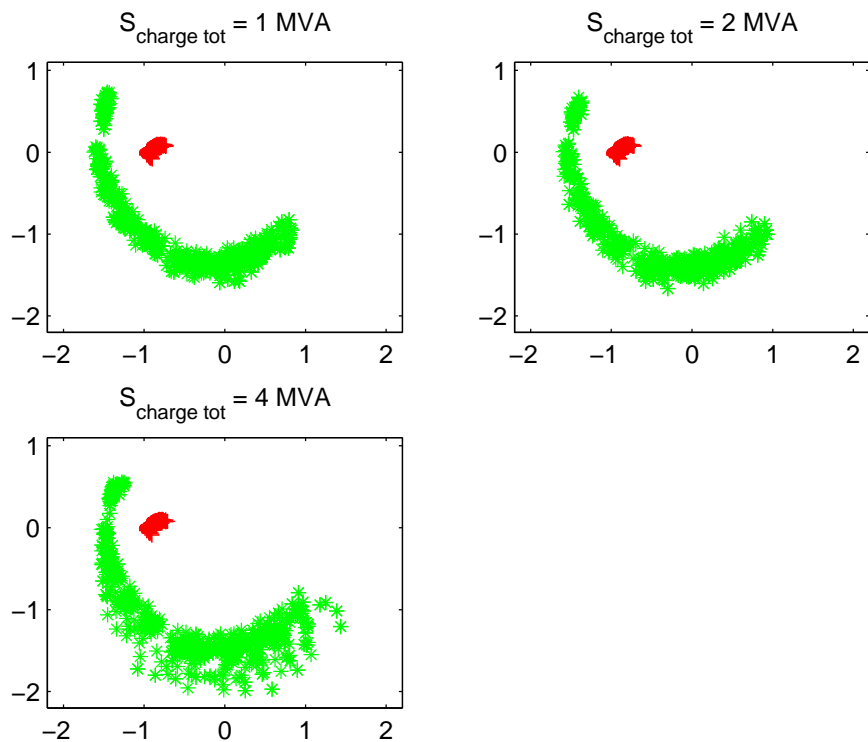


b) $\Delta I_f / \Delta I_d$ vus par la protection R2

Figure F-13 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS

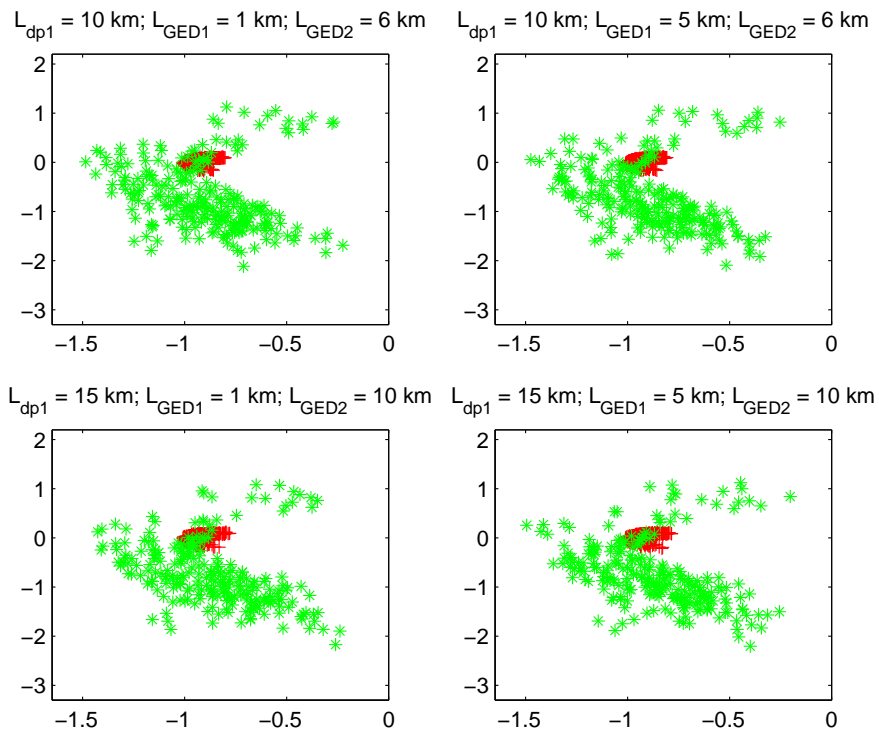


a) $\Delta I_r / \Delta I_d$ vis par la protection R1

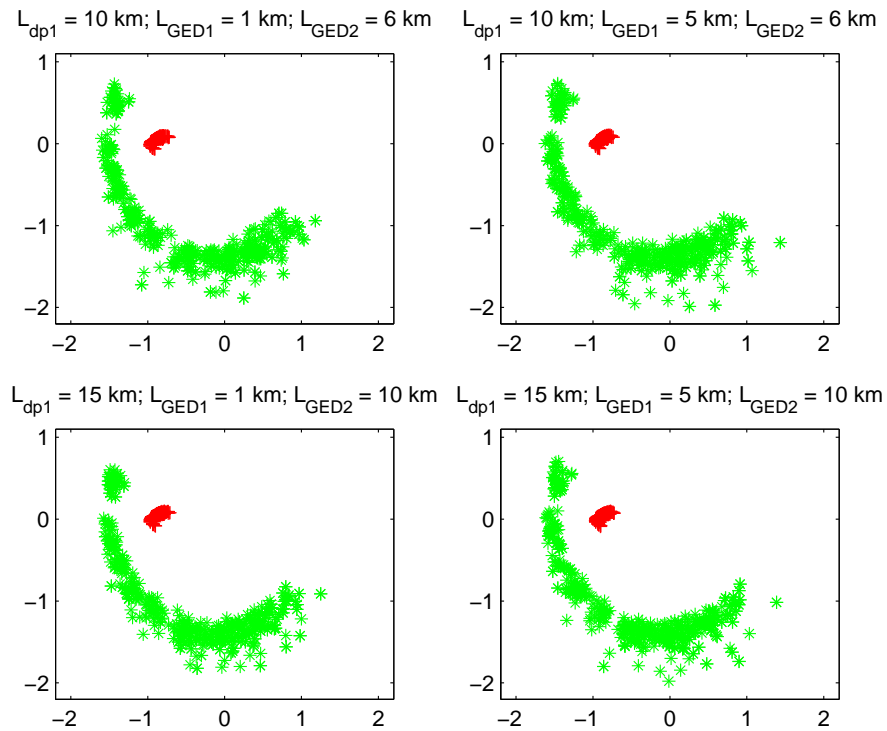


b) $\Delta I_r / \Delta I_d$ vis par la protection R2

Figure F-14 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS



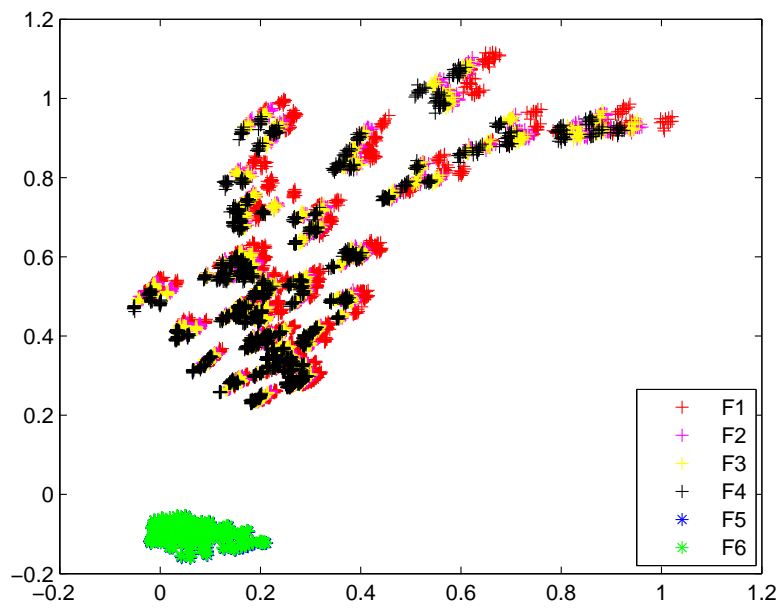
a) $\Delta I_i / \Delta I_q$ vis par la protection R1



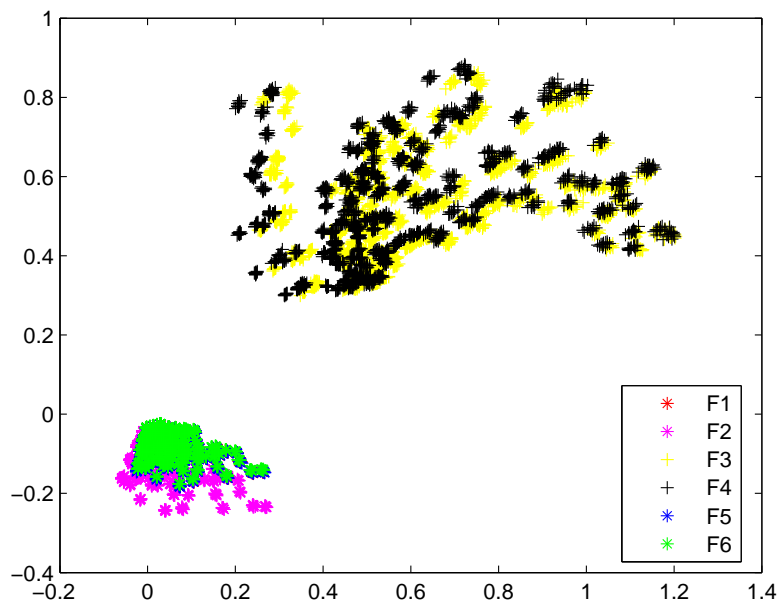
b) $\Delta I_i / \Delta I_q$ vis par la protection R2

Figure F-15 : Impact de la longueur des tronçons sur la répartition des zones – défaut biphasé B-C, cas de GIC et MS

F.4. Défaut monophasé, neutre compensé – Cas de MS

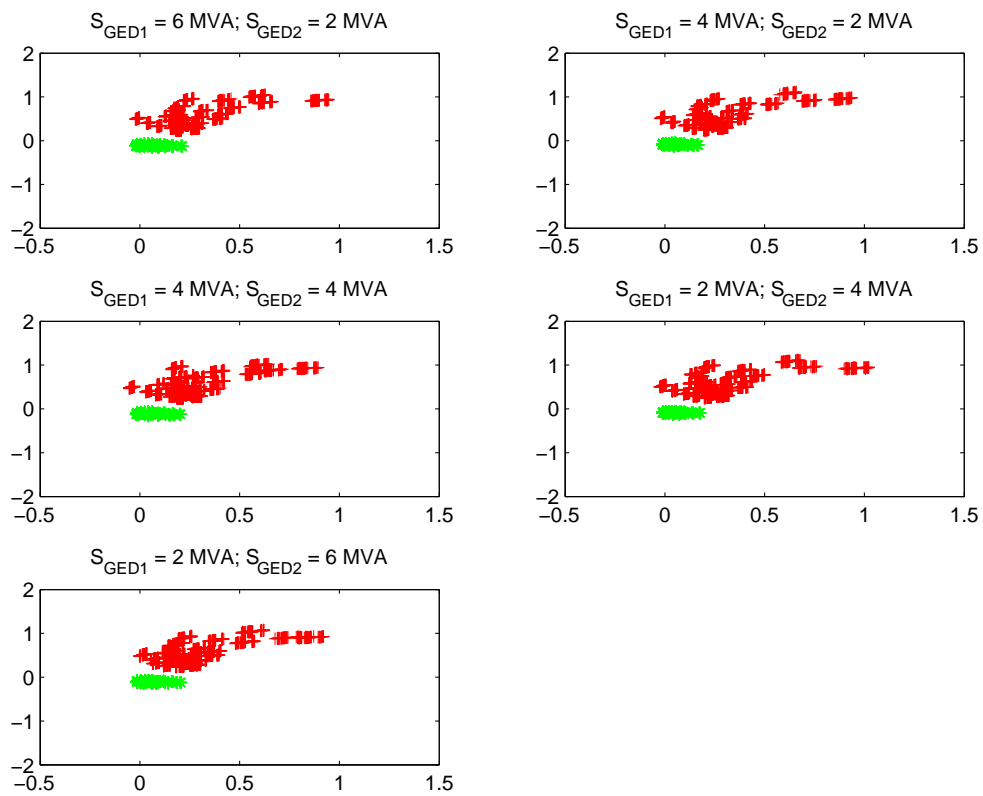


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

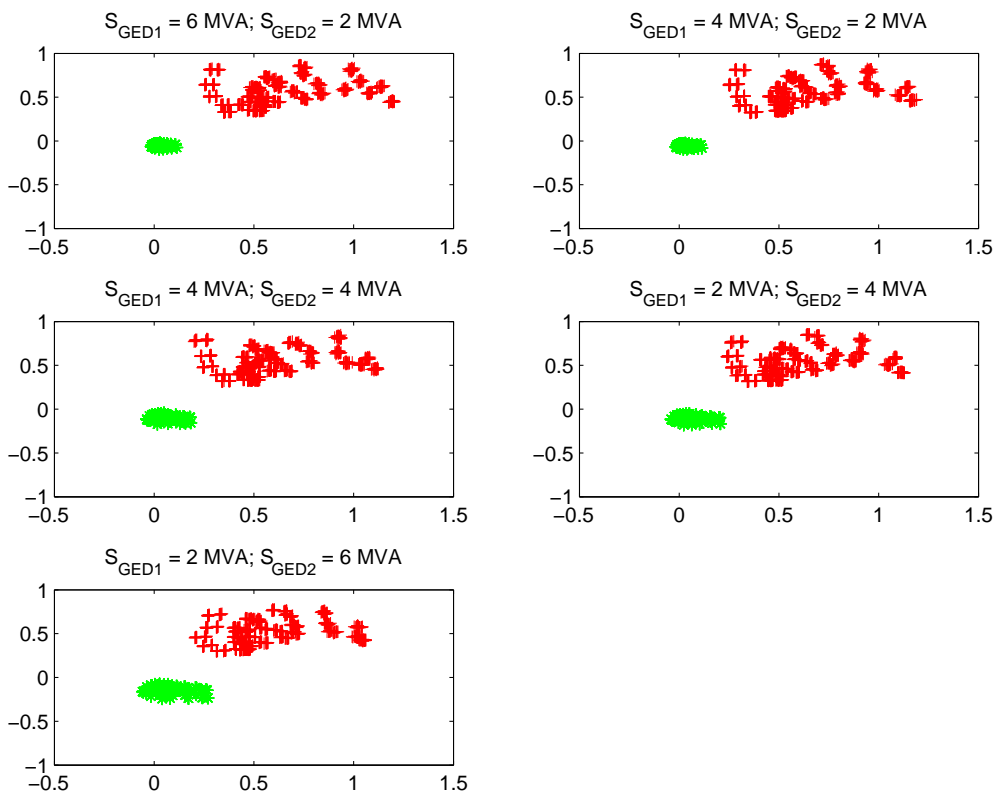


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-16 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé avec neutre compensé A-G, cas de MS

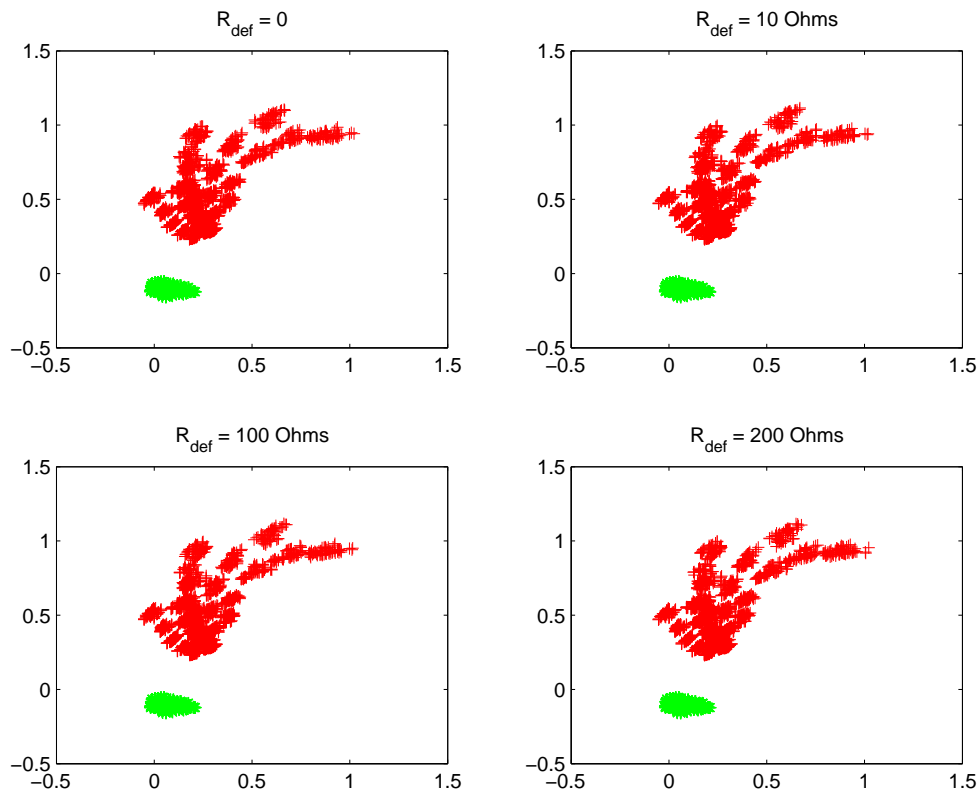


a) $\Delta I_i/\Delta I_0$ vis par la protection R1

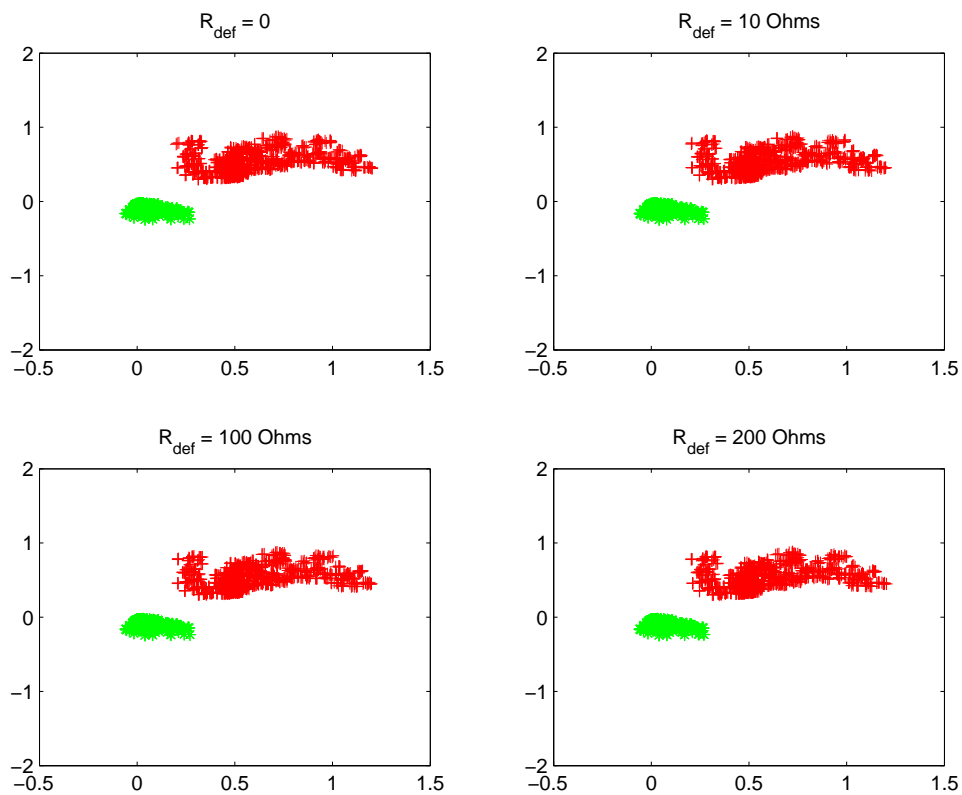


b) $\Delta I_i/\Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-17 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS

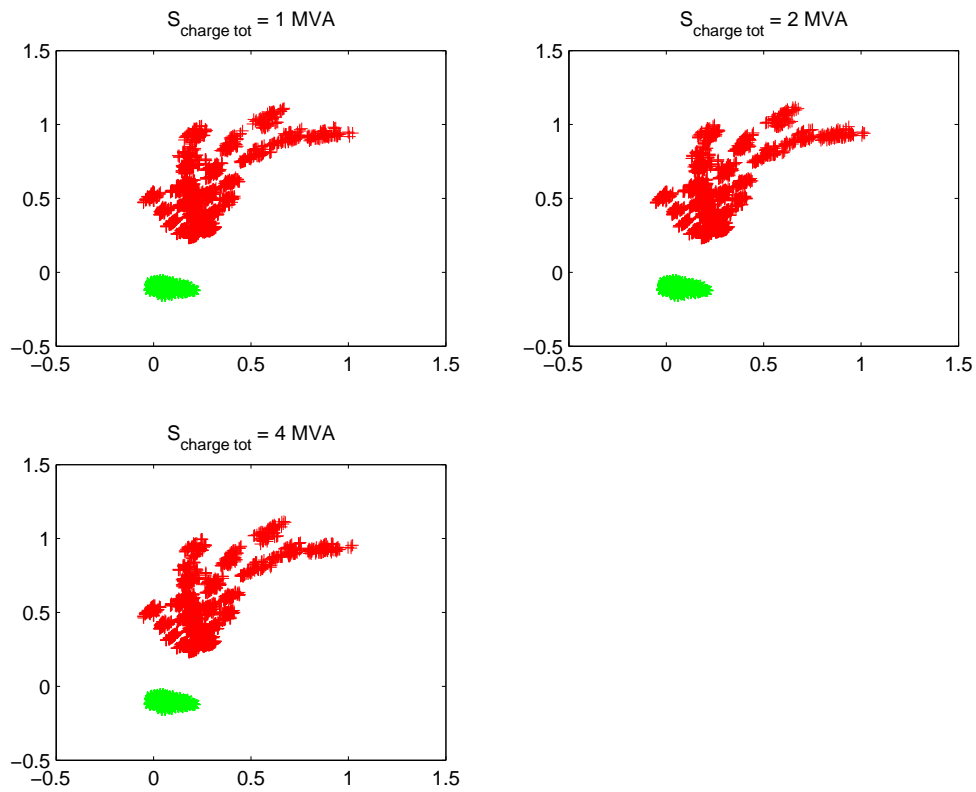


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

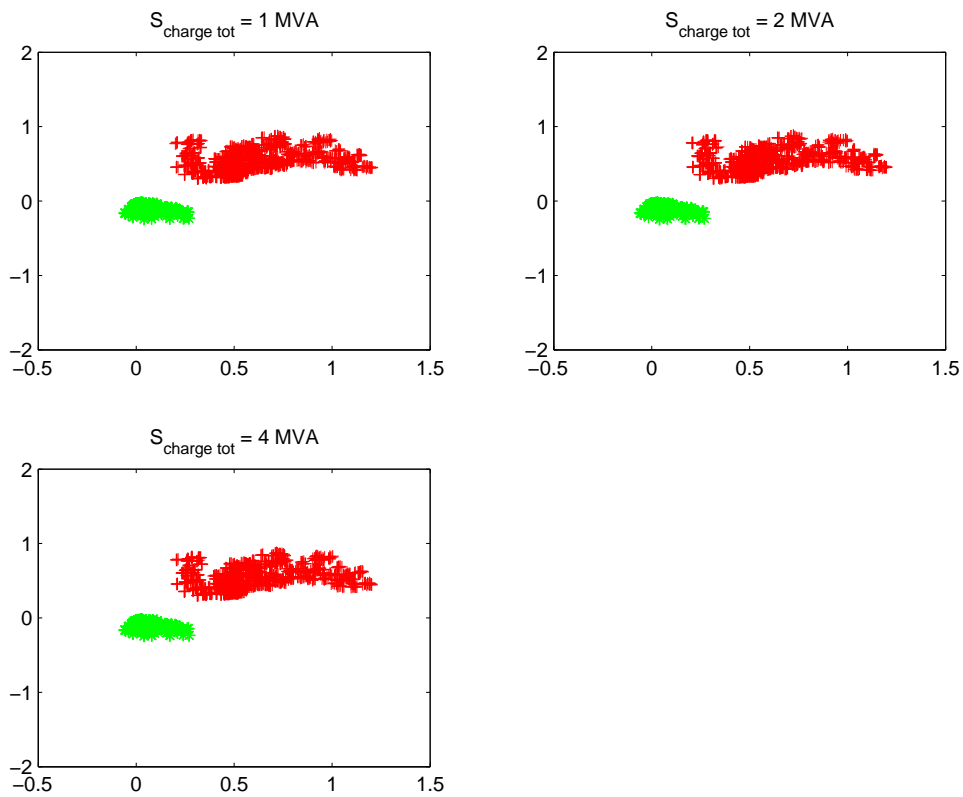


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-18 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS

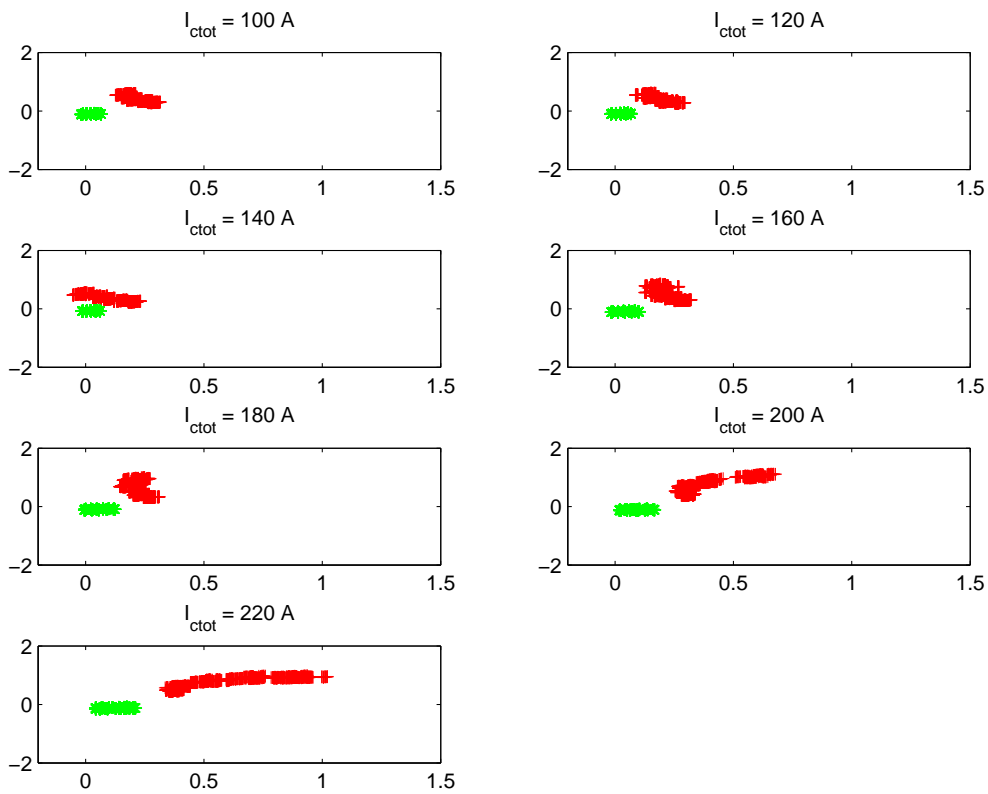


a) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vus par la protection R1

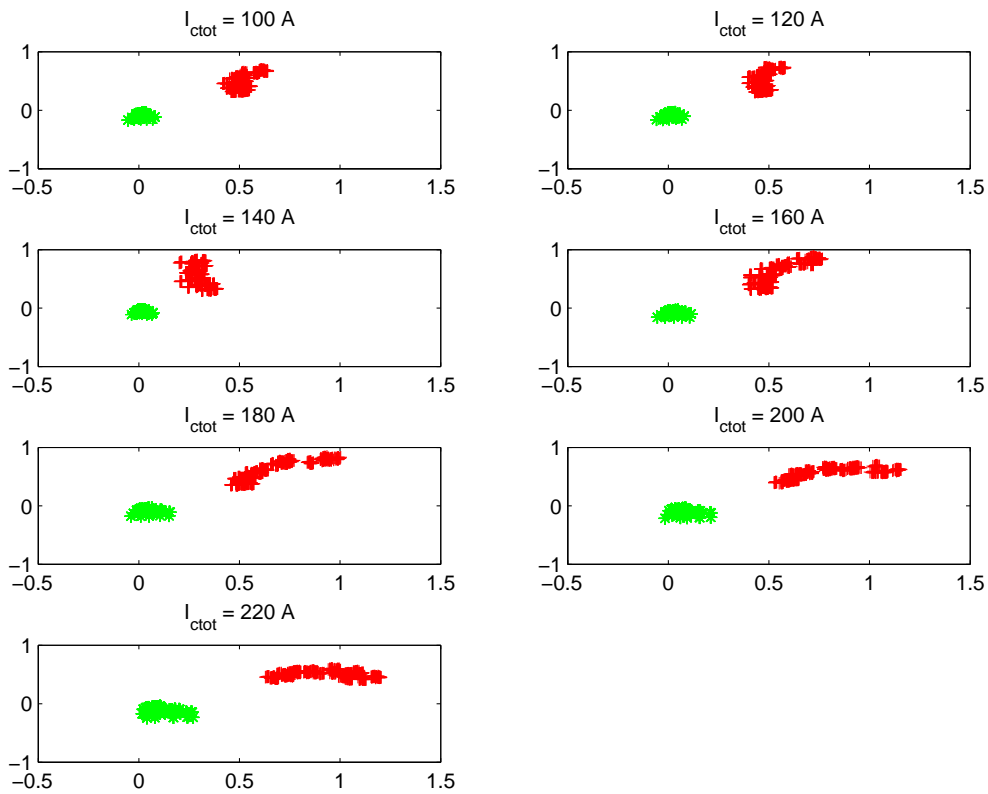


b) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-19 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS

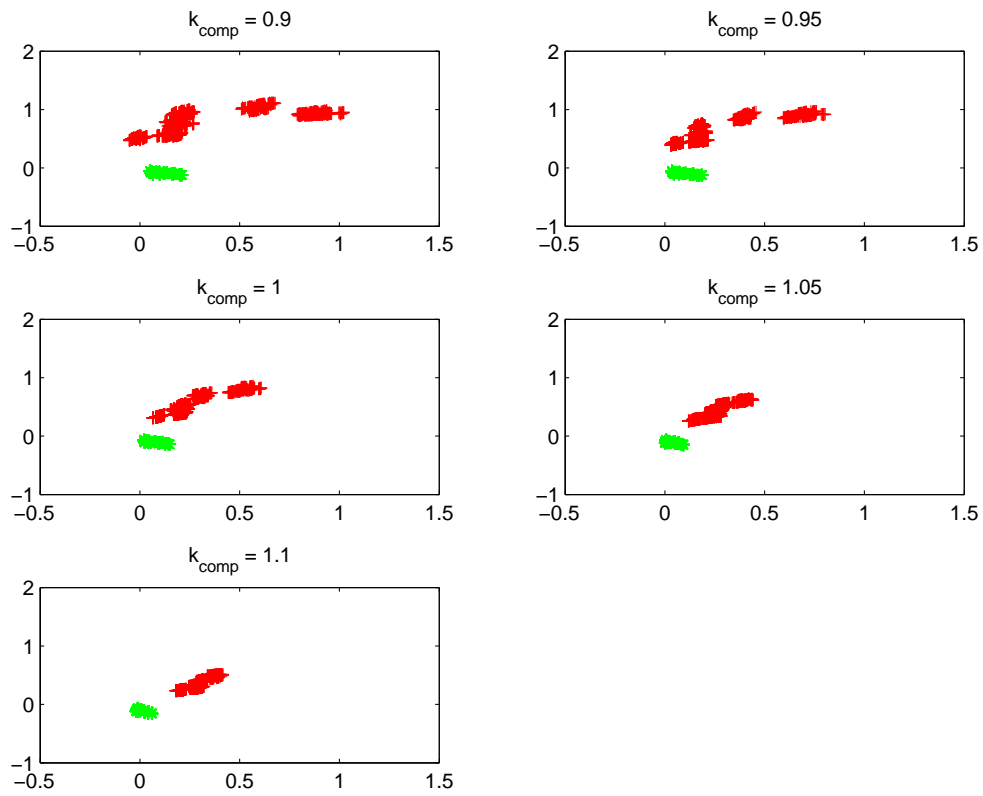


a) $\Delta I_z/\Delta I_0$ vis par la protection R1

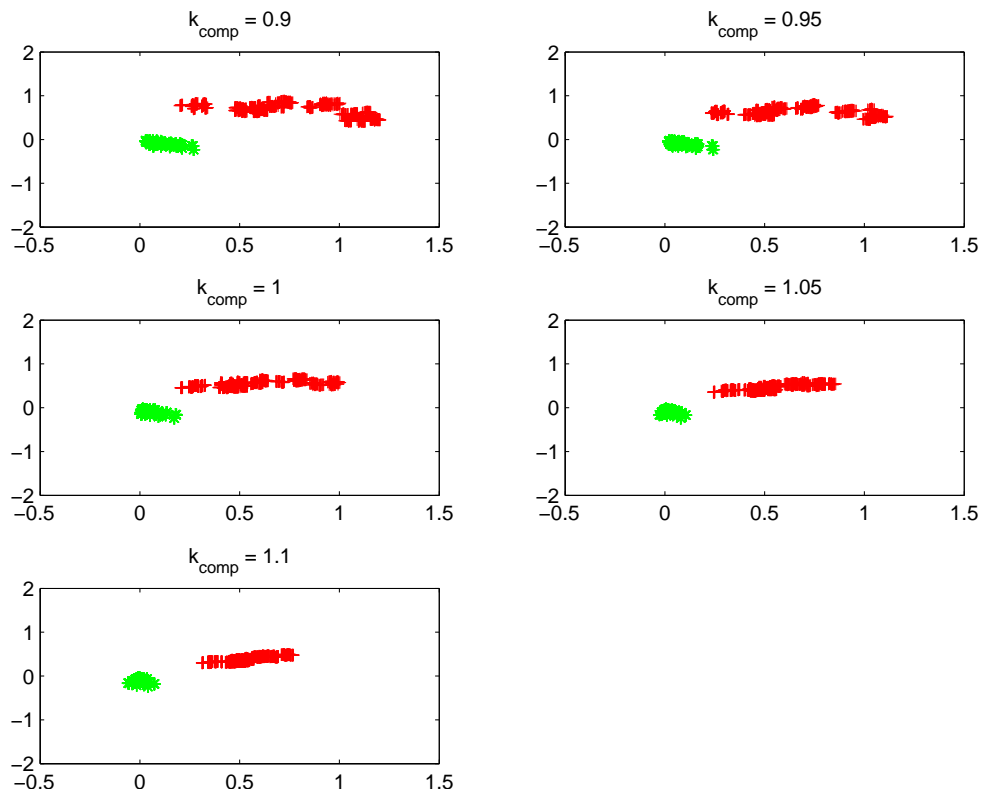


b) $\Delta I_z/\Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-20 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS



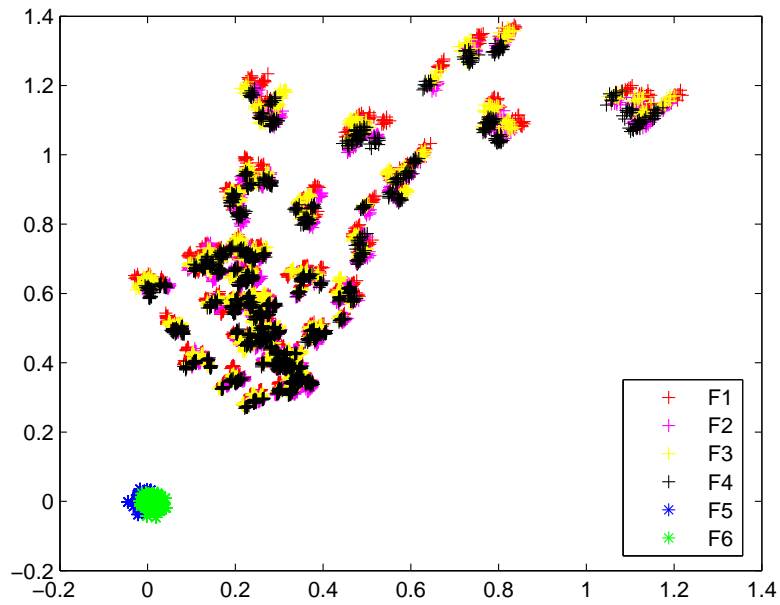
a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R1



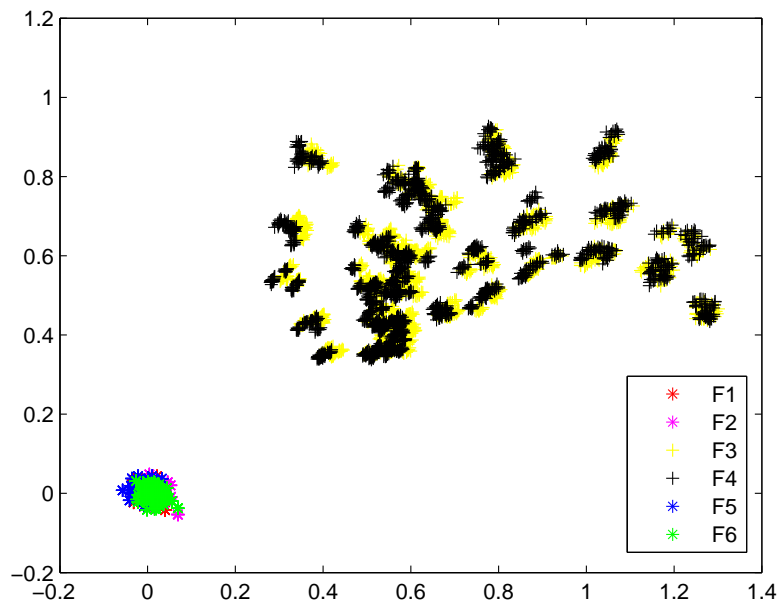
b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-21 : Impact du facteur de compensation k_{comp} sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de MS

F.5. Défaut monophasé, neutre compensé – Cas de GIC

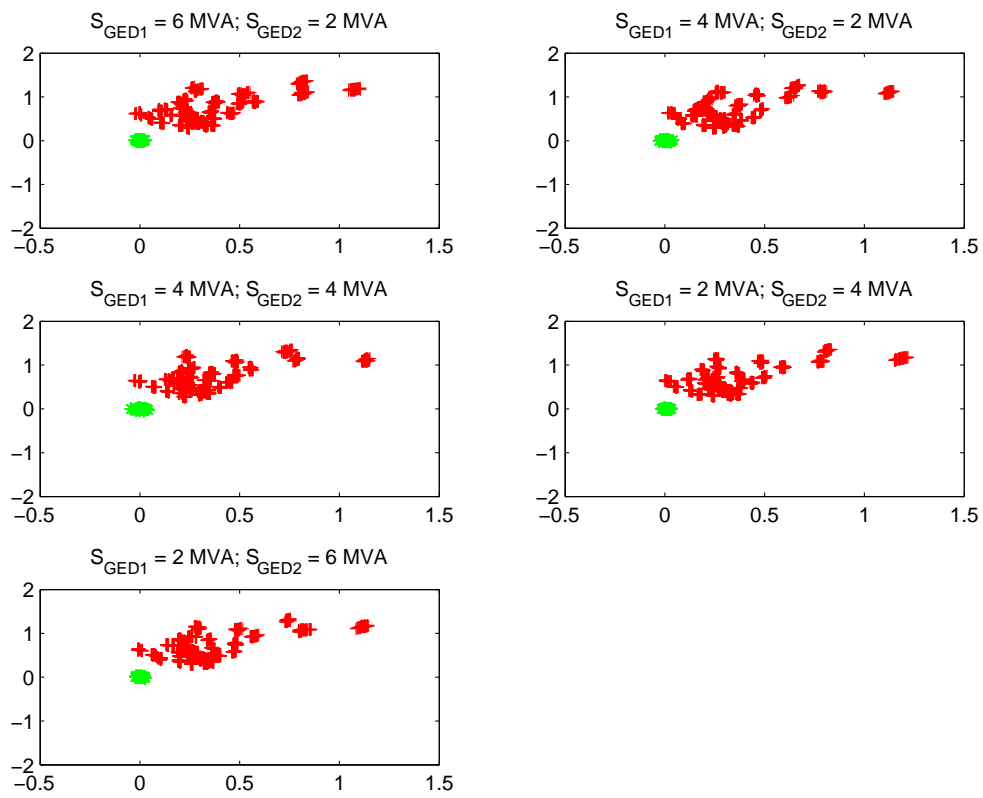


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

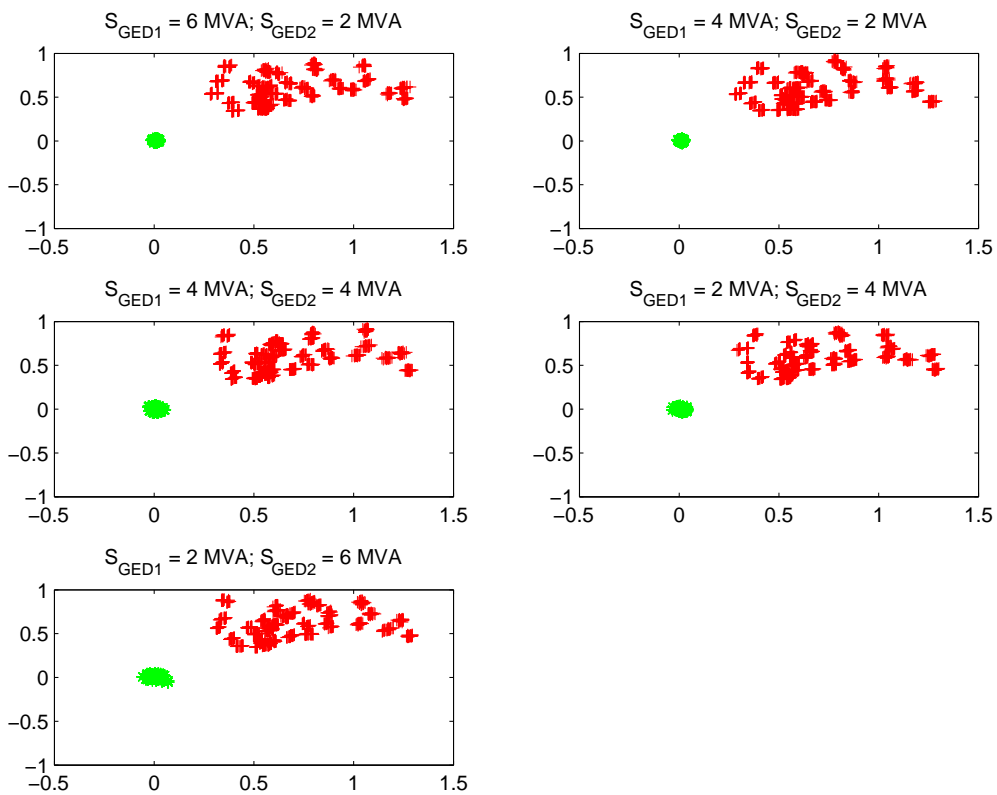


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-22 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC

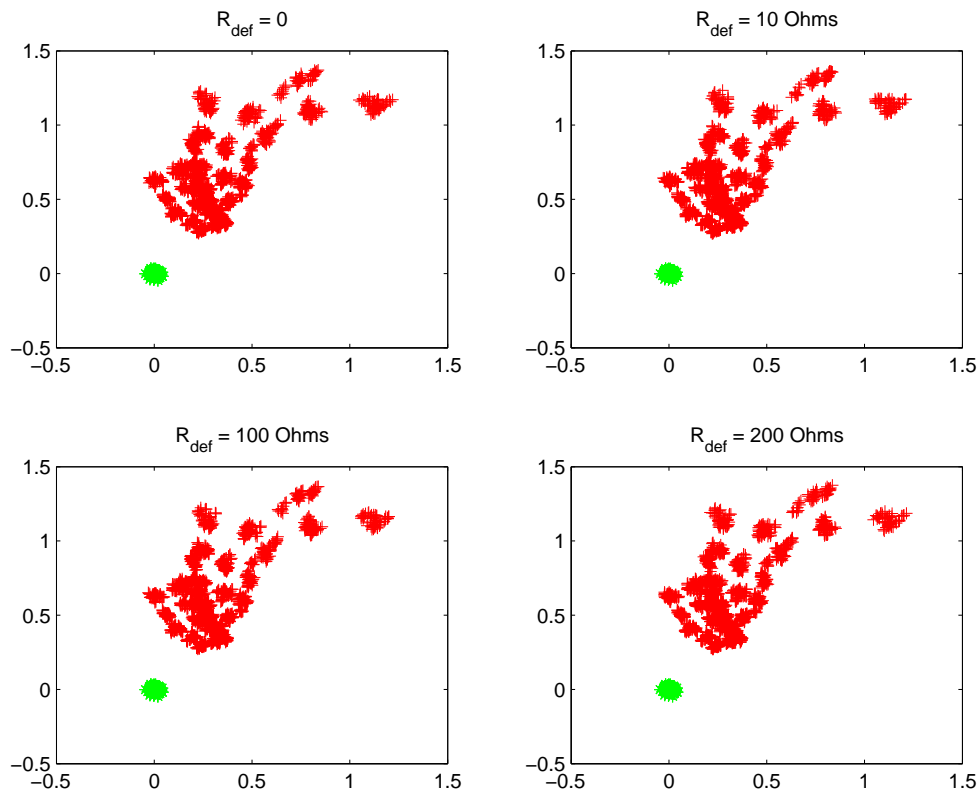


a) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vis par la protection R1

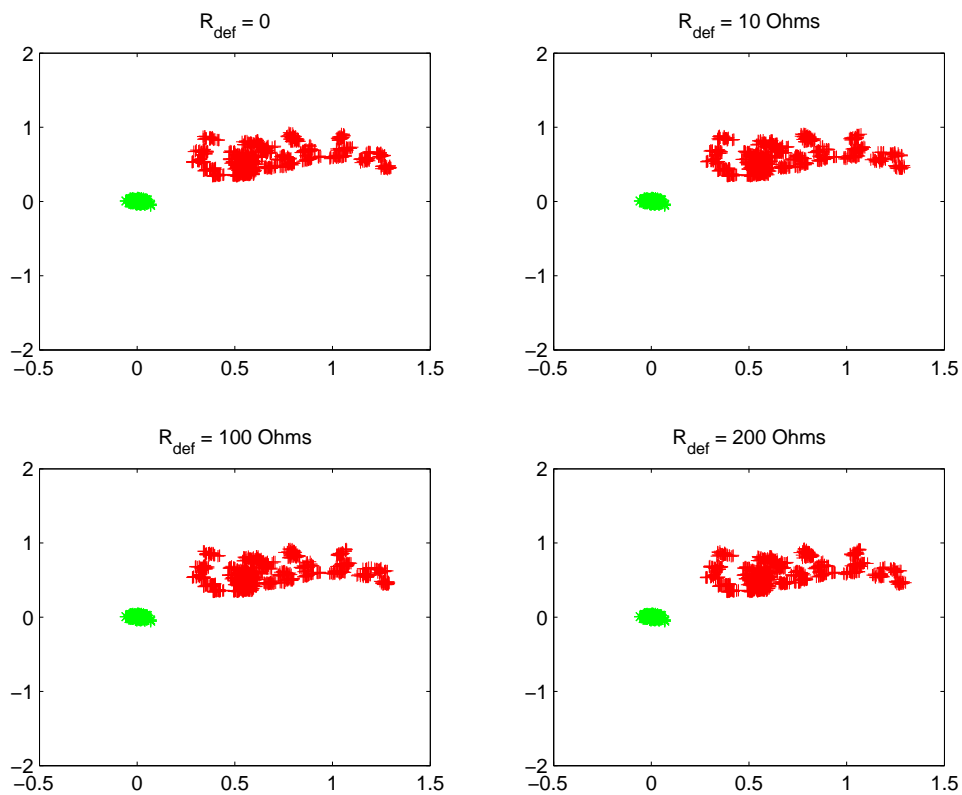


b) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-23 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC

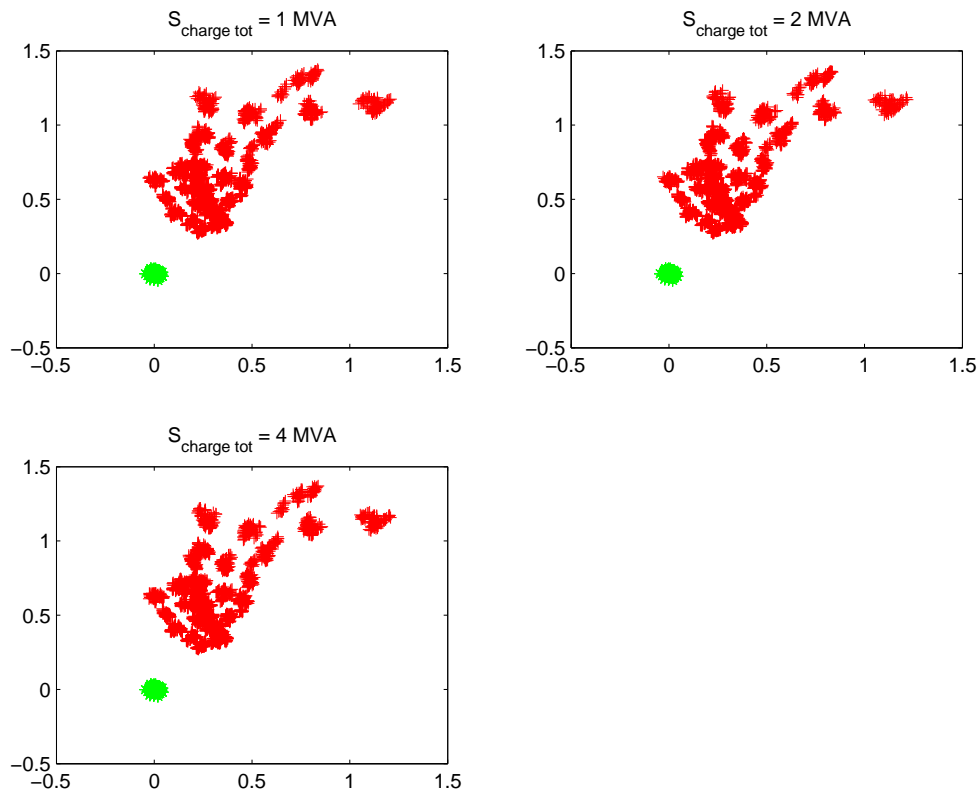


a) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vis par la protection R1

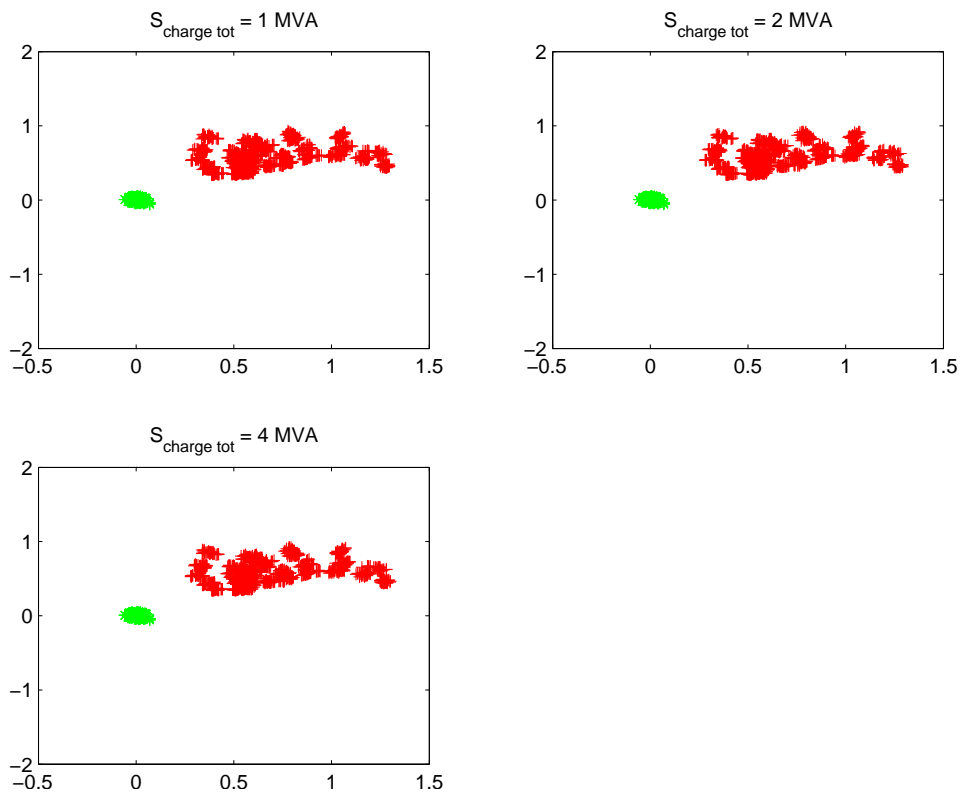


b) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-24 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC

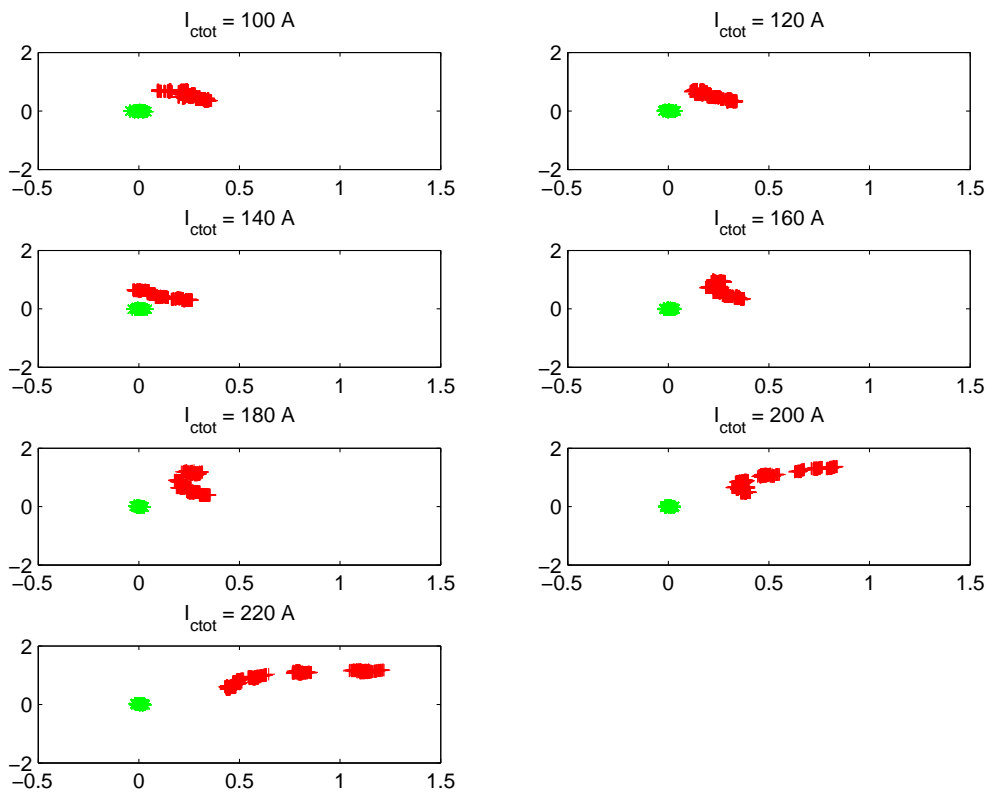


a) $\Delta I_i/\Delta I_0$ vus par la protection R1

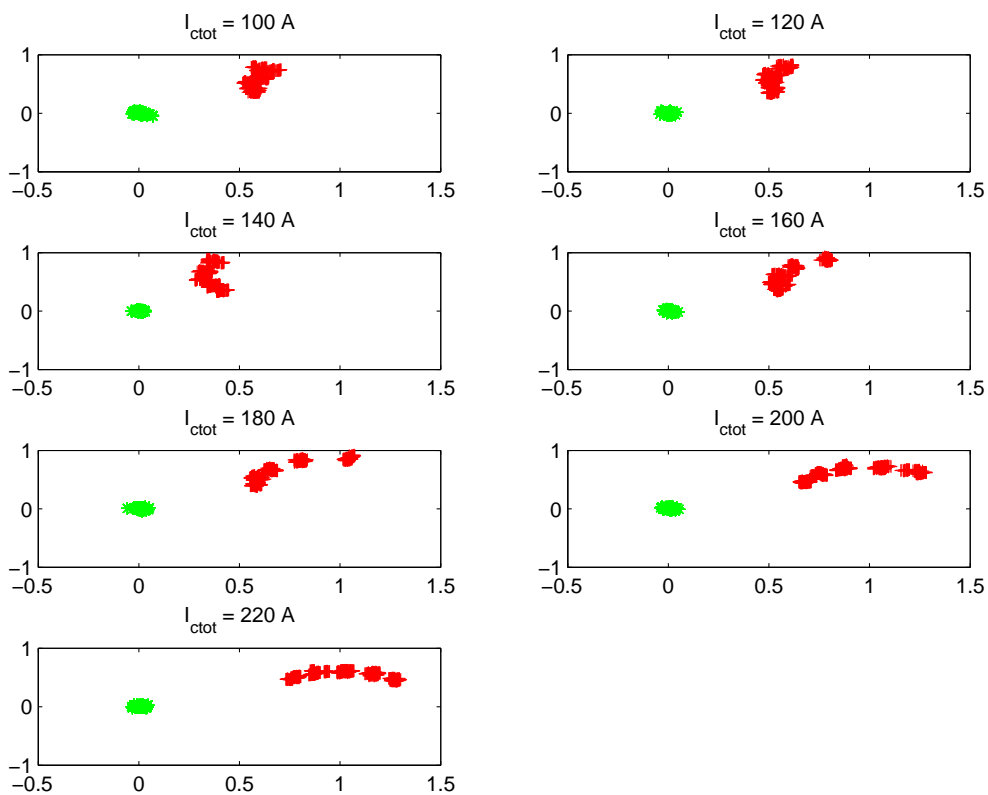


b) $\Delta I_i/\Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-25 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC

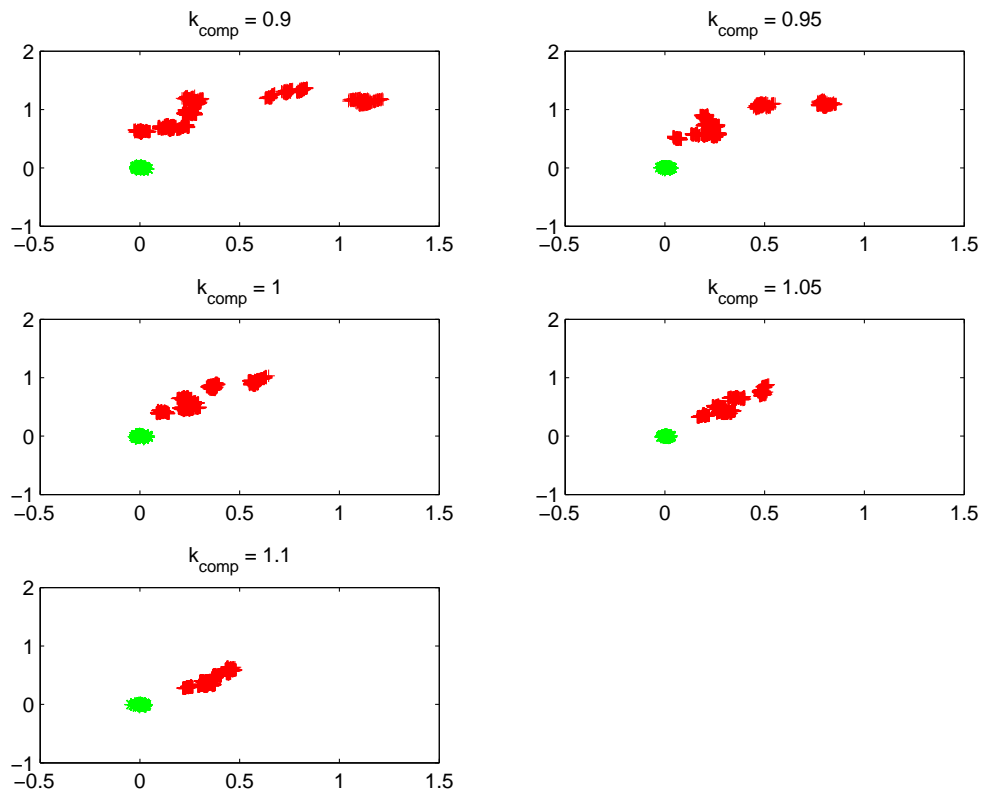


a) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R1

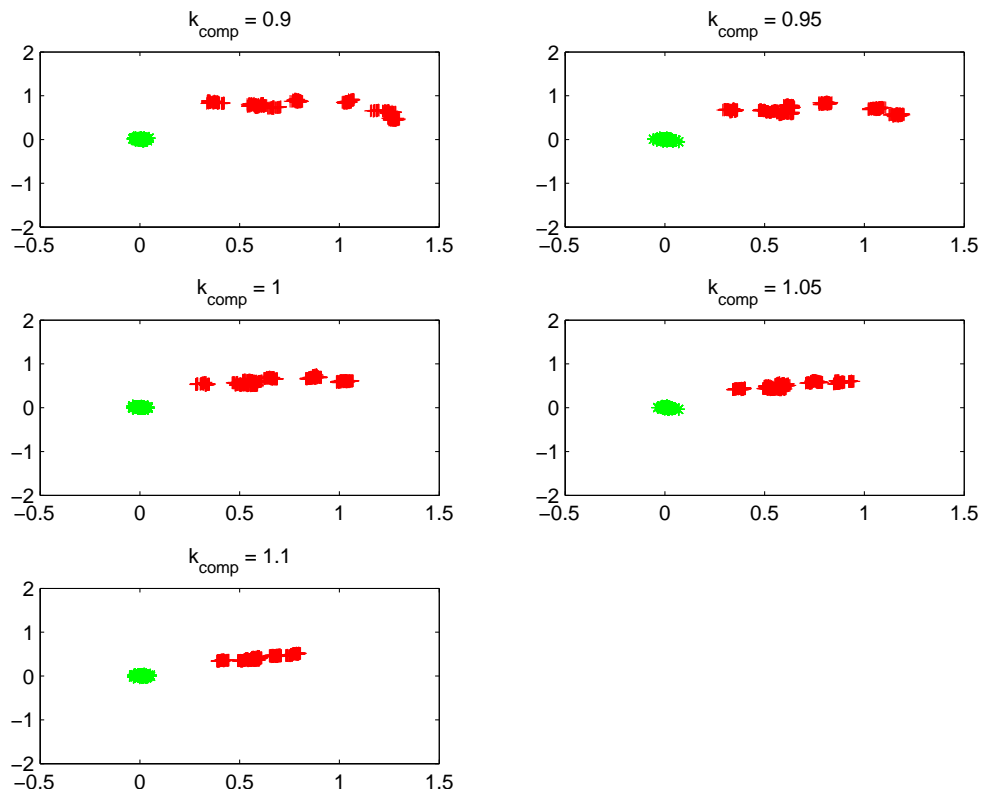


b) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-26 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé avec neutre compensé, cas de GIC



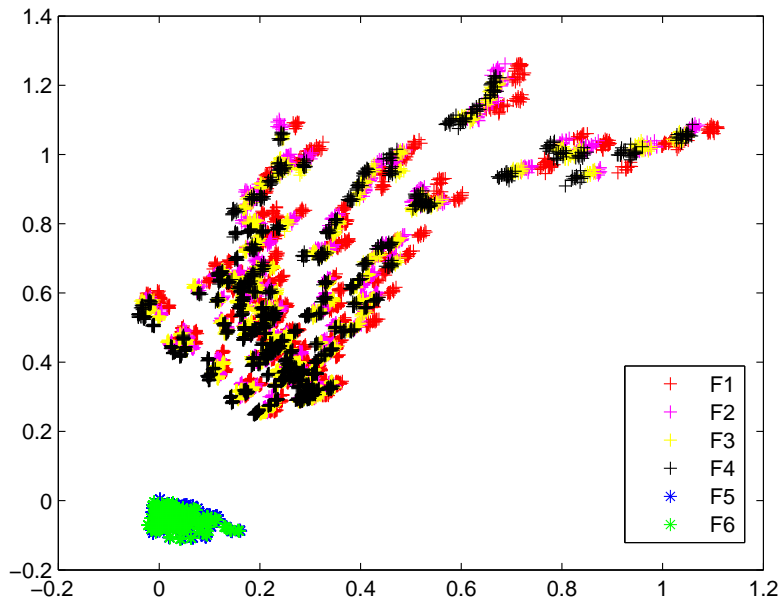
a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1



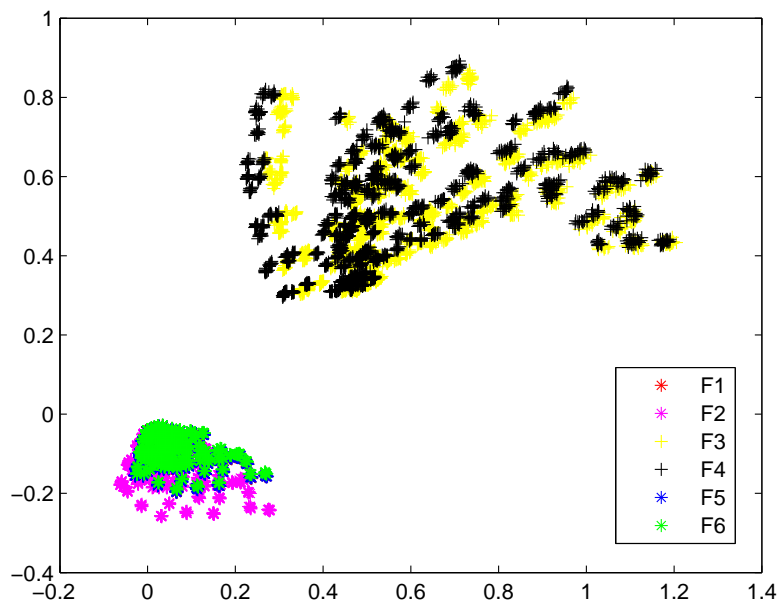
b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-27 : Impact du facteur de compensation k_{comp} sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC

F.6. Défaut monophasé, neutre compensé – Cas de GIC et MS

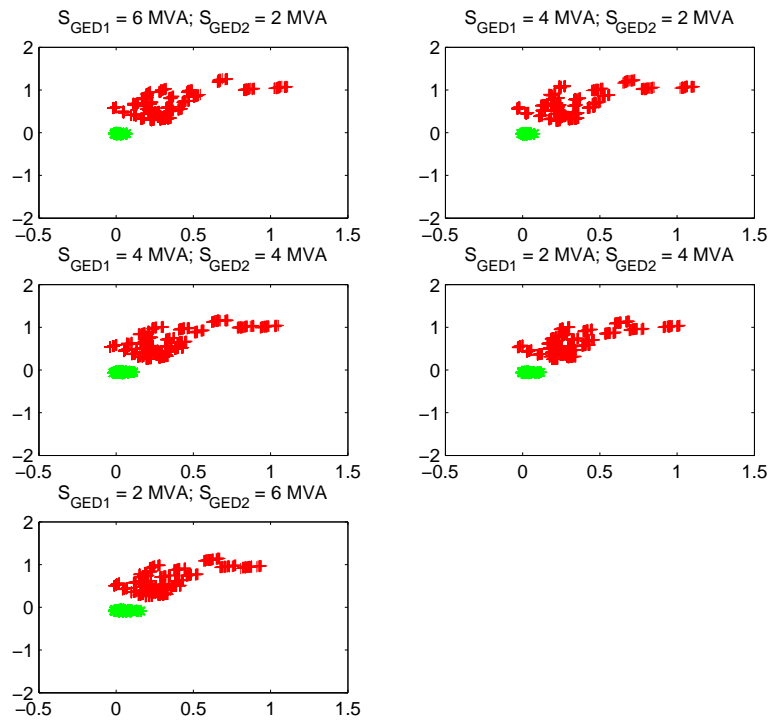


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R1

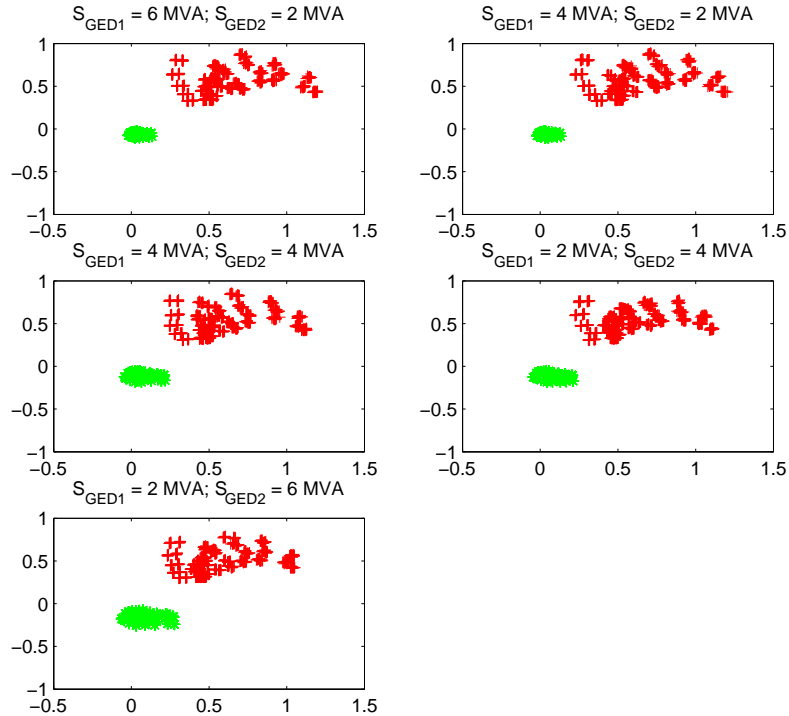


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-28 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS

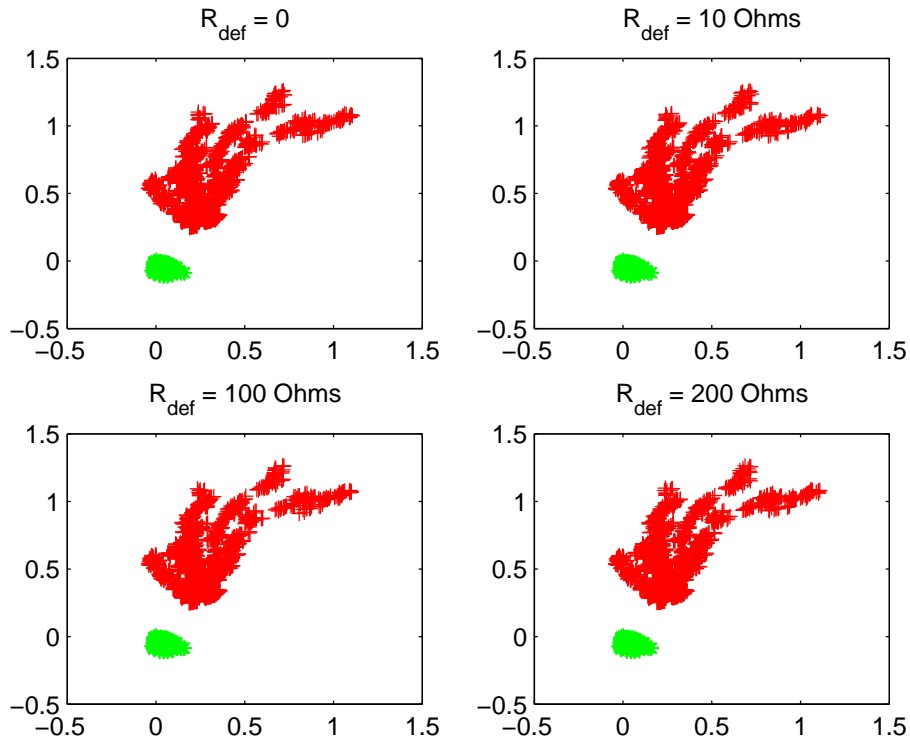


a) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vus par la protection R1

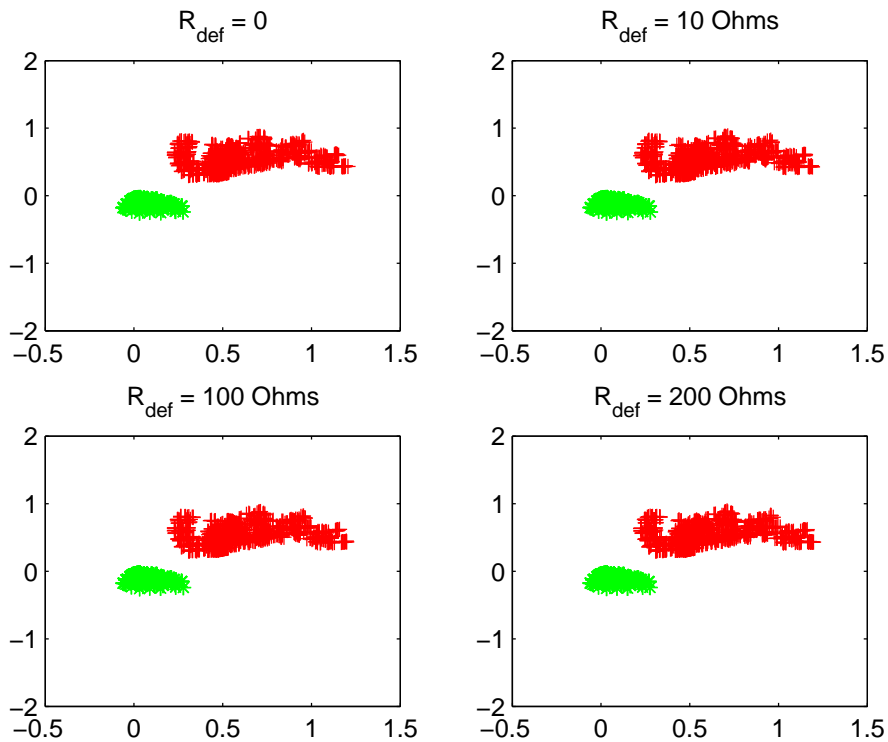


b) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-29 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS

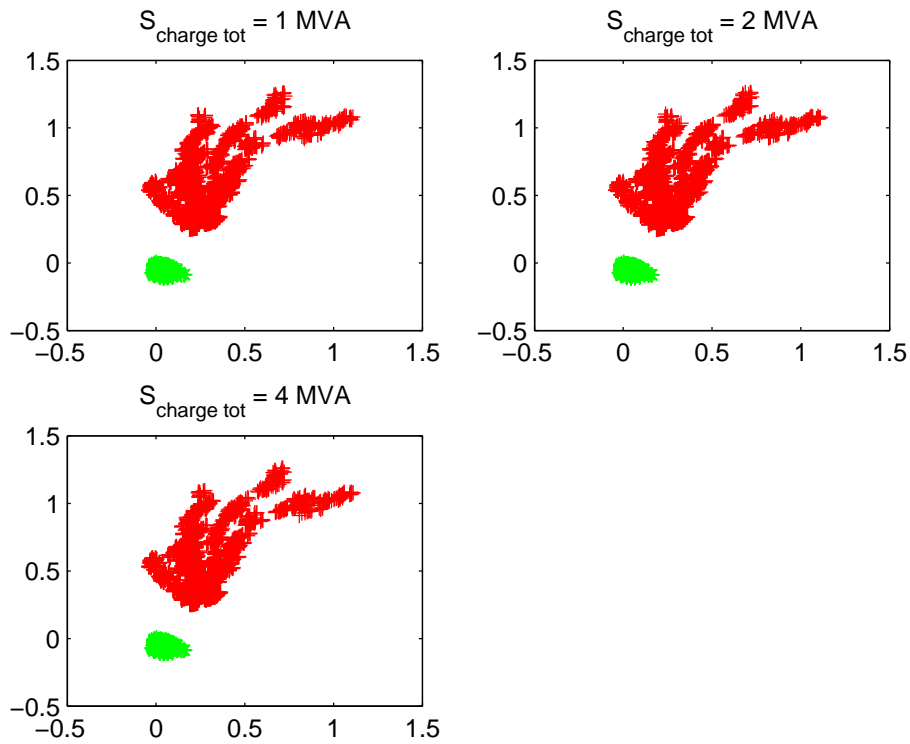


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R1

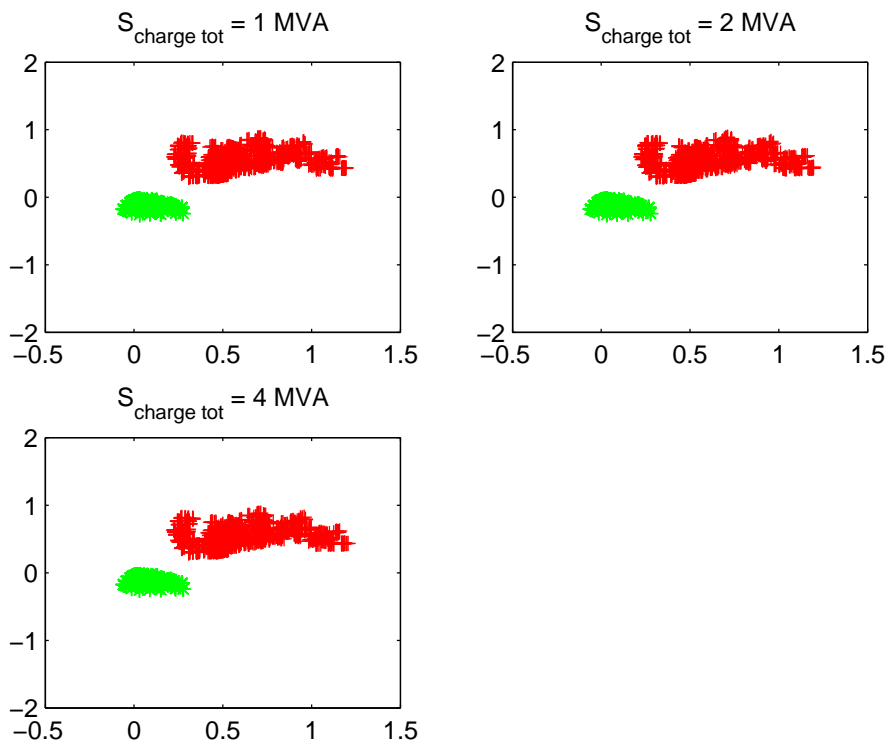


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-30 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS

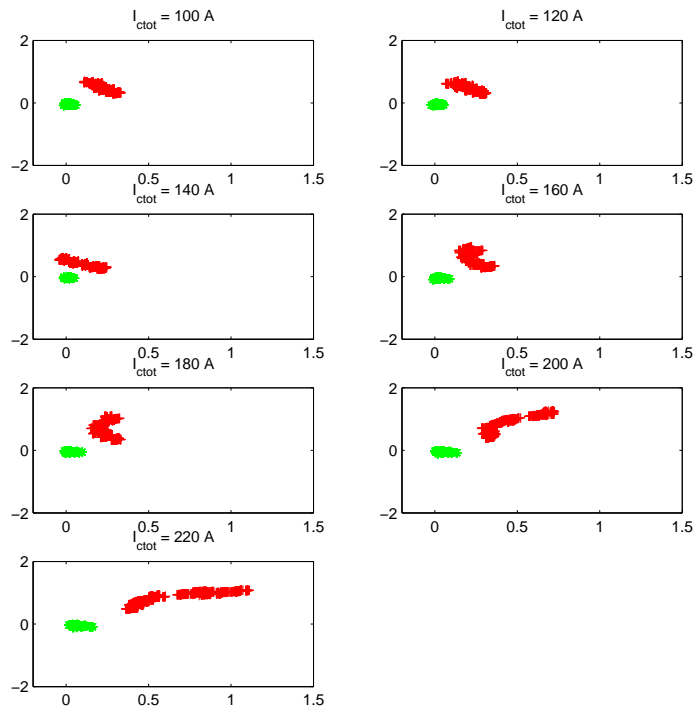


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R1

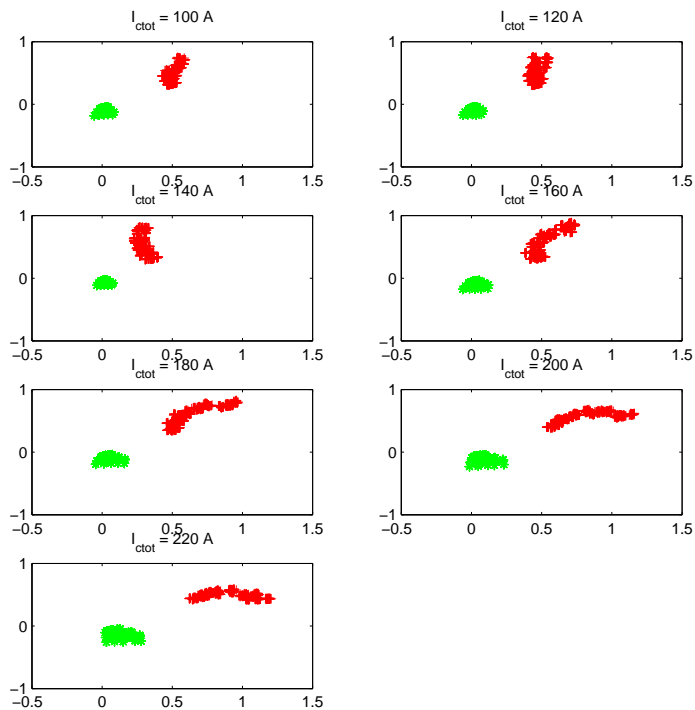


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-31 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS

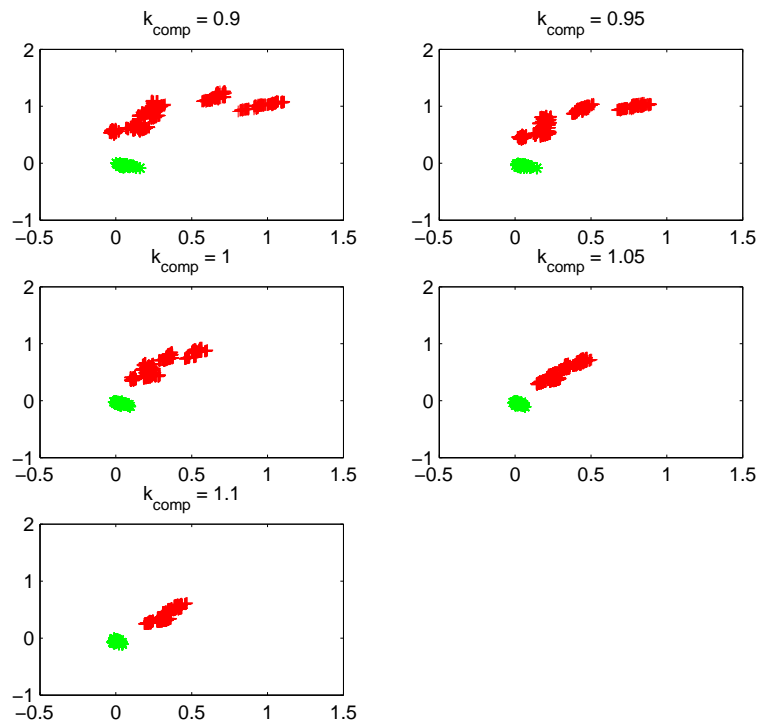


a) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R1

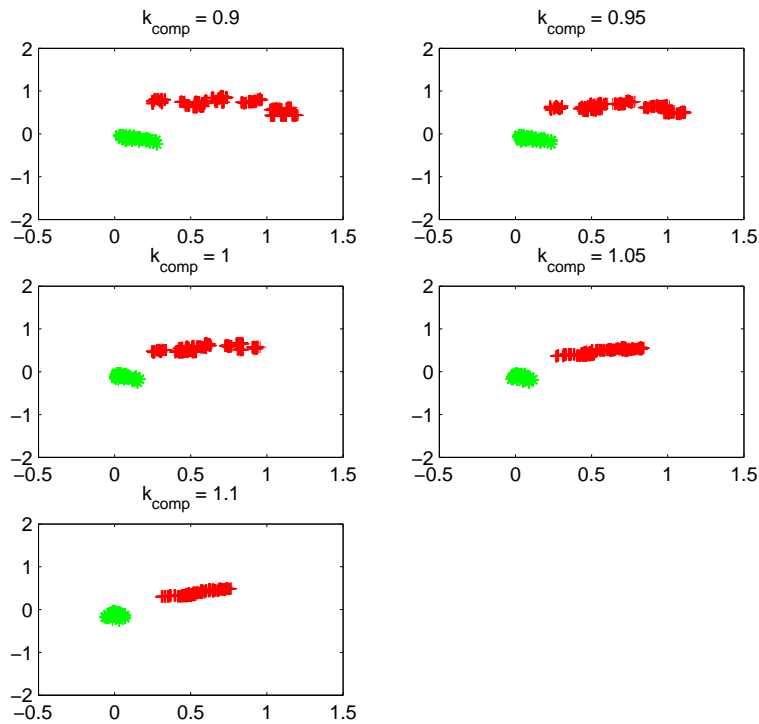


b) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-32 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS



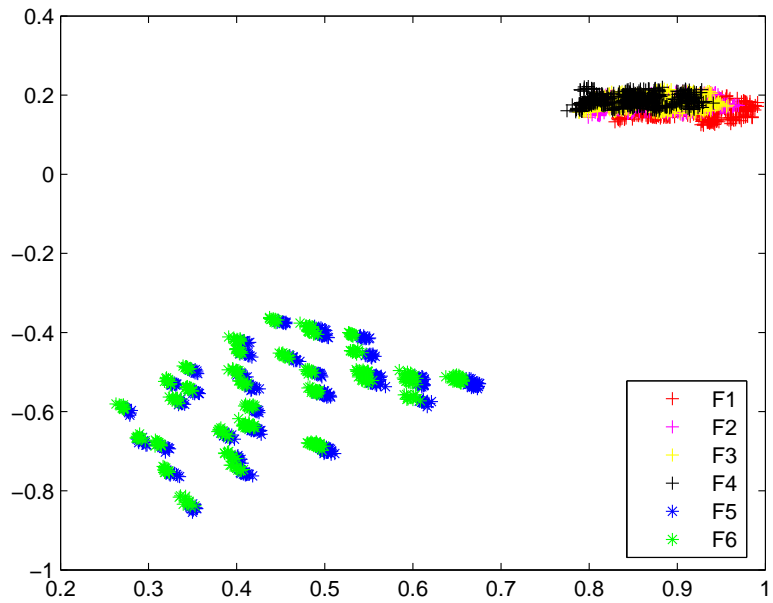
a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1



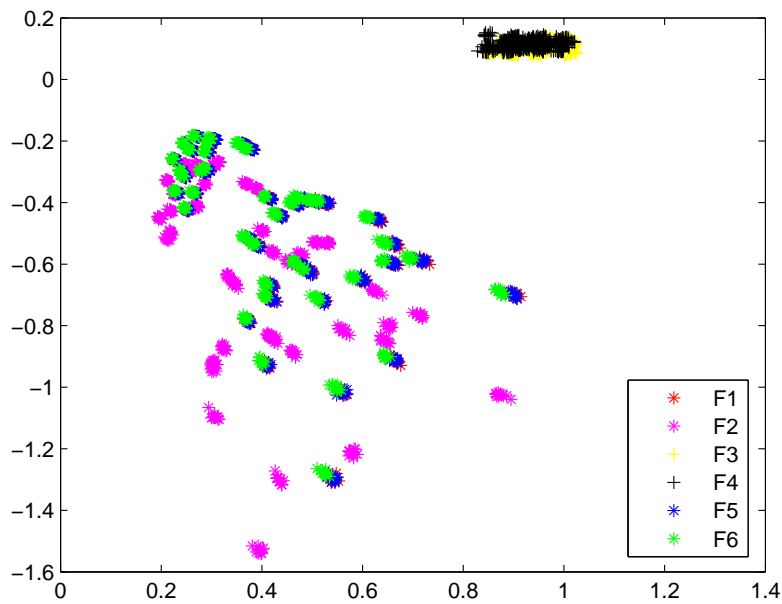
b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-33 : Impact du facteur de compensation k_{comp} sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre compensé, cas de GIC et MS

F.7. Défaut monophasé, neutre résistif – Cas de MS

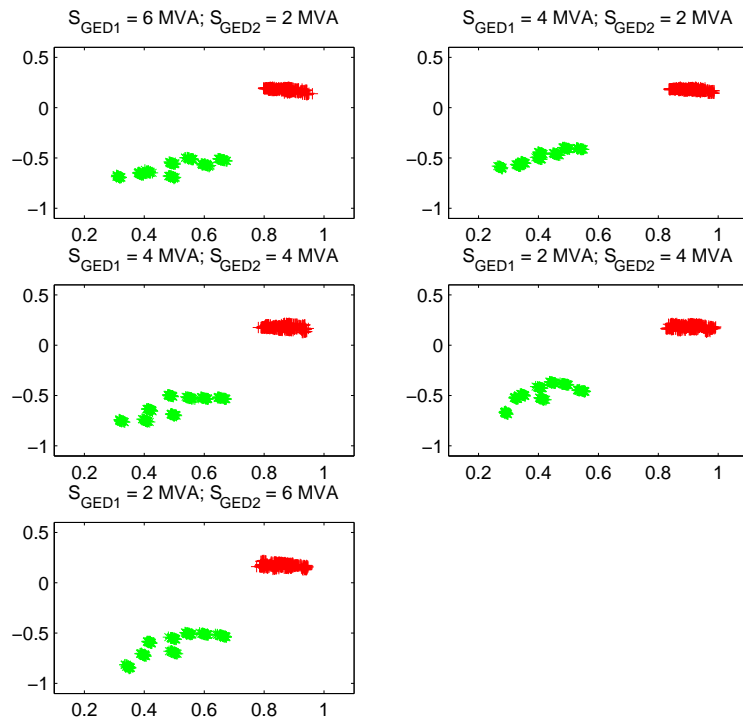


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R1

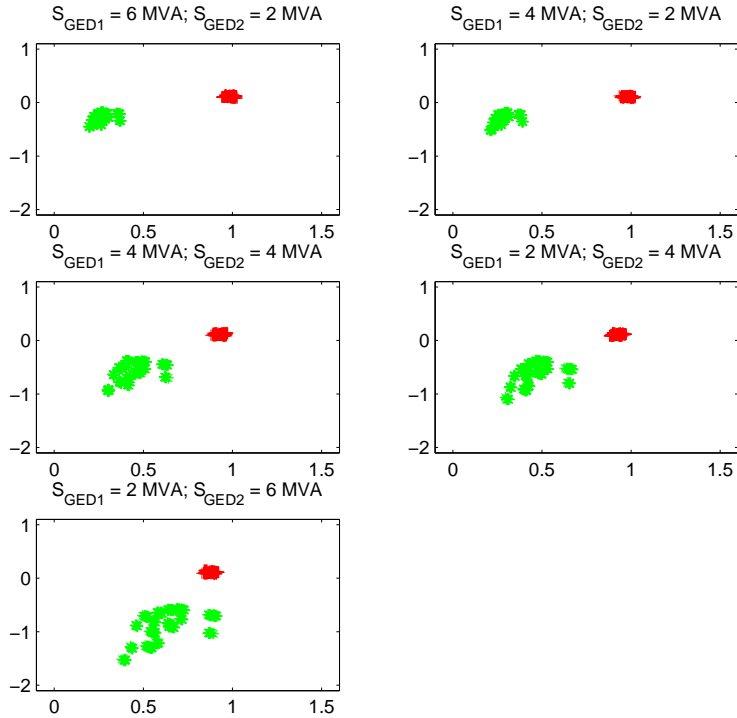


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-34 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS

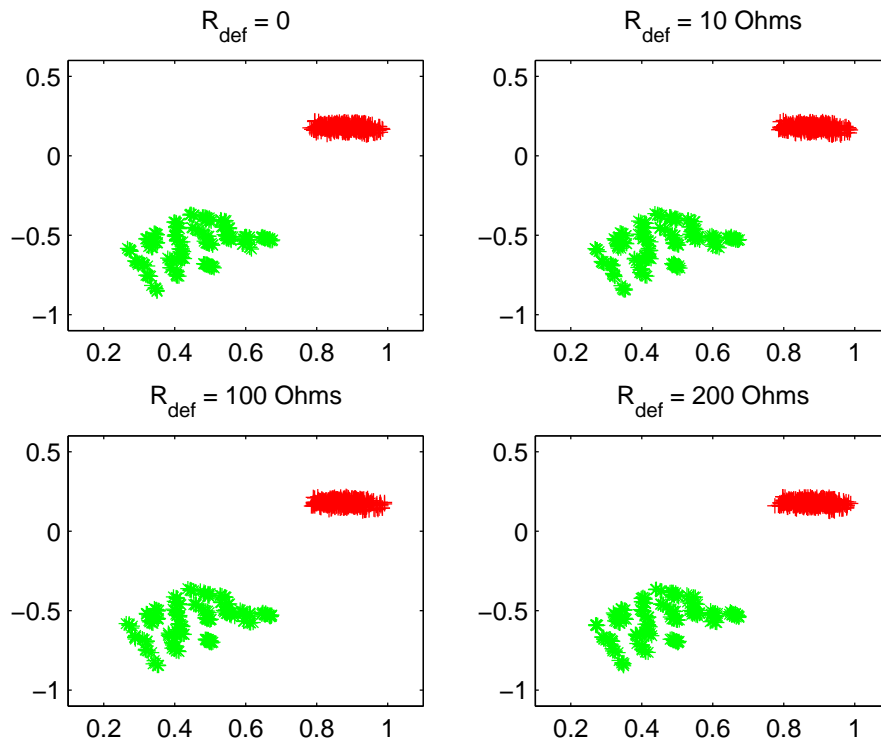


a) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vus par la protection R1

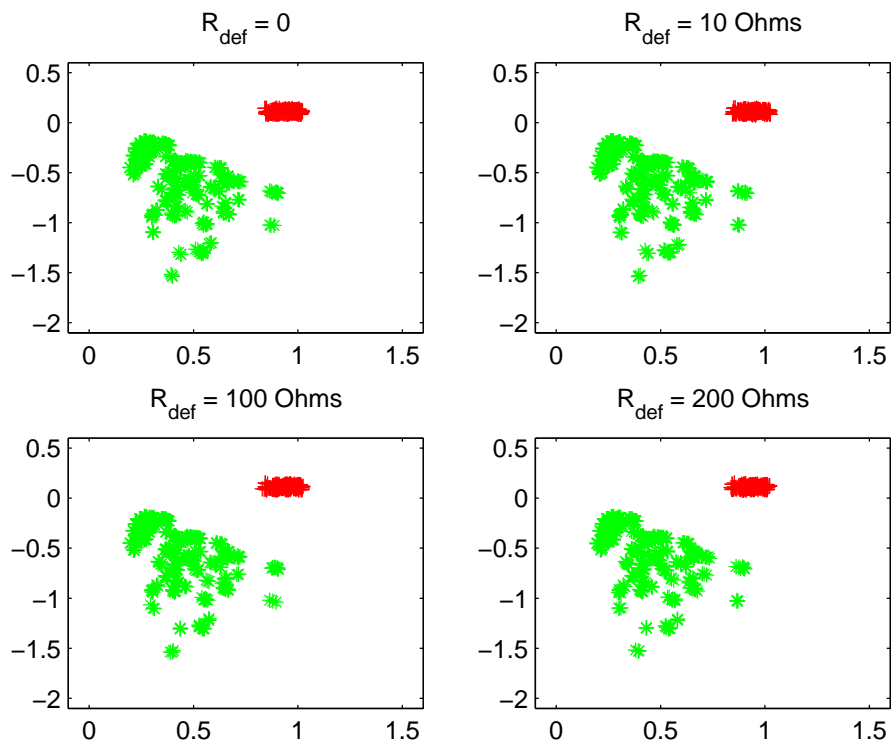


b) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-35 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS

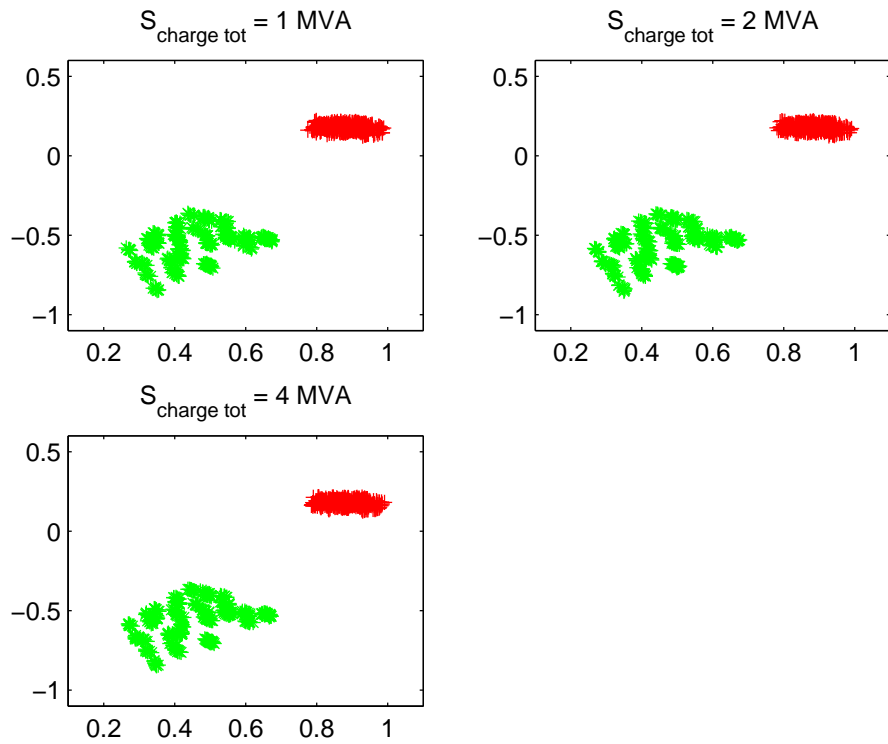


a) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R1

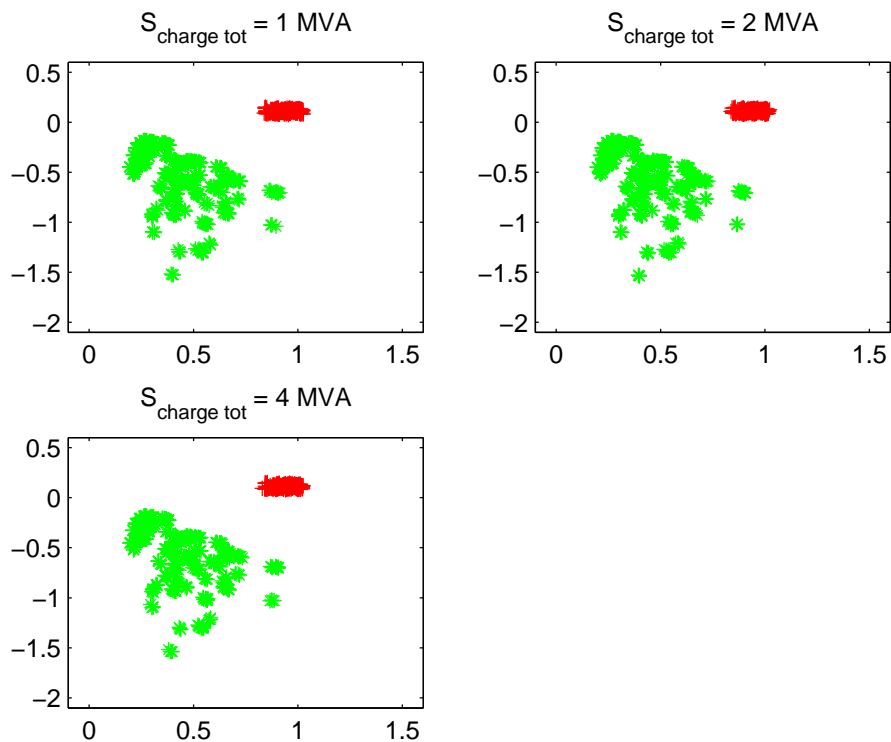


b) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-36 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS

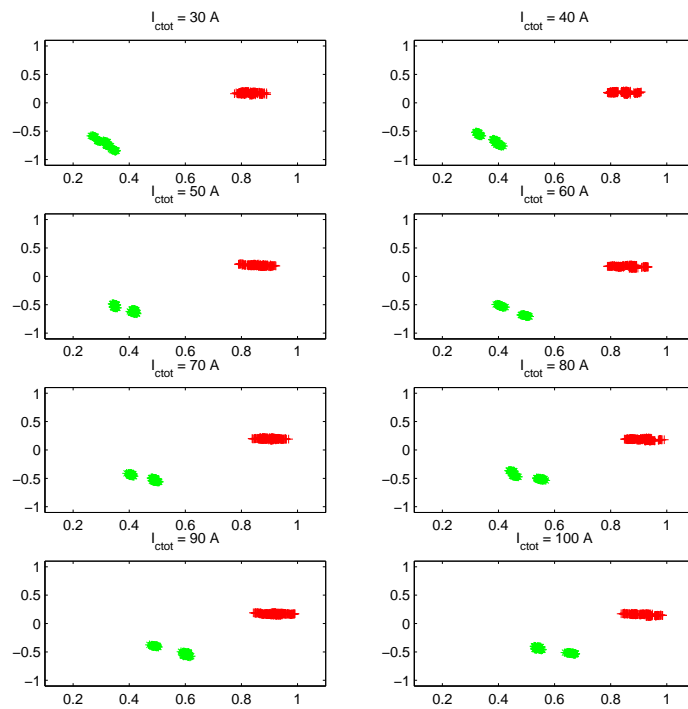


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

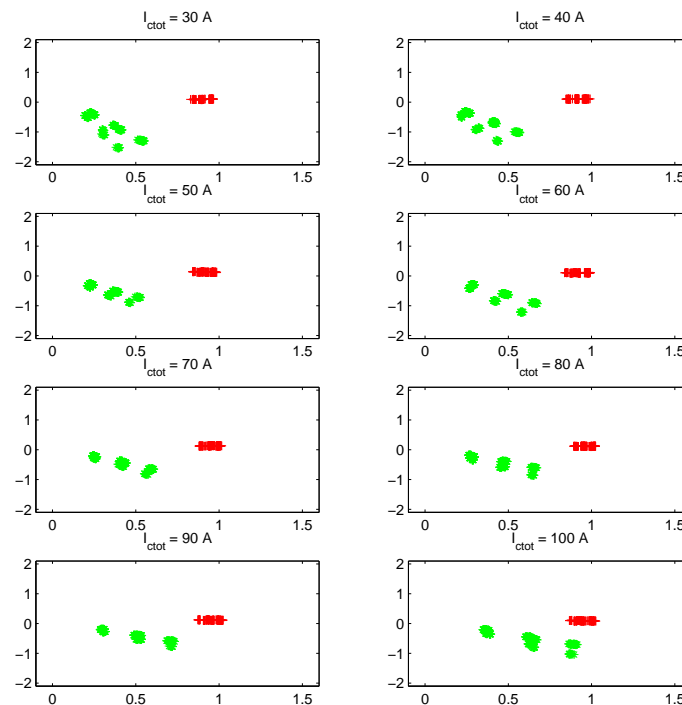


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-37 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS



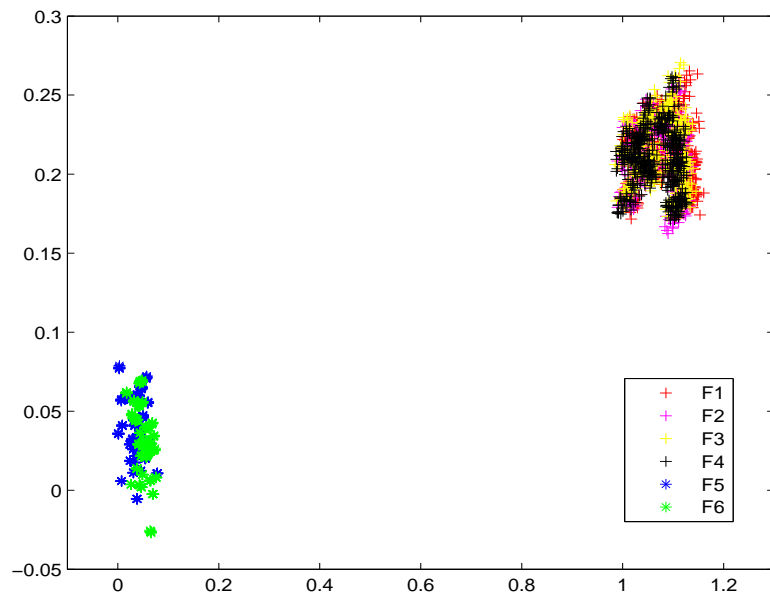
a) $\Delta I_z/\Delta I_0$ vis par la protection R1



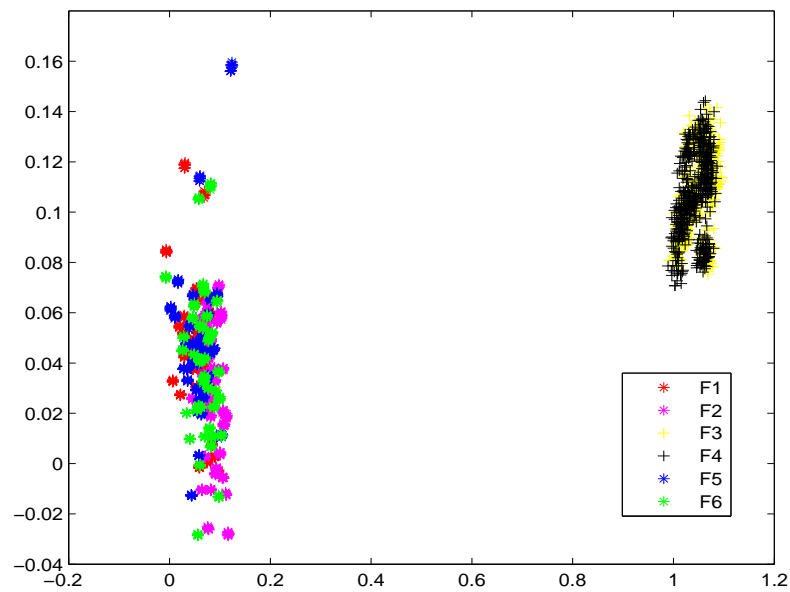
b) $\Delta I_z/\Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-38 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de MS

F.8. Défaut monophasé, neutre résistif – Cas de GIC

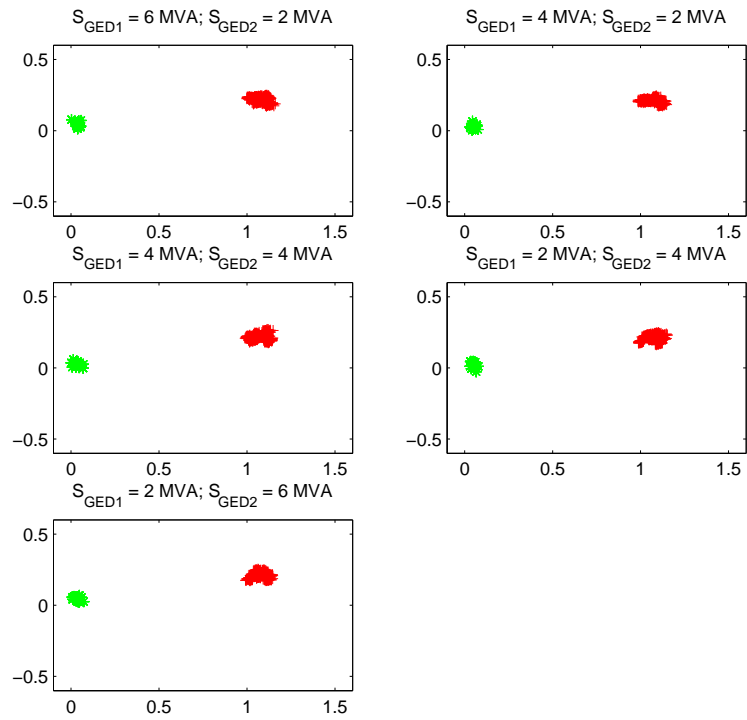


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

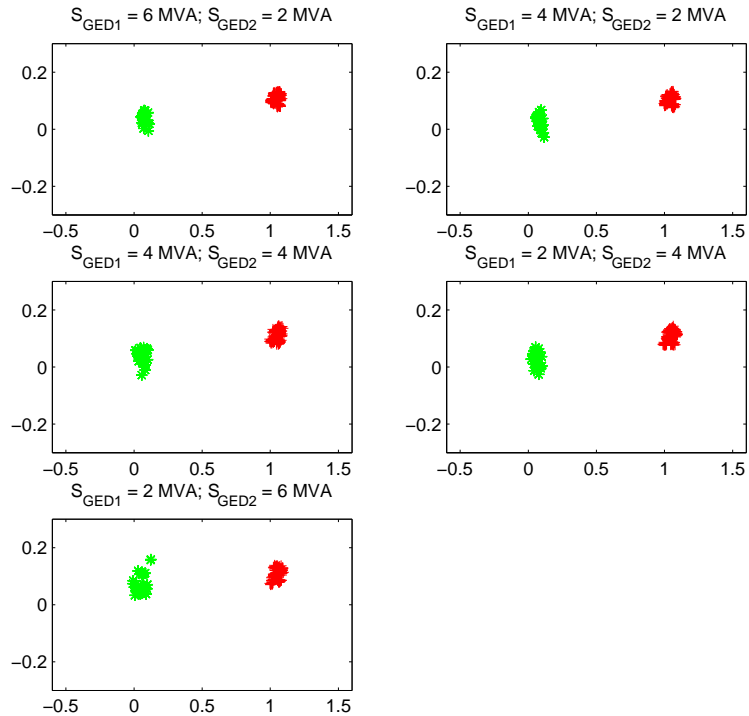


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-39 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC

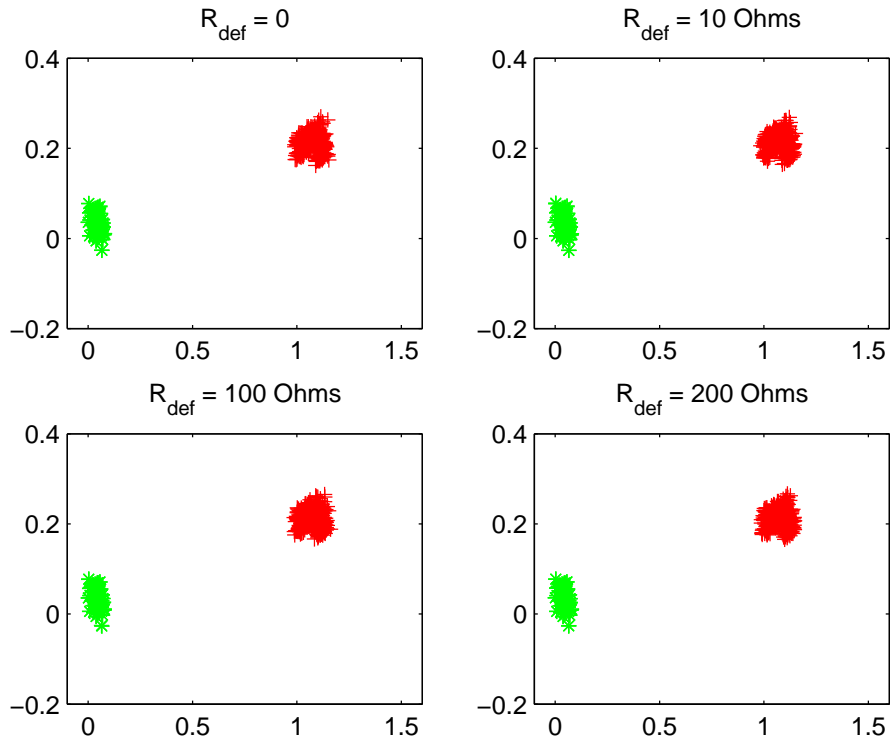


a) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vis par la protection R1

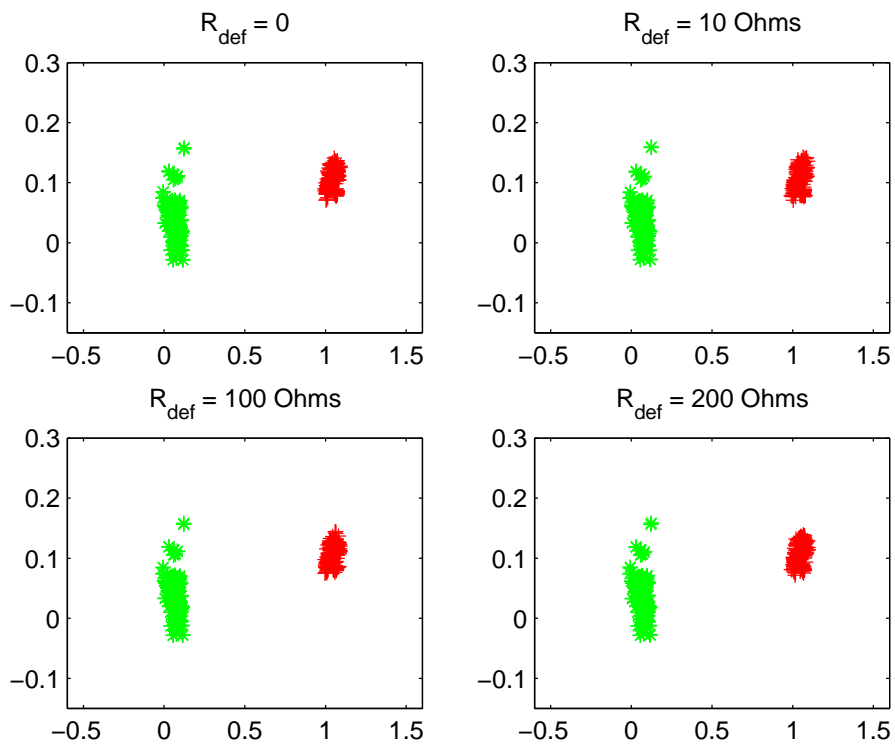


b) $\Delta I_i / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-40 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC

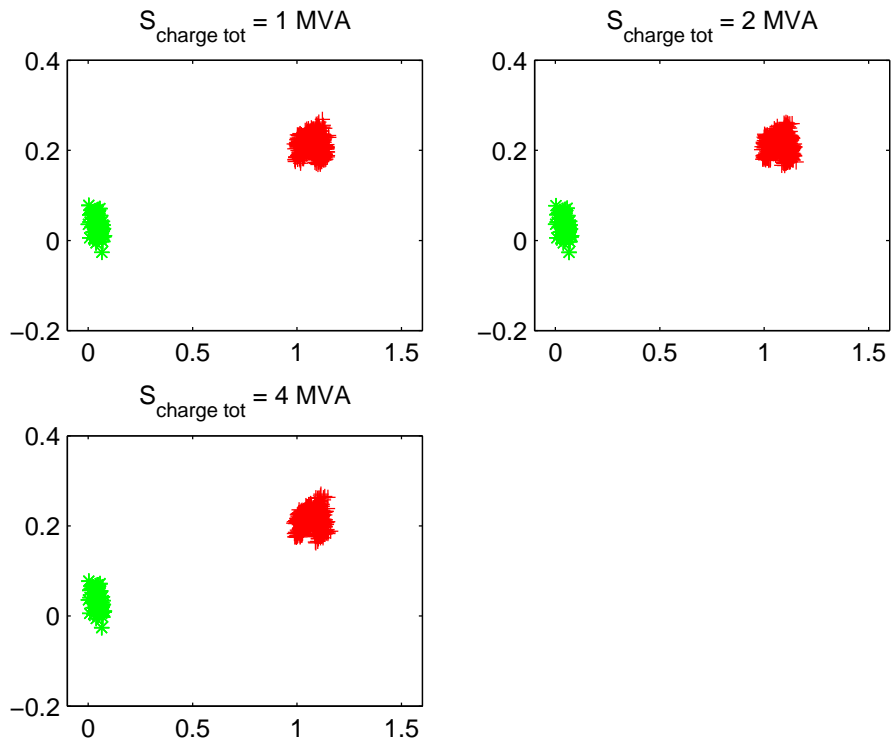


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

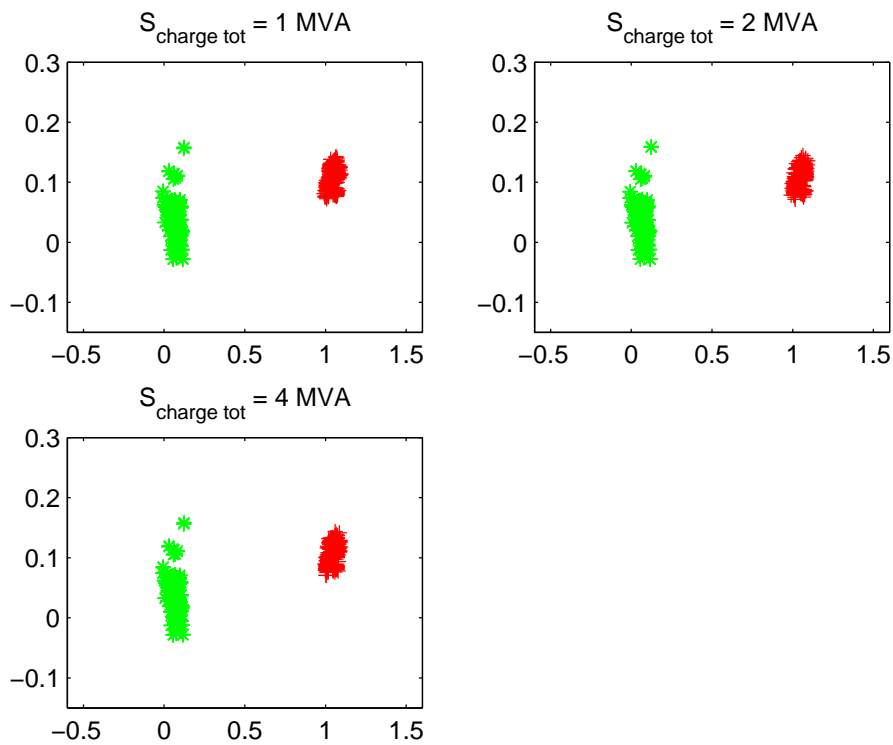


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-41 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC

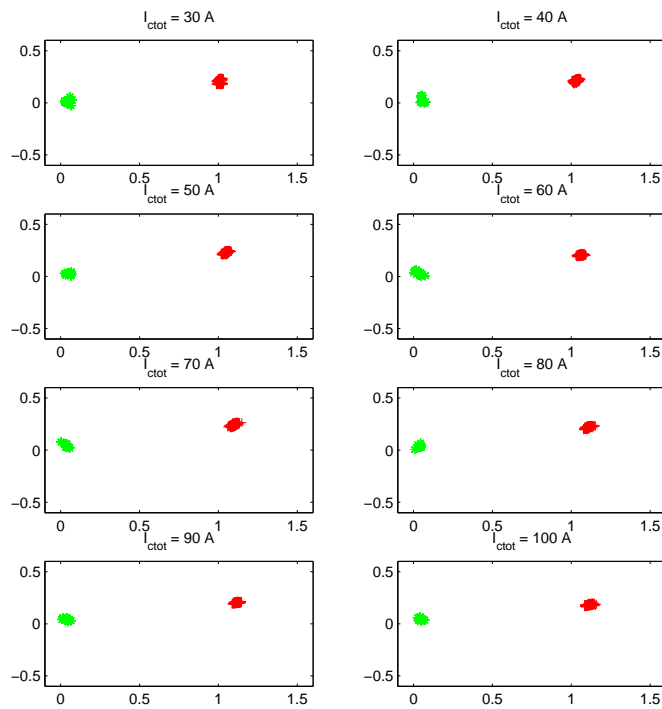


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

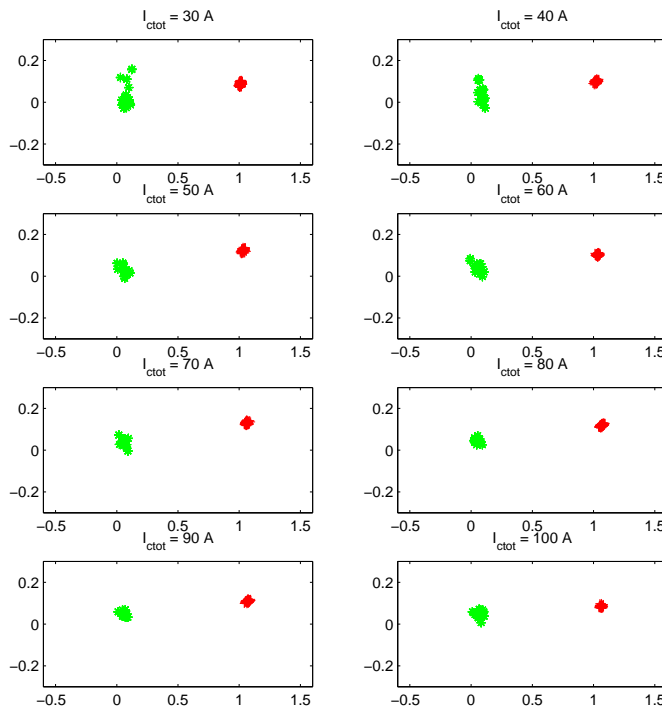


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-42 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC



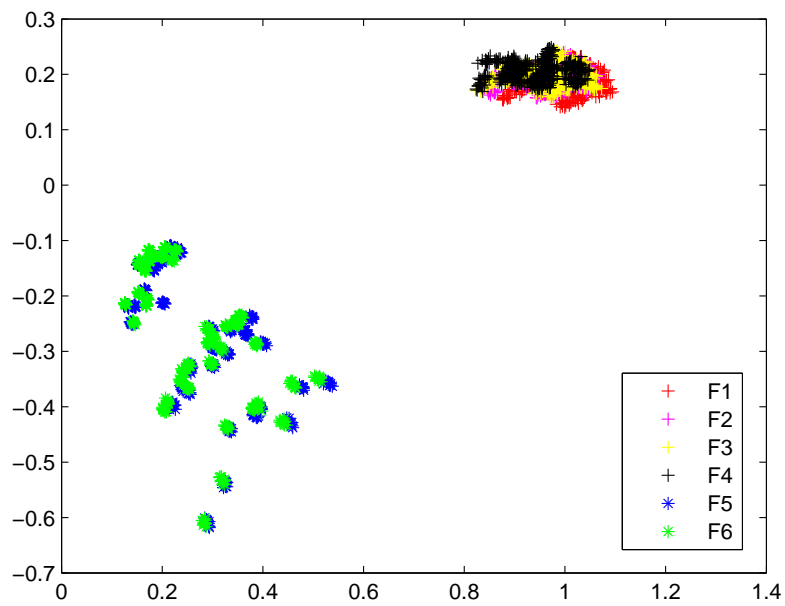
a) $\Delta I_z/\Delta I_0$ vis par la protection R1



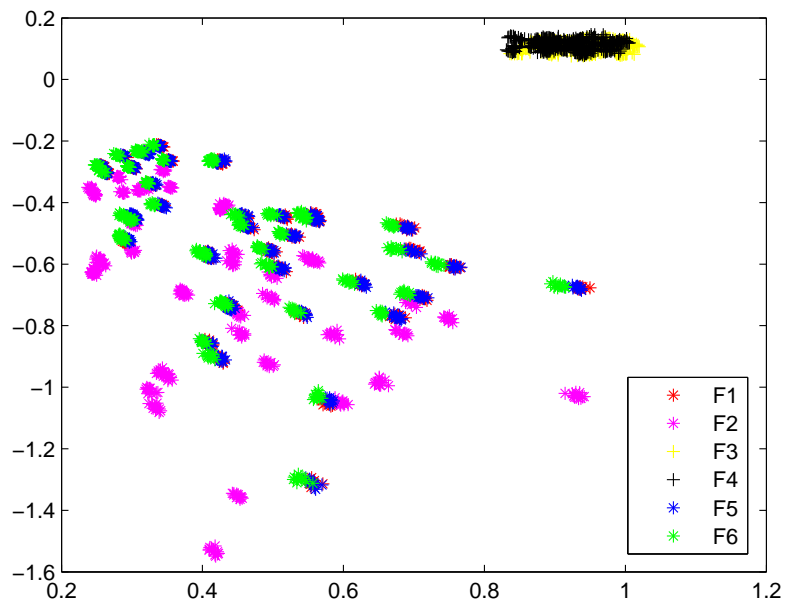
b) $\Delta I_z/\Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-43 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC

F.9. Défaut monophasé, neutre résistif – Cas de GIC et MS

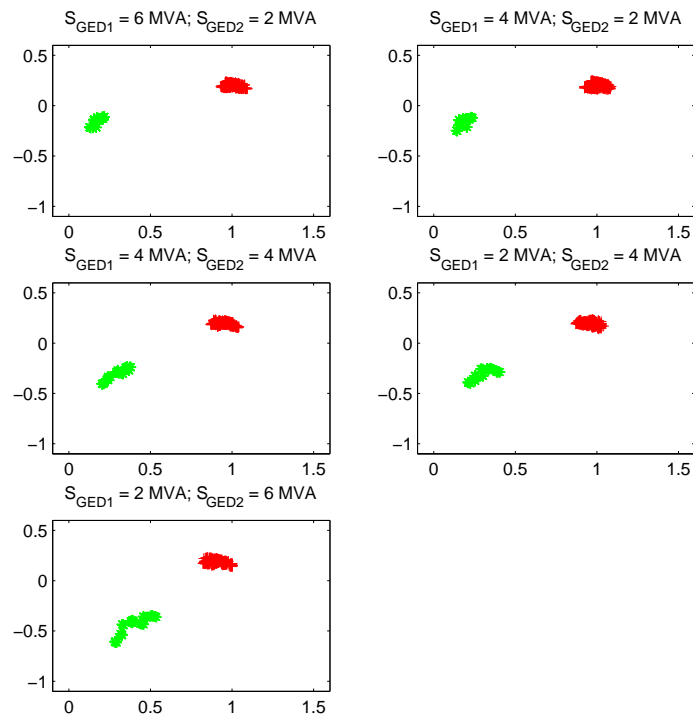


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

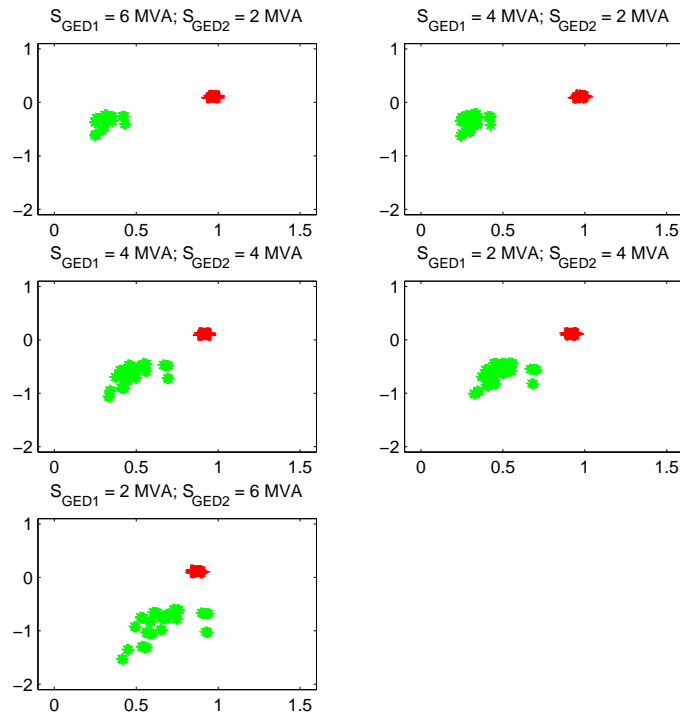


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-44 : Impact de la position du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS

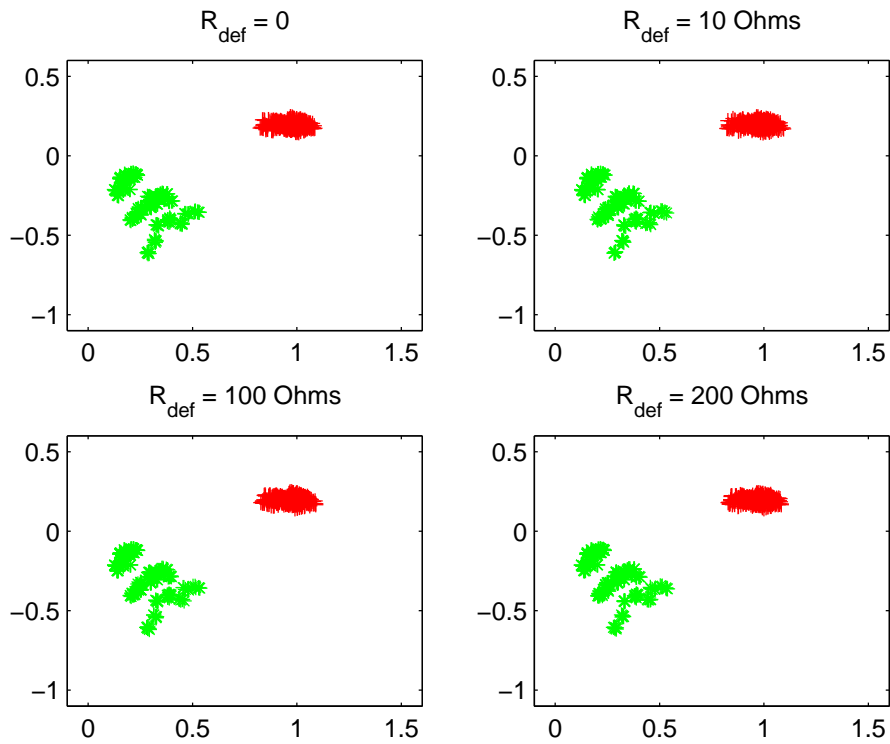


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R1

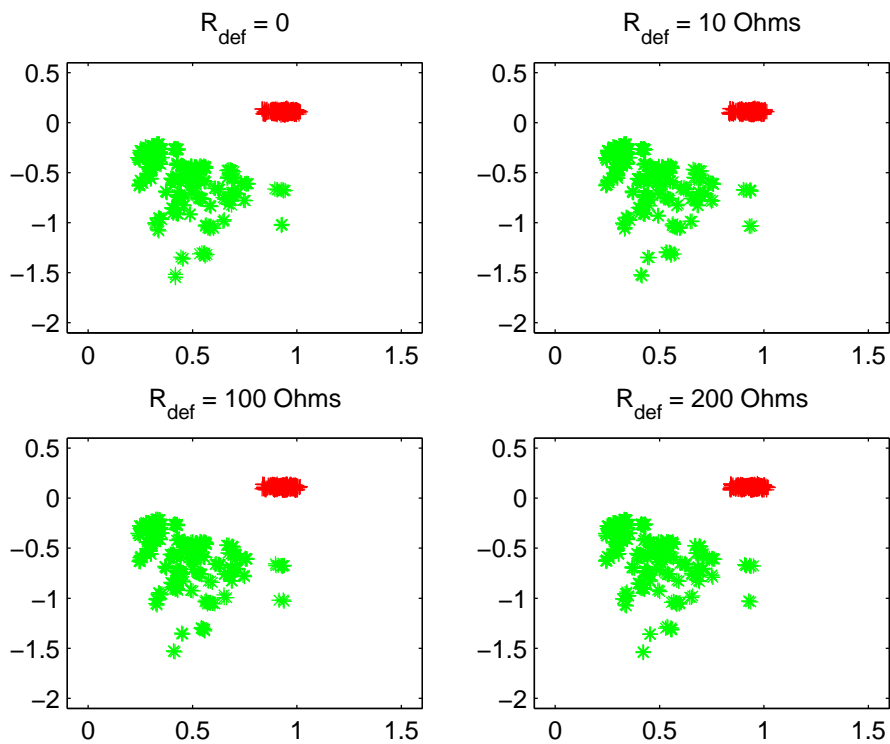


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-45 : Impact de la puissance injectée par les GED sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS

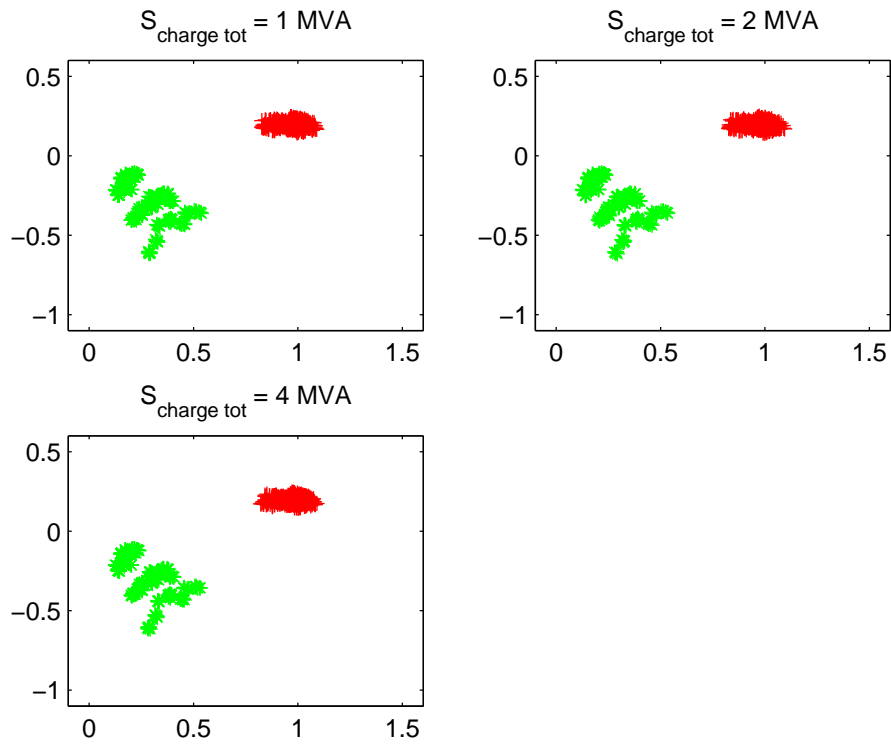


a) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R1

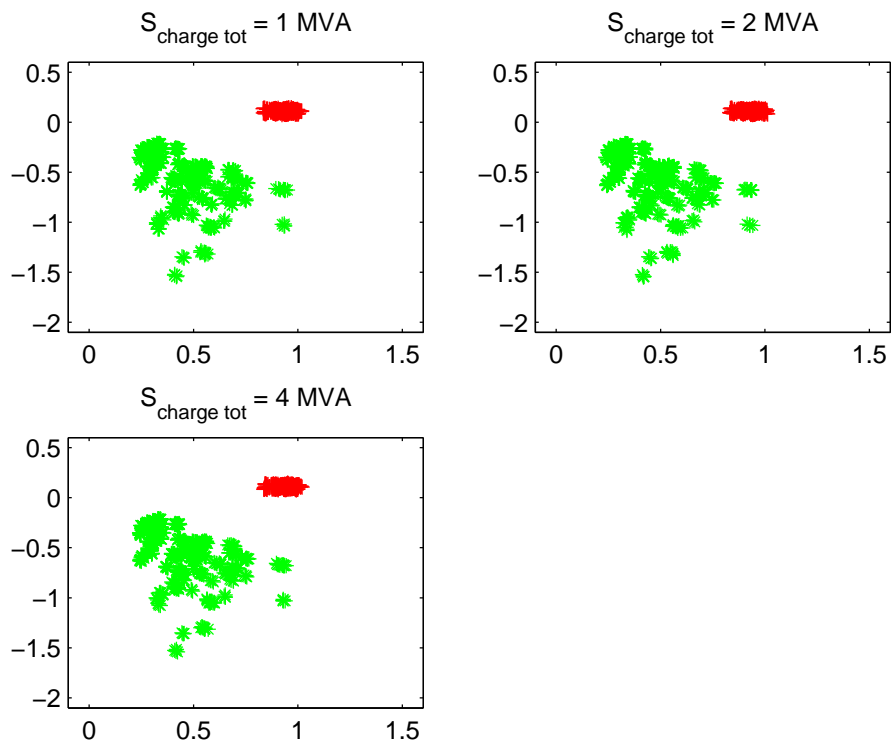


b) $\Delta I_z / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-46 : Impact de la résistance du défaut sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS

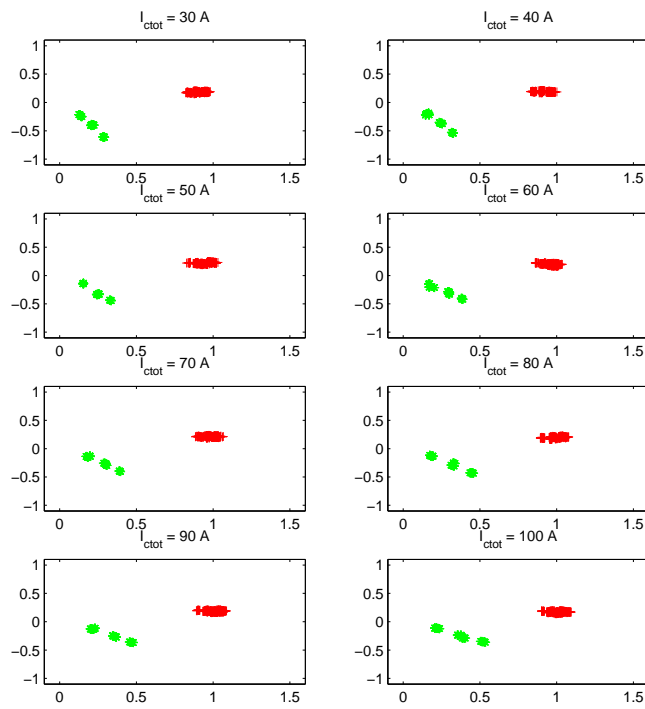


a) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R1

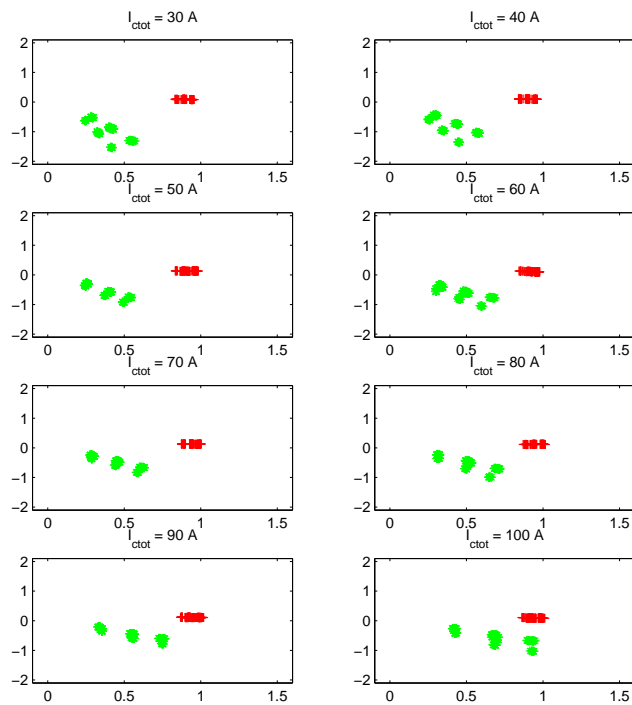


b) $\Delta I_f / \Delta I_0$ vis par la protection R2

Figure F-47 : Impact de la consommation totale des charges du départ du producteur sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS



a) $\Delta I_f/\Delta I_0$ vus par la protection R1



b) $\Delta I_f/\Delta I_0$ vus par la protection R2

Figure F-48 : Impact de la longueur des tronçons de câble (ou le courant capacitif total) sur la répartition des zones – Défaut monophasé A-G avec neutre résistif, cas de GIC et MS