PolyPublie
Polytechnique Montréal

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
UNIVERSITÉ D'INGÉNIERIE

Titre: Title:	Modélisation du comportement transitoire des génératrices distribuées raccordées au réseau électrique de distribution à l'aide de convertisseurs
Auteur: Author:	Emmanuel Omoruyi
Date:	2017
Type:	Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis
Référence: Citation:	Omoruyi, E. (2017). Modélisation du comportement transitoire des génératrices distribuées raccordées au réseau électrique de distribution à l'aide de convertisseurs [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. https://publications.polymtl.ca/2948/

Document en libre accès dans PolyPublie
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: PolyPublie URL:	https://publications.polymtl.ca/2948/
Directeurs de recherche: Advisors:	Ilhan Kocar, & Jean Mahseredjian
Programme: Program:	génie électrique

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

https://publications.polymtl.ca

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

MODÉLISATION DU COMPORTEMENT TRANSITOIRE DES GÉNÉRATRICES DISTRIBUÉES RACCORDÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE DISTRIBUTION À L'AIDE DE CONVERTISSEURS

EMMANUEL OMORUYI

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION

DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES

(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

DÉCEMBRE 2017

© Emmanuel Omoruyi, 2017.

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

MODÉLISATION DU COMPORTEMENT TRANSITOIRE DES GÉNÉRATRICES DISTRIBUÉES RACCORDÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE DISTRIBUTION À L'AIDE DE CONVERTISSEURS

présenté par : OMORUYI Emmanuel
en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées
a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. KARIMI Houshang, Ph. D., président
M. KOCAR Ilhan, Ph. D., membre et directeur de recherche
M. MAHSEREDJIAN Jean, Ph. D., membre et codirecteur de recherche
M. SHESHYEKANI Keyhan, Ph. D., membre

DÉDICACE

À Jefke,
Puisses-tu continuer à être bienheureux...

REMERCIEMENTS

Avant tout, je remercie le Pr. Koçar de m'avoir fait confiance et de m'avoir offert l'opportunité de participer à cette maîtrise recherche sous sa supervision.

Je remercie Nicholas Veerabraden pour l'assistance technique précieuse qu'il m'a fourni avec le sourire durant ces deux années.

Je remercie le Pr. Mahseredjian pour ses cours intéressants et stimulants qui m'ont pourvu de nombreux outils pour cette maîtrise.

Je remercie le Pr. Gyselinck de m'avoir autorisé à réutiliser certaines de ses Figures.

Enfin, je remercie ma famille tous mes amis qui m'ont soutenu durant les moments difficiles. Merci à Solveil, Victor et tous les autres !

RÉSUMÉ

Ce mémoire contribue à améliorer l'état de la science concernant l'introduction de sources d'énergies décentralisées dans les réseaux de distribution. Étant donné que le nombre de génératrices distribuées raccordées au réseau électrique de distribution à l'aide de convertisseurs - panneaux solaires et éoliennes - ne cesse d'augmenter, il est important d'étudier leur comportement transitoire pour s'assurer que ces nouvelles connexions ne détériorent pas la qualité du réseau.

L'objectif de ce mémoire est donc de modéliser le comportement transitoire de ces génératrices dans le logiciel de simulations électriques EMTP. Deux modèles sont développés : un modèle de parc solaire triphasé et un modèle de génératrice photovoltaïque monophasée. Le modèle de parc solaire est inspiré du modèle de parc éolien déjà présent dans EMTP. Le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée est créé de toute pièce dans le but de reproduire le comportement d'un onduleur commercial disponible au laboratoire.

Le modèle de parc solaire est employé dans une étude d'impacts : après avoir validé sa stabilité numérique, il est introduit dans un réseau de distribution afin d'observer les impacts de l'augmentation de la production décentralisée. Un nombre croissant de parcs solaires est introduit dans le réseau où un même défaut est appliqué à chaque simulation. Cette étude met en évidence la sensibilité des pertes, du profil de tension et de l'équilibre du réseau par rapport à l'augmentation de la production décentralisée. Il est donc important de mener des études préliminaires pour s'assurer que le réseau peut accepter de nouvelles connexions. Il est également observé que les courants de défauts sont sujets à une faible augmentation lorsque la production décentralisée augmente. Ceci vient légèrement détériorer la coordination de protection.

Le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée est comparé à des relevés expérimentaux du comportement d'un onduleur commercial. Il est configuré en interne pour reproduire le plus précisément possible le comportement observé. Les résultats indiquent que le comportement en régime établi est correctement reproduit. Le dispositif expérimental ne permettant pas d'appliquer des défauts de manière instantanée, il n'est pas certain que le comportement soit identique durant les millisecondes où le défaut est appliqué parce que les mesures ne sont pas disponibles. Une perspective d'amélioration pour le modèle est de travailler dans un environnement de test plus contrôlé afin d'obtenir de meilleurs relevés expérimentaux. Il est par exemple suggéré de travailler avec le logiciel de simulation en temps réel Hypersim couplé à des amplificateurs de puissance.

ABSTRACT

This dissertation further advances the state of science with regard to the integration of decentralized energy sources into distribution networks. Since the number of distributed generators connected to the distribution grid using converters - solar panels and wind turbines - is steadily increasing, it is important to study their transient behavior to ensure that these new connections do not deteriorate the network quality.

Hence the objective of this thesis is to model the transient behavior of these generators in the EMTP electrical simulations software. Two models are developed: a three-phase solar park model and a single-phase photovoltaic generator model. The solar park model is inspired by the wind farm model already available in EMTP. The single-phase photovoltaic generator model is created from scratch to reproduce the behavior of a commercial inverter available in the laboratory.

The solar park model is used in an impact study: after the validation of its numerical stability, it is introduced in a distribution network in order to observe the impacts of the increase in decentralized production. An increasing number of solar parks are introduced into the network where the same fault is applied at each simulation. This study highlights the sensitivity of the losses, the voltage profile and the balance of the network with respect to the increase in decentralized production. It is therefore important to conduct preliminary studies to ensure that the network can accept new connections. It is also observed that the fault currents are subject to small increases when the decentralized generation increases. This slightly deteriorates the protection coordination.

The single-phase photovoltaic generator model is compared with experimental measurements of the behavior of a commercial inverter. It is internally configured to reproduce as closely as possible the observed behavior. The results indicate that the steady state behavior is correctly reproduced. Since the experimental design does not allow the application of faults instantaneously, it is not certain that the behavior is the same during the milliseconds when the fault is applied. An improvement perspective for the model is to work in a more controlled test environment to obtain better experimental records. For example, it is suggested to work with Hypersim real-time simulation software coupled with power amplifiers.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE iii

REMERCIEMENTS iv

RÉSUMÉ v

ABSTRACT vi

TABLE DES MATIÈRES vii

LISTE DES TABLEAUX x

LISTE DES FIGURES xi

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS xvi

LISTE DES ANNEXES xvii

CHAPITRE 1 INTRODUCTION 1
1.1 Mise en contexte 1
1.1.1 Le réseau électrique 1
1.1.2 La production décentralisée d'énergie 3
1.2 Objectifs de la recherche 4
1.3 Méthodologie employée 5
1.4 Plan du mémoire 6

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE 7
2.1 Convertisseurs de puissance 7
2.1.1 Convertisseurs DC-DC 9
2.1.2 Convertisseurs DC-AC 16
2.2 Production décentralisée dans les réseaux de distribution 23
2.2.1 Influence de la puissance active et réactive sur le module et l'angle de la tension à un nœud 24
2.2.2 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution . 26

CHAPITRE 3 DÉVELOPPEMENT DE MODÈLES D'ONDULEURS MONOPHASÉ

ET TRIPHASÉ DANS EMTP 31
3.1 Modèle de parc solaire triphasé 31
3.1.1 Adaptation du modèle de parc éolien 32
3.1.2 Implémentation du modèle de parc solaire triphasé dans EMTP . . . 33
3.1.3 Validation du modèle de parc solaire 39
3.1.4 Comparaison entre les modèles détaillé et moyenné 41
3.2 Modèle de génératrice photovoltaïque monophasée 43
3.2.1 Différences entre modèle monophasé et triphasé 44
3.2.2 Validation du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée . . . 52
3.2.3 Comparaison entre les modèles détaillé et moyenné 55
3.3 Conclusion 56

CHAPITRE 4 ÉTUDE DES IMPACTS DE L'AUGMENTATION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE PHOTOVOLTAÏQUE DANS UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION 57
4.1 Objectifs 57
4.2 Méthodologie 57
4.3 Analyse des résultats 61
4.3.1 Impacts de l'augmentation de la production décentralisée 61
4.3.2 Impacts dans un réseau avec une puissance de court-circuit plus faible 68
4.3.3 Spécificités du modèle photovoltaïque à 25% de pénétration 68
4.3.4 Conclusion 70

CHAPITRE 5 RELEVÉS EXPÉRIMENTAUX 72
5.1 Objectifs 72
5.2 Méthodologie 72
5.2.1 Variables observées 72
5.2.2 Dispositif expérimental 73
5.2.3 Liste du matériel 75
5.3 Analyse des résultats 80
5.3.1 Facteur de puissance unitaire 80
5.3.2 Facteur de puissance fixé 83
5.3.3 Puissance réactive fixée 88
5.3.4 Puissance réactive en fonction de la tension mesurée aux bornes de l'onduleur 88
5.4 Validité du modèle 94
5.5 Perspectives d'essais futurs 94

CHAPITRE 6 CONCLUSION 95
6.1 Synthèse des travaux 95
6.2 Limitations des modèles 96
6.3 Améliorations futures 96

RÉFÉRENCES 97

ANNEXES 100

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Puissances actives et réactives circulant entre les noeuds d'un réseau de distribution avec trois blocs de charge	29
Tableau 3.1	Paramètres des défauts étudiés pour valider la stabilité numérique et le respect de la norme E.12-07	55
Tableau 4.1	Temps de calcul en fonction de la pénétration de production décentralisée	61
Tableau 4.2	Évolution de la puissance générée par le poste et des pertes en fonction de la pénétration de production décentralisée	65
Tableau 4.3	Courants de court-circuit à 1.1s pour les différentes valeurs de puissance de court-circuit du poste	68
Tableau 5.1	Réglages de la protection de tension	75
Tableau 5.2	Paramètres de la courbe V-I générée par la source DC Chroma	76
Tableau 5.3	Paramètres des essais de confirmation du respect de la norme E.12-07	81

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Reproduction simplifiée des étapes de production, transport et distribution du réseau électrique au Québec 2
Figure 1.2 Augmentation de la production d'énergie solaire photovoltaïque (PV) et éolienne 3
Figure 2.1 Domaines de tensions, courants et fréquence des principaux interrupteurs d'électronique de puissance 8
Figure 2.2 Interrupteur idéal contrôlé par le signal de grille G 8
Figure 2.3 Le point de puissance maximale du panneau photovoltaïque varie en fonction de l'irradiance (en rose) 9
Figure 2.4 Montage du hacheur *buck* avec filtre LC et charge R [7] 10
Figure 2.5 Formes d'onde $v_L(t)$ et de $i_L(t)$ en conduction ininterrompue dans le hacheur *buck* [7] 11
Figure 2.6 Tension entre les bornes après l'interrupteur idéal 12
Figure 2.7 Montage du hacheur *boost* avec condensateur de lissage à la sortie C et charge R [7] 12
Figure 2.8 Formes d'onde $v_L(t)$ et de $i_L(t)$ en conduction ininterrompue dans le hacheur *boost* [7] 13
Figure 2.9 Comparaison de l'évolution théorique et réelle du rapport V_o/V_i en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur *boost* [7] 14
Figure 2.10 Montage du hacheur *buckboost* avec condensateur de lissage à la sortie C et charge R [7] 14
Figure 2.11 Formes d'onde $v_L(t)$ et de $i_L(t)$ en conduction ininterrompue dans le hacheur *buck-boost* [7] 15
Figure 2.12 Comparaison de l'évolution théorique et réelle du rapport V_o/V_i en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur *buck-boost* [7] 15
Figure 2.13 Interfaçage des sources solaires et éoliennes au réseau électrique à l'aide de convertisseurs de puissance 16
Figure 2.14 Topologie du pont en H monophasé 17
Figure 2.15 En haut : modulation des largeurs d'impulsions en fonction de la valeur de la modulante (en rouge) par rapport à la porteuse (en bleu) ; en bas : la tension hachée appliquée sur la charge du pont en H 18
Figure 2.16 Courant alternatif circulant dans la charge alimentée par le pont en H monophasé 18

Figure 2.17	Topologies des onduleurs industriels © 2015 IEEE	20
Figure 2.18	Topologie du pont en H triphasé	21
Figure 2.19	En haut : modulation des largeurs d'impulsions en fonction de la valeur des trois modulantes (en rouge, bleu et vert) par rapport à la porteuse (en rose) ; en bas : les tensions hachées appliquées sur la charge du pont en H	21
Figure 2.20	Courants alternatifs circulant dans la charge alimentée par le pont en H triphasé	22
Figure 2.21	Schéma d'un transformateur 120V/240V employé dans le réseau de distribution d'Hydro-Québec [21]	23
Figure 2.22	Représentation simplifiée d'une ligne électrique de transport de puissance : S est le nœud source, R est le nœud de réception	24
Figure 2.23	Réseau de distribution IEEE34	26
Figure 2.24	Illustration des éléments impliqués dans la coordination de protection : disjoncteur, relais, fusibles et défaut	27
Figure 2.25	Écoulement de puissance dans un réseau de distribution avec trois blocs de charge	28
Figure 2.26	Profil de tension dans un réseau de distribution triphasé avec trois blocs de charge	29
Figure 3.1	Configurations de l'éolienne FSC et du panneau solaire FSC	32
Figure 3.2	Modèle de parc solaire triphasé	33
Figure 3.3	Masque d'utilisation du modèle de parc solaire triphasé	33
Figure 3.4	Intérieur du modèle de parc solaire triphasé	34
Figure 3.5	Intérieur de la génératrice solaire	35
Figure 3.6	Principe de fonctionnement du contrôleur de parc	35
Figure 3.7	Intérieur du contrôleur de parc	36
Figure 3.8	Principe de fonctionnement du bloc de contrôle	38
Figure 3.9	Intérieur du bloc de contrôle	39
Figure 3.10	Réseau de transmission EPRI 120kV avec les défauts 1 et 4	40
Figure 3.11	Comparaison des comportements du modèle de parc solaire (rouge) et du modèle de parc éolien (bleu) face au défaut 1	40
Figure 3.12	Comparaison des comportements du modèle de parc solaire (rouge) et du modèle de parc éolien (bleu) face au défaut 4	41

Figure 3.13 Superposition des comportements du modèle de parc solaire 1 (rouge) et du modèle de parc solaire 2 (bleu) face à un défaut ; le signal de déconnexion (vert) est envoyé 0.1s après que la tension a diminué en-dessous de 0.5 p.u. 41
Figure 3.14 Représentation détaillée de l'onduleur (VSC : *voltage source converter*) 42
Figure 3.15 Représentation moyennée de l'onduleur 42
Figure 3.16 Comparaison des comportements des modèles de parc solaire détaillé (rouge) et moyenné (bleu) face au défaut 4 43
Figure 3.17 Modèle de génératrice photovoltaïque monophasée 43
Figure 3.18 Masques du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée (gauche) et du réseau résidentiel (droite) 44
Figure 3.19 Intérieur du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée 45
Figure 3.20 Représentation détaillée de l'onduleur de la génératrice photovoltaïque monophasée 46
Figure 3.21 Représentation moyennée de l'onduleur de la génératrice photovoltaïque monophasée 47
Figure 3.22 Structure générale d'une boucle à verrouillage de phase monophasée (Copyright © 2006, IEEE) 48
Figure 3.23 Structure de la boucle à verrouillage de phase du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée 48
Figure 3.24 Référentiel tournant dq avec projection de la tension monophasée du réseau $\bar{V}_{reseau}$: la composante V_q de $\bar{V}_{reseau}$ est nulle lorsque le référentiel tournant est synchronisé avec le réseau 49
Figure 3.25 Structure générale de l'intégrateur généralisé du second ordre (Copyright © 2006, IEEE) 50
Figure 3.26 Structure de l'intégrateur généralisé du second ordre du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée 50
Figure 3.27 Principe de fonctionnement du bloc de contrôle monophasé 51
Figure 3.28 Calcul de la référence de puissance réactive de référence Q' pour la boucle externe 51
Figure 3.29 Réseau connecté au modèle de génératrice photovoltaïque monophasée pour les essais de validation 53
Figure 3.30 Réseau de distribution converti en équivalent Thévenin dans le modèle monophasé 53
Figure 3.31 Variation de la puissance du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée : 1kW (rouge), 5kW (bleu) et 10kW (vert) 54

Figure 3.32 Variation de la tension du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée : 208V (rouge), 240V (bleu) et 277V (vert) 54
Figure 3.33 Réponse du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée face à des défauts à ses bornes : tension (rouge) et signal de déconnexion (bleu) sont superposés 55
Figure 3.34 Comparaison des comportements des modèles de génératrice photovoltaïque monophasée détaillé (rouge) et moyenné (bleu) face à un défaut de 0.1Ω 56
Figure 4.1 Réseau de distribution utilisé dans le devoir 3 du cours IGEE416 et dans l'étude de cas 58
Figure 4.2 Réseau de distribution transposé dans EMTP 59
Figure 4.3 Le profil de tension est observé le long de l'artère mise en bleue . . . 60
Figure 4.4 Position des centrales de production décentralisée sur le réseau d'étude 61
Figure 4.5 Emplacement du défaut monophasé dans le réseau d'étude 62
Figure 4.6 Les courants de défaut (A) sans production décentralisée montrent le sauvetage du fusible suite à un défaut temporaire (bleu) et la fusion du fusible suite à un défaut permanent (rouge) 63
Figure 4.7 Augmentation du courant de défaut (A) lorsque la pénétration de la production distribuée augmente 63
Figure 4.8 Signaux d'ouverture envoyés aux disjoncteurs de poste envoyés par les relais lorsque le défaut est détecté 64
Figure 4.9 Le moment de fusion du fusible est de plus en plus tôt lorsque la pénétration de la production décentralisée augmente 64
Figure 4.10 Profil de la tension de séquence positive le long d'une artère du réseau 66
Figure 4.11 Profil des tensions de séquence négative et nulle le long d'une artère du réseau 67
Figure 4.12 Signal de déconnexion des 25 centrales distribuées suite à la sous-tension 67
Figure 4.13 Les courants de défauts diminuent avec la diminution de la puissance de court-circuit du poste 69
Figure 4.14 Le mode V_{ctrl} (bleu) ajuste la puissance réactive pour amener la tension à la valeur de référence ; le mode Q_{ctrl} (rouge) ajuste la puissance réactive pour qu'elle suive la valeur de référence ; le courant de défaut (A) n'est pas affecté 70
Figure 4.15 La tension et les puissances actives varient lorsque l'ensoleillement varie 70
Figure 5.1 Schéma du dispositif expérimental 74
Figure 5.2 Dispositif expérimental du laboratoire 74

Figure 5.3 Source DC Chroma 76
Figure 5.4 Onduleur ABB 77
Figure 5.5 Autotransformateur du laboratoire 78
Figure 5.6 Oscilloscope et sondes LeCroy 80
Figure 5.7 Application de 4 niveaux de défauts différents à facteur de puissance unitaire pour observer le respect de la norme E.12-07 82
Figure 5.8 Application d'un défaut à 0.93p.u. à facteur de puissance unitaire pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 84
Figure 5.9 Application d'un défaut à 0.79p.u. à facteur de puissance unitaire pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 85
Figure 5.10 Application d'un défaut à 0.93p.u. à facteur de puissance fixé (0.85) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 86
Figure 5.11 Application d'un défaut à 0.79p.u. à facteur de puissance fixé (0.85) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 87
Figure 5.12 Application d'un défaut à 0.93p.u. à puissance réactive fixée (0.2) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 89
Figure 5.13 Application d'un défaut à 0.79p.u. à puissance réactive fixée (0.2) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 90
Figure 5.14 Fonction Q(V) d'ABB en Volts traduite dans EMTP en p.u. 91
Figure 5.15 Application d'un défaut à 0.93p.u. à puissance réactive fonction de la tension pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 92
Figure 5.16 Application d'un défaut à 0.79p.u. à puissance réactive fonction de la tension pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP 93

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

DC	Direct Current / Courant Continu
AC	Alternative Current / Courant Alternatif
MPPT	Maximum Power Point Tracking / Poursuite des Points de Puissance Maximale
PV	Photovoltaïque
MLI	Modulation de Largeurs d'Impulsions
MT	Moyenne Tension
p.u.	Per Unit / Par unité
PD	Production Décentralisée
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator / Génératrice asynchrone à double alimentation
FSC	Full Size Converter / à Convertisseur Complet
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
POI	Point d'interconnexion
FRT	Fault Ride Through / Durant un Défaut
AVM	Average Value Model / Modèle Moyenné
DM	Detailed Model / Modèle Détaillé
PLL	Phase Locked Loop / Boucle à Verrouillage de Phase
SOGI	Second Order Generalize Integrator / Intégrateur Généralisé du Second Ordre

LISTE DES ANNEXES

Annexe A CODE MATLAB DU CALCUL D'ÉQUIVALENT THÉVENIN D'UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION 100

Annexe B CODE MATLAB DE TRAITEMENT DES DONNÉES OBTENUES AU LABORATOIRE 102

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente d'abord le contexte dans lequel s'inscrit ce mémoire. Il détaille ensuite quels en sont les objectifs et les méthodes employées pour les atteindre. Il se clôt par une brève description du plan du mémoire.

1.1 Mise en contexte

Les sociétés modernes consomment d'énormes quantités d'énergie pour fonctionner : cette énergie est utilisée pour fabriquer, chauffer, construire, déplacer, cultiver, etc. La vie humaine moderne ne serait pas possible sans le développement de réseaux fiables de production, de transport et de distribution de cette énergie. Ces réseaux peuvent prendre de multiples formes qui dépendent de la source d'énergie primaire consommée : hydrocarbures, éolienne, solaire, etc. Parmi ces différentes formes existe notamment le réseau électrique.

1.1.1 Le réseau électrique

La plupart de la demande en énergie des habitants des pays développés est assurée grâce à l'électricité. Cette forme d'énergie s'impose en raison de sa versatilité, de sa disponibilité immédiate et de sa facilité d'utilisation pour le client [1].

En 1882 - sous l'impulsion de Thomas Edison - un premier réseau commença à assurer l'éclairage de cinquante-neuf New-yorkais [2]. Depuis lors, d'énormes progrès ont été réalisés : la puissance installée à l'époque (30kW) correspond approximativement à la consommation moyenne de 10 ménages avec air climatisé (2.74kW) [3]. Aujourd'hui rien qu'au Québec, Hydro-Québec alimente près de 4.2 millions de clients en assurant les trois composantes essentielles du réseau : la production, le transport et la distribution. Ces trois étapes et les niveaux de tension associés sont illustrées à la Figure 1.1 : la production (13.8kV) se fait à la centrale, le transport (735kV) se fait entre la centrale et le poste satellite, la distribution (25kV) se fait entre le poste satellite et la maison (120/240V) [4]. L'emploi de haute tension durant le transport permet de faire circuler un plus faible courant dans les lignes et d'ainsi diminuer les pertes. Lorsque la ligne arrive au client, la tension est diminuée pour pouvoir être exploitée par les appareils électriques des clients qui sont conçus pour des faibles tensions : plus la tension est élevée, plus le matériel est volumineux et coûteux, peu pratique pour les ménages.

Traditionnellement, le gestionnaire de réseau électrique - Hydro-Québec par exemple - s'assure

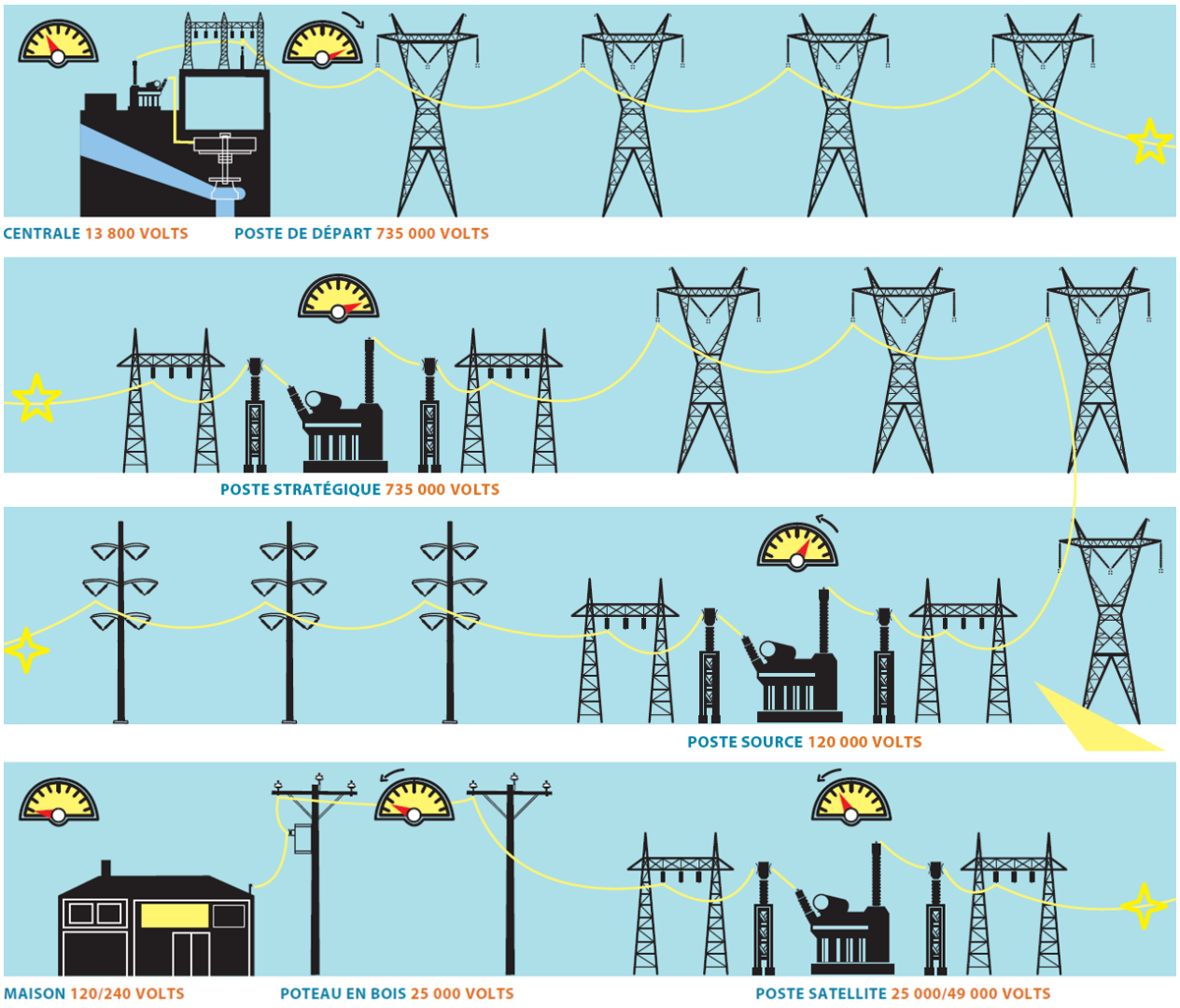
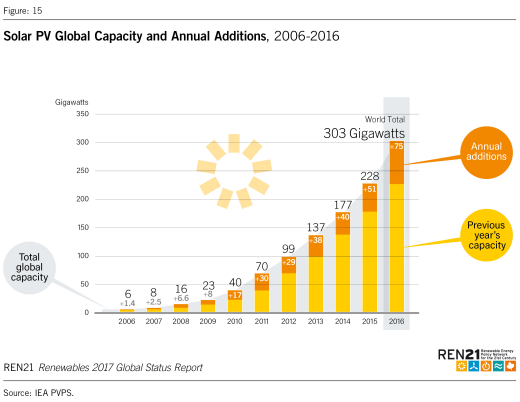


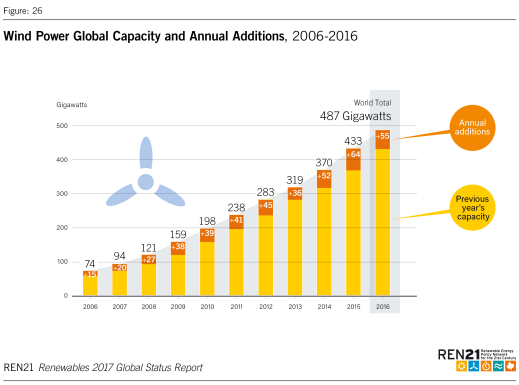
Figure 1.1 Reproduction simplifiée des étapes de production, transport et distribution du réseau électrique au Québec

de produire assez d'énergie en construisant des centrales de productions au fur et à mesure que la demande du réseau augmente. Il s'agit par exemple de barrages hydroélectriques, de centrales nucléaires ou encore de centrales à charbon dont la puissance atteint l'ordre du Gigawatt (GW). Ces centrales disposent donc d'une grande capacité de production mais nécessitent des années de planification et de construction ainsi qu'un investissement qui peut atteindre plusieurs milliards de dollars. Dans ce schéma de fonctionnement, l'écoulement de puissance est maîtrisé par le gestionnaire de réseau : l'écoulement de puissance suit toujours la même direction (depuis les centrales vers le client), est connu en avance et est ajustable - par exemple, par ouverture ou fermeture des turbines de barrages.

Suite à leur engagement à la COP21 de Paris en 2015, de nombreux pays se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, notamment en augmentant leur production d'énergie d'origine renouvelable. Bien que cet engagement n'est pas contraignant et n'impose pas de sanctions en cas de non-respect, une nette augmentation de la production d'énergie renouvelable est observable à travers le monde : la Figure 1.2 illustre les cas des énergies solaire et éolienne [5]. Avec les énergies renouvelables, il est possible à la fois de développer des grandes centrales de production traditionnelles, et des petites centrales décentralisées puisque la ressource renouvelable est elle-même décentralisée.



(a) Production globale d'énergie solaire photovoltaïque et additions annuelles, 2006-2016



(b) Production globale d'énergie éolienne et additions annuelles, 2006-2016

Figure 1.2 Augmentation de la production d'énergie solaire photovoltaïque (PV) et éolienne

1.1.2 La production décentralisée d'énergie

C'est en 1989 à Côté Sainte-Catherine que la première centrale (2MW) de production décentralisée (PD) au Québec a été installée. Depuis, la quantité de production décentralisée a augmenté : en 2015, la production décentralisée totalisait 341MW de puissance et il est prévu que ce chiffre augmente jusqu'à 522MW en 2018 [6].

La production décentralisée d'énergie diffère du schéma de production traditionnel pour plusieurs raisons. Premièrement comme son nom l'indique, la production décentralisée est assurée par des centrales distribuées à différents endroits du réseau. La production se fait à basse tension (niveau domestique, 120-240V) et à moyenne tension (niveau de la distribution, 25kV). Deuxièmement, les niveaux de puissance considérés sont plus faibles puisque la production de puissance des centrales décentralisées est de l'ordre du kilowatt (kW) ou du mégawatt (MW). Troisièmement, les centrales décentralisées solaires et éoliennes ont une production d'éner-

gie intermittente, tributaire de la disponibilité de la ressource vent ou soleil. Les centrales hydrauliques ou fonctionnant à partir de biogaz ou de biomasse ont quant à elle une production constante. L'intermittence de la production pose problème parce que le réseau électrique n'emmagasine pas d'énergie en tant que tel : tout ce qui est consommé doit être simultanément produit. Donc s'il y a un manque de production, il faut réduire la consommation en se délestant de certains clients ce que le gestionnaire de réseaux veut impérativement éviter. Le stockage d'énergie permet d'améliorer l'intermittence de la production puisqu'il est alors possible d'augmenter la production temporairement en consommant l'énergie emmagasinée et de palier l'absence de production solaire ou éolienne. Il s'agit d'un domaine de recherche très actuel qui va de pair avec la production décentralisée : il est par exemple envisagé de stocker de l'énergie dans des batteries à domicile ou encore dans les véhicules électriques.

La production décentralisée présente des avantages par rapport à la production traditionnelle. Par exemple, la production décentralisée permet de réduire les pertes de transport puisque la production et la consommation d'énergie se font au même endroit. Il n'est donc plus nécessaire de transporter l'énergie sur des milliers de kilomètres. Un deuxième avantage est le faible coût d'investissement. En effet, les coûts d'installation de panneaux solaires ou d'une petite éolienne peuvent êtres assumés par le client et amortis en quelques années. Cela mène au troisième avantage : le report des gros investissements. Il est possible pour le gestionnaire de réseaux de reporter la construction d'une nouvelle centrale ou d'un nouveau poste dans le temps et d'ainsi mieux étaler les coûts. Cependant, la production décentralisée présente certains défis. En effet, l'incertitude dans la production force le gestionnaire à prévoir des solutions de secours qui doivent être fiables comme du stockage ou des génératrices de secours. De plus, le réseau n'ayant pas été initialement conçu pour la production décentralisée, il y a des risques de surtension et de surintensité (courant trop élevé dans les conducteurs). Les centrales peuvent également détériorer la qualité de la tension en injectant des harmoniques si elles ne respectent pas les standards. Enfin, l'écoulement de puissance dans le réseau est désormais plus difficile à prévoir puisqu'il dépend de la production décentralisée qui elle-même dépend du soleil ou du vent. Cela remet en question la fiabilité des mécanismes de protection présents sur le réseau. Sont-ils capables de fonctionner comme prévu dans ce nouveau paradigme ? Le réseau reste-t-il opérationnel lorsque la production décentralisée augmente ?

1.2 Objectifs de la recherche

Ce mémoire a pour ambition de répondre à ces questions en modélisant le comportement transitoire - observer l'évolution dans le domaine du temps - des génératrices distribuées

raccordées au réseau électrique à l'aide de convertisseurs. Ces convertisseurs de puissance sont nécessaires pour connecter des éoliennes ou des panneaux photovoltaïques (courant continu) au réseau électrique (courant alternatif).

Il s'agit donc de développer des outils de simulation dans le logiciel EMTP et de réaliser une étude d'impacts. Ces outils de simulation permettent aux ingénieurs d'estimer les impacts de la production décentralisée, sans devoir procéder systématiquement à des essais sur le terrain coûteux en temps et en ressources financières. Il est également nécessaire de comparer les résultats de ces modèles avec des mesures expérimentales pour en confirmer la validité. Ainsi, les objectifs poursuivis sont :

1. Développer des modèles EMTP permettant de réaliser des études d'impacts de l'augmentation de la production décentralisée dans le réseau de distribution
2. Réaliser une étude d'impacts de l'augmentation de la production décentralisée dans le réseau de distribution
3. Relever le comportement réel d'un convertisseur commercial en laboratoire pour valider les modèles

En somme, ce mémoire contribue à augmenter la connaissance des impacts de l'augmentation de la production décentralisée dans le réseau électrique de distribution.

1.3 Méthodologie employée

Pour atteindre ces objectifs, il est d'abord nécessaire d'apprendre le principe de fonctionnement des convertisseurs de puissance et de la production dans un réseau de distribution.

Ensuite, il faut apprendre à maîtriser le logiciel EMTP : un logiciel performant de simulation et d'analyse des systèmes de puissance dans le domaine du temps. Il faut également apprendre à maîtriser les modèles déjà établis dans EMTP. En effet, le développement des modèles dans ce mémoire se base sur un modèle de parc éolien triphasé disponible dans la librairie d'EMTP. Ce modèle de parc éolien est destiné à être employé dans le réseau de transmission (120kV) et doit donc être adapté aux besoins de l'étude. Une première modification consiste à le transformer en modèle de parc solaire triphasé. Une deuxième modification consiste à en adapter le niveau de puissance et de tension pour qu'il se connecte au réseau de distribution. Enfin, une troisième modification consiste à développer un modèle de génératrices photovoltaïque monophasée sur base du modèle de parc solaire triphasé. Une fois que la stabilité numérique de ces modèles est validée, il est possible de passer à l'étude d'impacts.

Pour réaliser une étude d'impacts avec les outils développés, il est nécessaire de construire

un réseau de distribution d'étude dans EMTP. Pour ce faire, un réseau du logiciel CYME utilisé pour le devoir 3 du cours de Réseaux de distribution (IGEE 416) a été reconstruit dans EMTP. Disposant du réseau d'étude et des modèles de génératrices distribuées, différentes cas sont simulés et analysés.

Pour procéder aux relevés expérimentaux, un onduleur commercial monophasé et une source DC simulant des panneaux solaires sont employés. Le comportement de l'onduleur face à différents défauts est relevé et le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée est ajusté de façon à reproduire ces résultats.

1.4 Plan du mémoire

La structure du mémoire découle de la méthodologie présentée. Dans un premier temps, les notions relatives aux convertisseurs de puissance et à la production dans les réseaux de distribution sont détaillées dans la revue de littérature présentée au Chapitre 2. Ensuite sur base de ces connaissances, le développement des modèles nécessaires à l'étude d'impacts et leur processus de validation sont présentés au Chapitre 3. En employant le modèle de parc solaire développé précédemment et un réseau de distribution choisi, l'étude d'impacts et ses résultats sont présentés au Chapitre 4. Les relevés expérimentaux et la validation du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée sont présentés au Chapitre 5. Enfin, le Chapitre 6 clôt ce mémoire par une synthèse des résultats présentés, une discussion sur les limitations et une proposition d'améliorations futures.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Ce chapitre explique les notions scientifiques nécessaire à la production des modèles et des essais présentés dans les chapitres suivants. Il commence par une description des convertisseurs de puissance, leurs applications et leurs principes de fonctionnement. Il termine par l'étude de la production décentralisée dans les réseaux de distribution.

2.1 Convertisseurs de puissance

Les convertisseurs de puissance sont des appareils électriques destinés à convertir l'énergie électrique d'une forme à une autre. Lorsqu'ils convertissent du courant continu en courant alternatif (DC-AC), ils sont appelés onduleurs (*inverters* en anglais). Lorsque la conversion se fait dans le sens inverse de AC vers DC, ils sont appelés redresseurs (*rectifiers* en anglais). Un même convertisseur peut assurer le rôle d'onduleur et de redresseur selon la situation : ils sont bidirectionnels en puissance. Ils sont également employés pour convertir du courant continu vers du courant continu de valeur plus élevée ou plus faible (DC-DC), ils sont alors appelés hacheurs (*choppers* en anglais). Enfin, il existe des convertisseurs AC-AC appelés cyclo-convertisseurs qui permettent de modifier l'amplitude et la fréquence d'une tension alternative [7]. Ceux-ci ne sont pas étudiés dans la suite parce qu'ils ne sont pas utiles à ce mémoire.

Les conversions d'énergie électrique trouvent de nombreuses applications dans le domaine des systèmes de puissances. Les convertisseurs de puissance permettent par exemple d'alimenter des voitures électriques, des trains, des métros, des moteurs industriels, des satellites, etc. Ils sont également nécessaires dans la production et le stockage d'énergie électrique.

Pour réaliser ces conversions, les convertisseurs de puissances sont équipés d'interrupteurs commandables : il est possible de modifier le signal de sortie d'un convertisseur en fonction de la séquence d'ouverture et de fermeture de ses interrupteurs. Physiquement, les interrupteurs sont constitués de matériaux non-linéaires - les matériaux semi-conducteurs - dont les propriétés électriques varient en fonction des tensions et courants qui leur sont appliqués. Il existe de nombreux modèles d'interrupteurs qui diffèrent selon la fréquence de commutation et les niveaux de tension et courant nécessaires. La Figure 2.1 représente de manière simplifiée les domaines d'utilisation des différents modèles d'interrupteurs [8]. Bien qu'il existe de nombreux modèles d'interrupteurs, ils possèdent tous une caractéristique commune : ce sont des appareils à trois terminaux comme le montre la Figure 2.2. Les terminaux de puissance

0 et 1 sont reliés au circuit de puissance. Le troisième terminal G, également appelé grille (*gate* en anglais), est connecté à un terminal de contrôle. En fonction de l'absence ou de la présence du signal de contrôle à la grille, la résistance de l'interrupteur est soit large, soit proche de zéro de façon à se comporter soit comme un circuit ouvert, soit comme un circuit fermé [9].

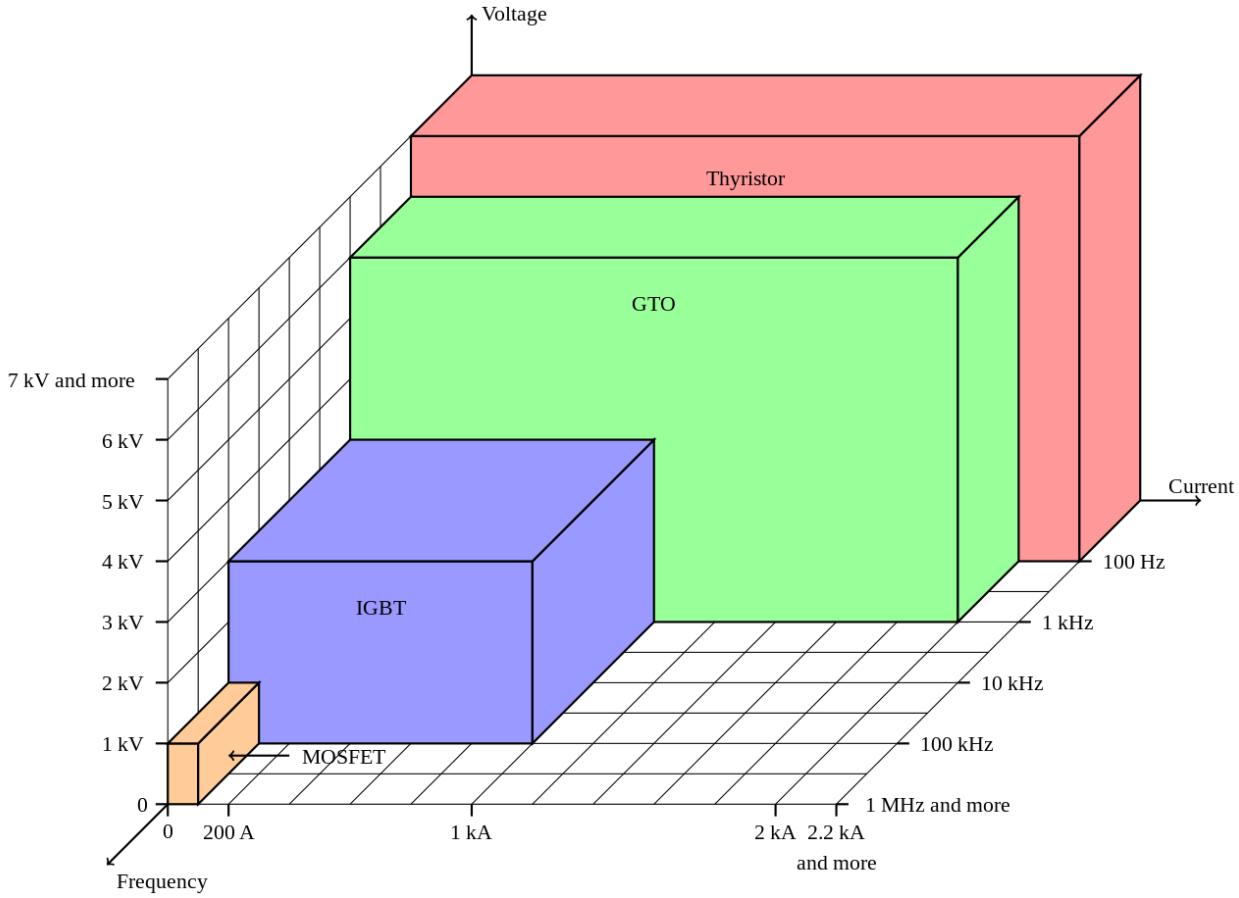


Figure 2.1 Domaines de tensions, courants et fréquence des principaux interrupteurs d'électronique de puissance

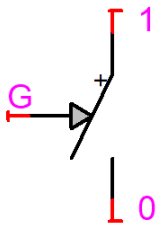


Figure 2.2 Interrupteur idéal contrôlé par le signal de grille G

Pour contrôler de manière précise le signal de sortie d'un convertisseur, il est nécessaire de contrôler adéquatement la séquence d'ouverture et de fermeture des interrupteurs. Le principe de contrôle des interrupteurs est ainsi détaillé dans les deux sous-sections suivantes : les hacheurs sont abordés dans un premier temps, les onduleurs et redresseurs sont ensuite étudiés.

2.1.1 Convertisseurs DC-DC

Les hacheurs sont utilisés par exemple pour alimenter des moteurs à courant continu. Ils servent également à la poursuite des points de puissance maximale (*maximum power point tracking* en anglais, MPPT) des panneaux photovoltaïques qui varient en fonction de l'irradiation (Figure 2.3) : le hacheur ajuste par essai-erreur la tension DC jusqu'à ce qu'elle se situe au point de puissance maximale. Des hacheurs sont présents dans l'onduleur étudié au laboratoire pour lui permettre de fonctionner au point de puissance maximale. Cette étape de conversion DC-DC n'est cependant pas modélisée dans les modèles développés parce que les transitoires électromagnétiques étudiés se déroulent à une autre échelle de temps que les variations de la source renouvelable. Les résultats présentés au chapitre 5 confirment que leur modélisation n'est pas nécessaire.

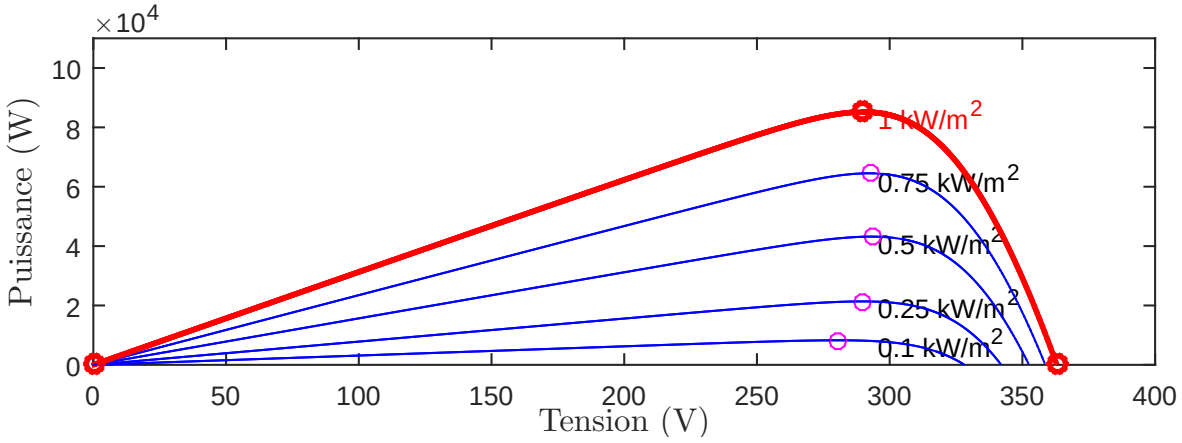


Figure 2.3 Le point de puissance maximale du panneau photovoltaïque varie en fonction de l'irradiance (en rose)

Il reste toutefois important de comprendre leur principe de fonctionnement parce qu'ils sont essentiels à la manipulation d'un onduleur. [7] décrit les trois montages de bases des hacheurs à un quadrant et leurs principes de fonctionnement qui sont présentés ci-après. Ces trois montages sont :

— hacheur *buck* (dévolteur)
— hacheur *boost* (survolteur)
— hacheur *buck-boost* (dévolteur-survolteur)

Hacheur *buck*

Le hacheur *buck* est présenté à la Figure 2.4 : il est composé d'un interrupteur T, d'une diode D, d'une inductance L, d'un condensateur C et d'une charge R. Le système est étudié en faisant l'hypothèse que la tension d'entrée V_i est parfaitement continue, que la conduction est ininterrompue (le courant $i_L(t)$ ne chute pas à zéro durant un intervalle de commutation) et que les composantes du système sont sans imperfections. Des cas d'études plus détaillés où les imperfections ne sont pas négligées, sont présentés dans [10]. Les variables en majuscules désignent des valeurs moyennes, celles en minuscules des valeurs instantanées.

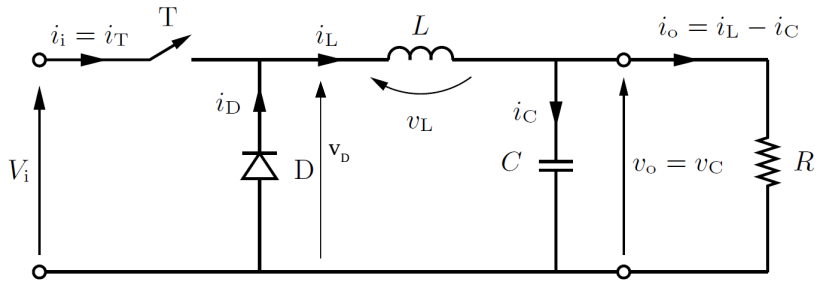


Figure 2.4 Montage du hacheur *buck* avec filtre LC et charge R [7]

Le rapport cyclique D (*duty cycle* en anglais) définit l'intervalle de temps pendant lequel l'interrupteur est fermé à chaque période de commutation T_s. L'interrupteur est donc successivement fermé pendant un intervalle de temps DT_s et ouvert durant un intervalle de temps $(1-D)T_s$. Cela permet de commander la tension aux bornes de sortie V_o en fonction de D.

$$D = \frac{T_{on}}{T_s} \tag{2.1}$$

Pendant que l'interrupteur est fermé la tension sur l'inductance $v_L = V_i - V_o$. Pendant que l'interrupteur est ouvert la tension $v_L = -V_o$.

La variation du courant dans l'inductance dépend la tension sur celle-ci : $v_L = L di_L/dt$. Donc le courant alterne entre une évolution avec une pente positive constante $(V_i - V_o)/L$ et une pente négative constante $-V_o/L$ (Figure 2.5).

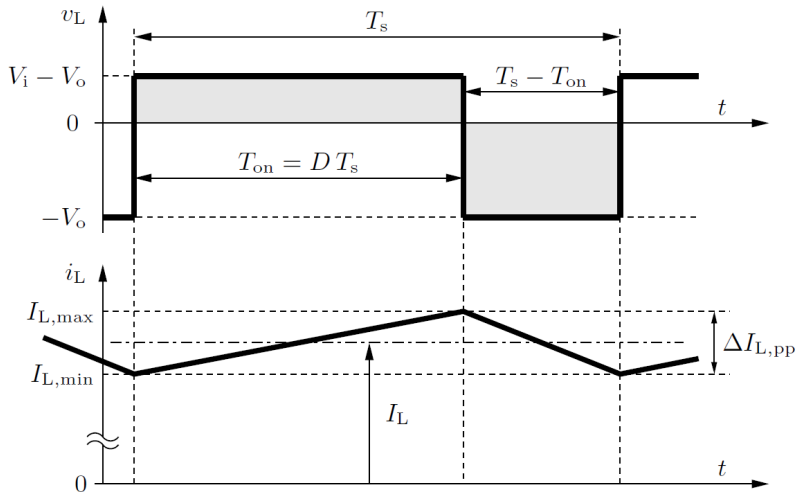


Figure 2.5 Formes d'onde $v_L(t)$ et de $i_L(t)$ en conduction ininterrompue dans le hacheur *buck* [7]

La tension moyenne sur l'inductance V_L étant nulle en régime permanent :

$$D(V_i - V_o) - (1 - D)V_o = 0 \tag{2.2}$$

Soit

$$V_o = DV_i \tag{2.3}$$

La tension de sortie V_o a donc une valeur inférieure ou égale à V_i puisque D est compris entre 0 et 1. [11] présentent une autre façon d'arriver à ce résultat. Ils considèrent la tension entre les bornes après l'interrupteur idéal $v_D(t)$ et en calcule la valeur moyenne, soit l'intégrale sous la courbe durant une période T_s (Figure 2.6). L'ajout d'un filtre passe-bas LC entre $v_D(t)$ et la tension de sortie $v_o(t)$ permet de laisser passer la composante continue de $v_D(t)$, tout en rejetant les harmoniques à la fréquence de commutation. Ils concluent donc que $v_o(t)$ est essentiellement égal à la composante continue de $v_D(t)$.

$$v_o \simeq \langle v_D \rangle = DV_i \tag{2.4}$$

En considérant toujours un système aux composantes idéales et sans pertes, le bilan de puissance - puissance d'entrée P_i égale puissance de sortie P_o - permet de trouver le rapport

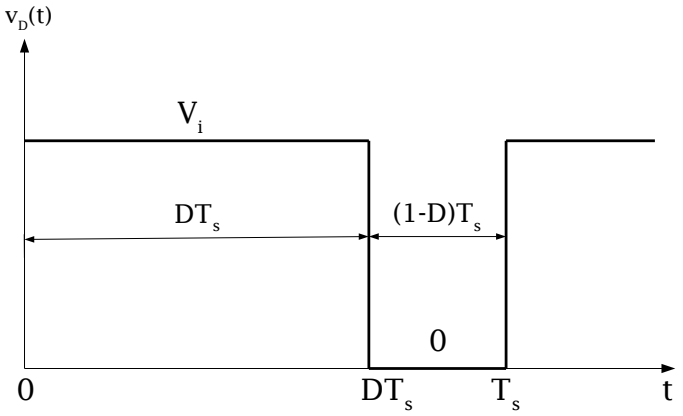


Figure 2.6 Tension entre les bornes après l'interrupteur idéal

entre courant d'entrée et de sortie :

$$P_i = P_o \Rightarrow V_i I_i = V_o I_o \Rightarrow \frac{I_o}{I_i} = \frac{1}{D} \tag{2.5}$$

Le hacheur *buck* se comporte dans ces conditions de manière analogue à un transformateur DC.

Hacheur *boost*

Le hacheur *boost* est constitué d'un réarrangement des composantes du hacheur *buck* (Figure 2.7). Son principe de fonctionnement est également basé sur l'emploi d'un rapport cyclique D, qui permet de réguler la tension de sortie V_o. Ici aussi, l'étude est simplifiée : tension d'entrée parfaitement continue, conduction ininterrompue, composantes idéales.

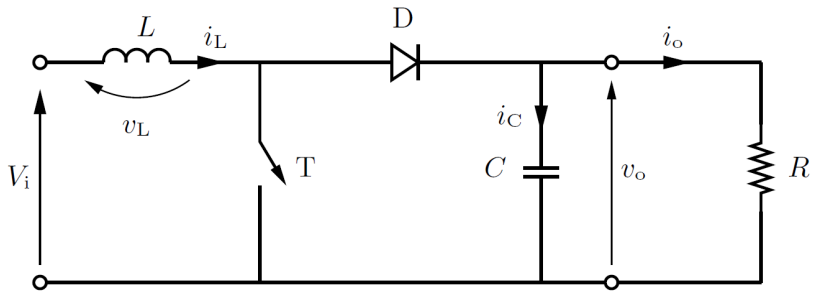


Figure 2.7 Montage du hacheur *boost* avec condensateur de lissage à la sortie C et charge R [7]

Pendant que l'interrupteur est fermé, la tension sur l'inductance $v_L = V_i$ et le courant i_L

augmente avec une pente égale à V_i/L. Pendant que l'interrupteur est ouvert, la tension sur l'inductance $v_L = V_i - V_o$ et le courant diminue avec une pente $(V_i - V_o)/L < 0$ (Figure 2.8).

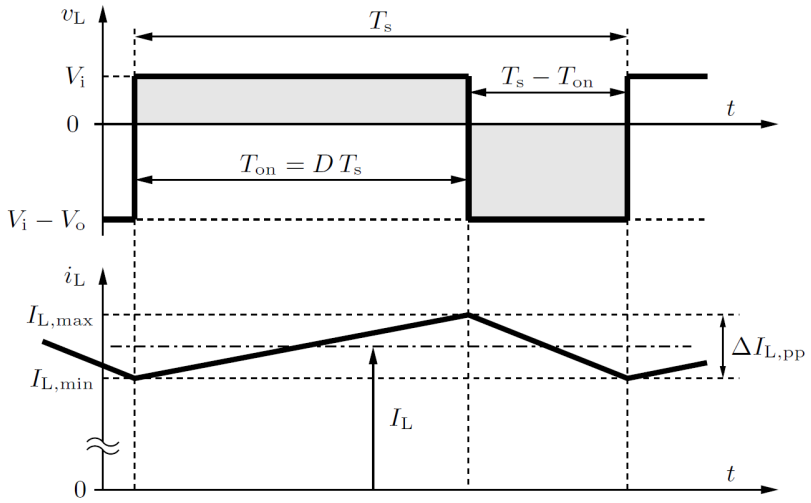


Figure 2.8 Formes d'onde $v_L(t)$ et de $i_L(t)$ en conduction ininterrompue dans le hacheur *boost* [7]

La tension moyenne sur l'inductance V_L étant nulle en régime permanent :

$$DV_i + (1 - D)(V_i - V_o) = 0 \tag{2.6}$$

Soit

$$V_o = \frac{1}{1 - D} V_i \tag{2.7}$$

La tension de sortie V_o a donc une valeur supérieure ou égale à V_i puisque D est compris entre 0 et 1. Théoriquement V_o tend vers l'infini lorsque D tend vers 1, mais c'est uniquement possible parce que des hypothèses simplificatrices ont été prises. Dans la réalité, les effets parasites font chuter le rapport à 0 lorsque D tend vers 1 (Figure 2.9).

Le bilan de puissance en négligeant les pertes donne le rapport entre les courants de sortie et d'entrée :

$$I_o = (1 - D)I_i \tag{2.8}$$

Hacheur *buck-boost*

Le hacheur *buck-boost* est également constitué d'un réarrangement des composantes des hacheurs *buck* et *boost* (Figure 2.10). Il est important de remarquer que la tension de sortie v_o est désormais orientée dans l'autre sens. A nouveau, le rapport cyclique D et les mêmes

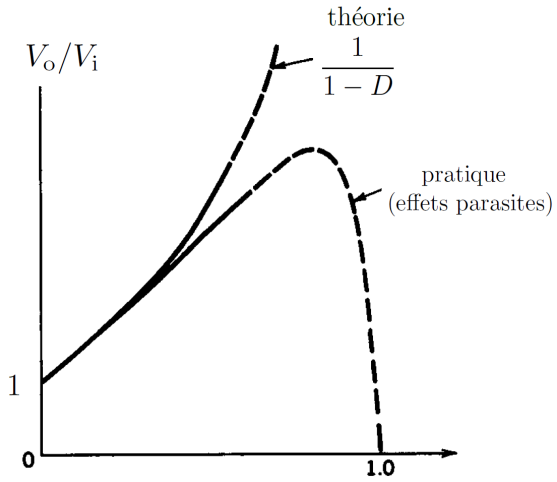


Figure 2.9 Comparaison de l'évolution théorique et réelle du rapport V_o/V_i en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur *boost* [7]

hypothèses sont employées pour étudier ce modèle.

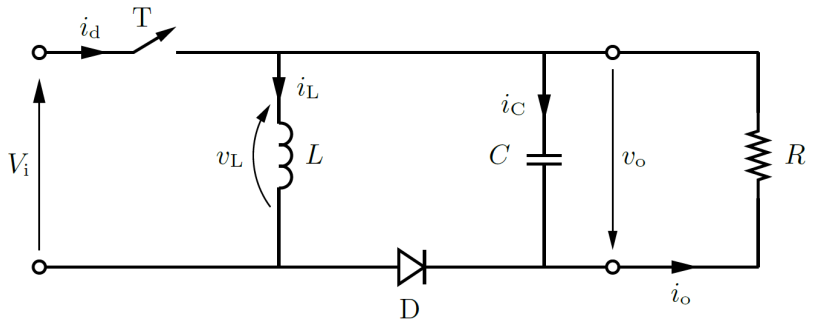


Figure 2.10 Montage du hacheur *buckboost* avec condensateur de lissage à la sortie C et charge R [7]

Pendant que l'interrupteur est fermé, la tension aux bornes de l'inductances $v_L = V_i$ et le courant augmente avec une pente V_i/L. Pendant que l'interrupteur est ouvert, la tension aux bornes de de l'inductance $v_L = -V_o$ et le courant diminue avec une pente constante $-V_o/L$ (Figure 2.11).

La tension moyenne sur l'inductance V_L étant nulle en régime permanent :

$$DV_i - (1-D)V_o = 0 \tag{2.9}$$

Soit

$$V_o = \frac{D}{1-D}V_i \tag{2.10}$$

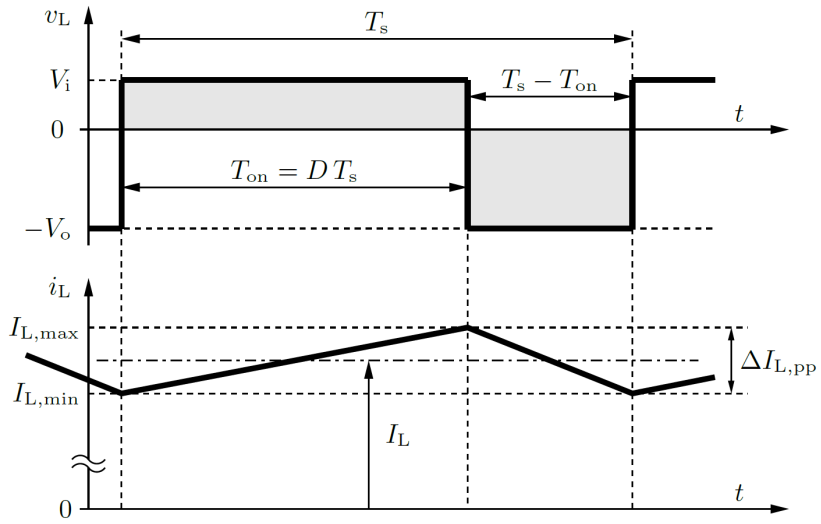


Figure 2.11 Formes d'onde $v_L(t)$ et de $i_L(t)$ en conduction ininterrompue dans le hacheur *buck-boost* [7]

La tension de sortie V_o a donc une valeur supérieure, égale ou inférieure à V_i en fonction du rapport cyclique D. Les imperfections des composantes modifient à nouveau l'allure du rapport théorique (Figure 2.12).

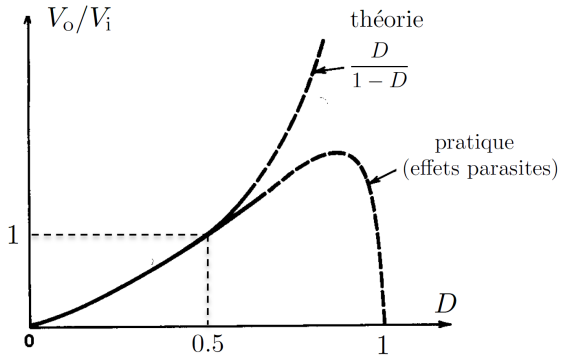


Figure 2.12 Comparaison de l'évolution théorique et réelle du rapport V_o/V_i en fonction du rapport cyclique D pour un hacheur *buck-boost* [7]

En conclusion, le contrôle du rapport cyclique D est essentiel à l'emploi de ces convertisseurs. Un contrôleur externe est donc utilisé pour faire varier D en fonction de la référence de tension. La fréquence de commutation $f_s = 1/T_s$ étant de l'ordre du kHz voire du MHz, l'évolution de D est lente comparativement à l'échelle de temps d'un cycle de commutation individuel.

2.1.2 Convertisseurs DC-AC

Les convertisseurs DC-AC et AC-DC permettent de connecter des panneaux photovoltaïques et des éoliennes au réseau électrique depuis les années 1980 [12]. La Figure 2.13 illustre les connexions photovoltaïques et éoliennes. Le panneau photovoltaïque est connecté à un hacheur qui permet d'effectuer la poursuite de points de puissances maximales. L'éolienne de type IV est quant à elle connectée à un redresseur qui permet la flexibilité en vitesse du rotor de l'éolienne afin d'extraire un maximum de puissance pour chaque vitesse de vent. Le hacheur du panneau photovoltaïque et le redresseur de l'éolienne sont ensuite tous deux connectés à un onduleur qui produit une tension triphasée équilibrée.

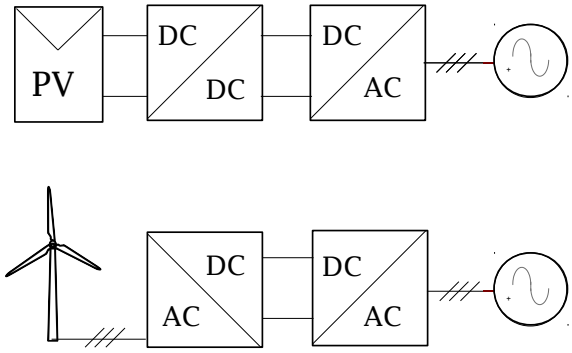


Figure 2.13 Interfaçage des sources solaires et éoliennes au réseau électrique à l'aide de convertisseurs de puissance

Les onduleurs commerciaux actuels possèdent des modes de contrôle intelligents de leur tension de référence qui leur permettent entre autres de :

- produire de l'énergie à facteur de puissance unitaire
- produire de l'énergie à facteur de puissance fixe
- produire de l'énergie à puissance réactive fixe
- soutenir la tension lorsqu'il y a une chute de tension sur le réseau en ajustant la production de puissance réactive en fonction de la tension

Ces modes qui se retrouvent notamment dans l'onduleur commercial du laboratoire sont implémentés dans les modèles développés.

Pont en H monophasé

Le principe de fonctionnement de l'onduleur se base sur une topologie d'interrupteurs appelée pont en H. La Figure 2.14 illustre le cas monophasé : les deux interrupteurs S1 sont actionnés par le même signal de commande tandis que les interrupteurs S2 reçoivent le signal opposé. A tout instant, la tension appliquée sur la charge RLC est soit $+V_{DC}$, soit $-V_{DC}$. En choisissant judicieusement la séquence d'ouverture et fermeture, il est possible de reproduire un signal alternatif à la fréquence et l'amplitude voulue (inférieure à V_{DC}).

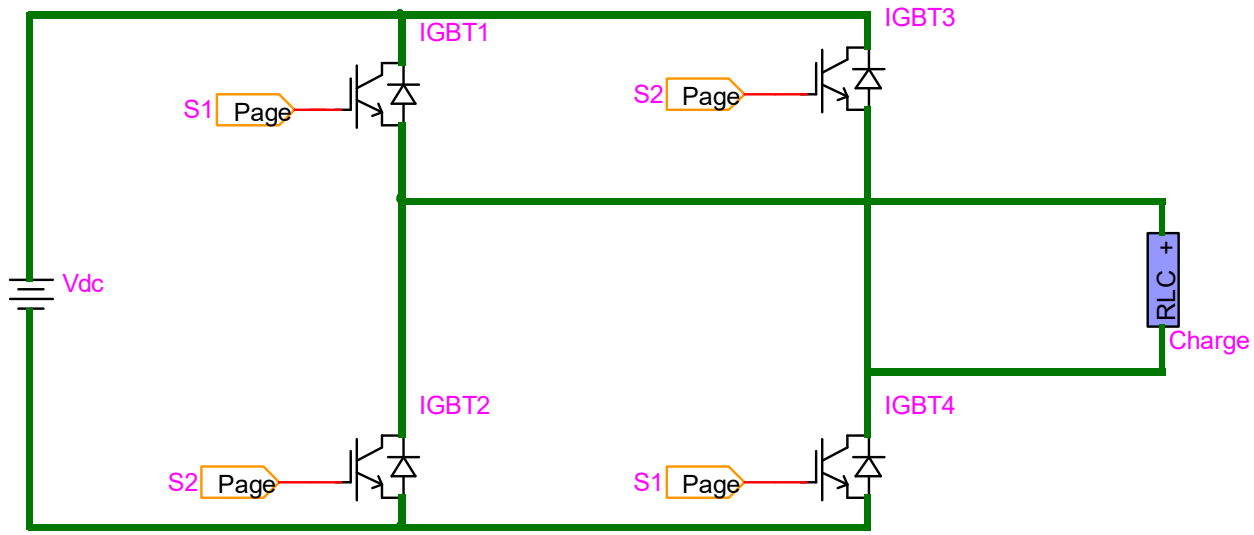


Figure 2.14 Topologie du pont en H monophasé

L'algorithme de contrôle des interrupteurs est basé sur la modulation de largeurs d'impulsions (MLI) (en anglais *pulse width modulation*, PWM). Cet algorithme se base sur la comparaison entre un signal de référence appelé modulante qui reproduit la tension AC désirée, et un signal triangulaire à haute fréquence appelé porteuse. Lorsque le contrôleur détecte que la modulante est plus grande que la porteuse, il va envoyer un signal de fermeture aux interrupteurs S1. Inversement lorsque la porteuse est plus basse que la porteuse, un signal opposé est envoyé aux interrupteurs S1. La tension ainsi hachée - elle contient des harmoniques à la fréquence de commutation - s'applique sur la charge (Figure 2.15) : le courant qui circule dans la charge (1Ω, 1mH) d'un pont en H à 4500Hz alimenté par une tension DC de 1V est présenté à la Figure 2.16. Lorsque la qualité de la tension est importante, il est nécessaire d'ajouter un filtre au pont en H pour éliminer les harmoniques à la fréquence de commutation.

La topologie de pont en H est employée dans le développement du modèle EMTP monophasé mais elle n'est pas la seule topologie existante dans l'industrie des onduleurs. Les auteurs de

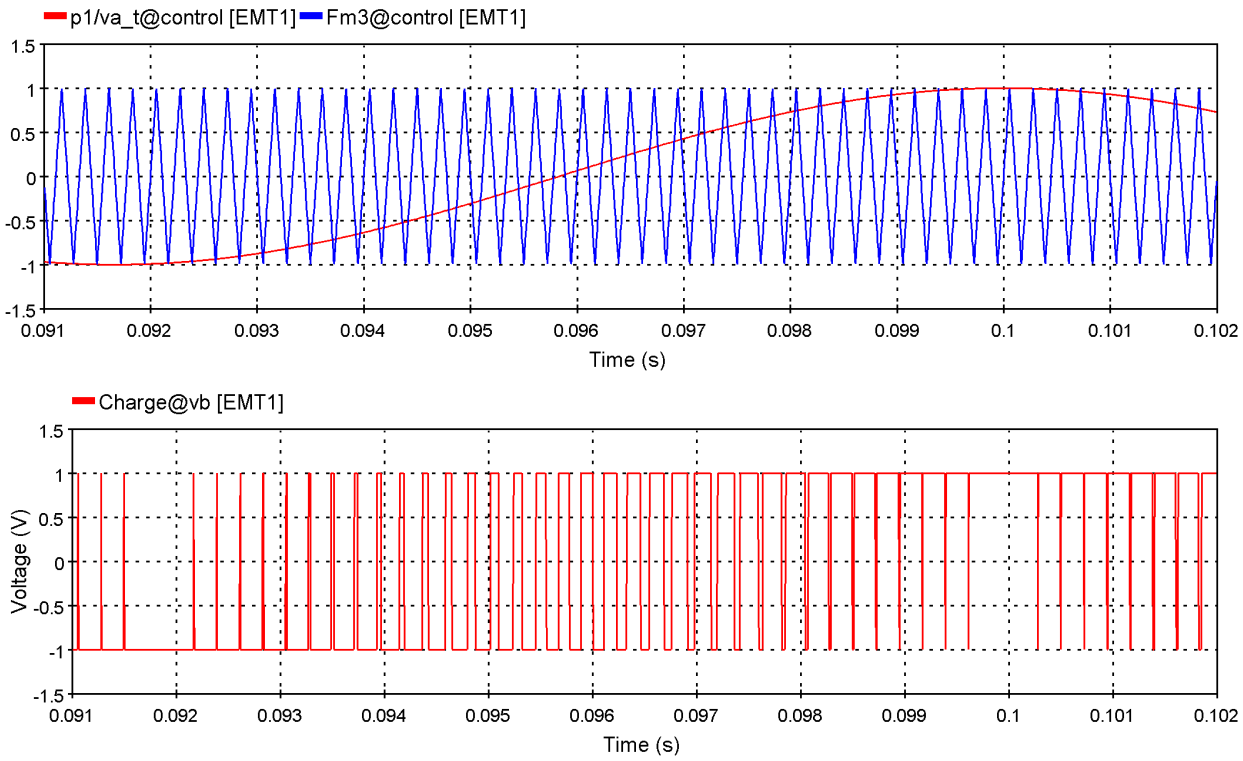


Figure 2.15 En haut : modulation des largeurs d'impulsions en fonction de la valeur de la modulante (en rouge) par rapport à la porteuse (en bleu) ; en bas : la tension hachée appliquée sur la charge du pont en H

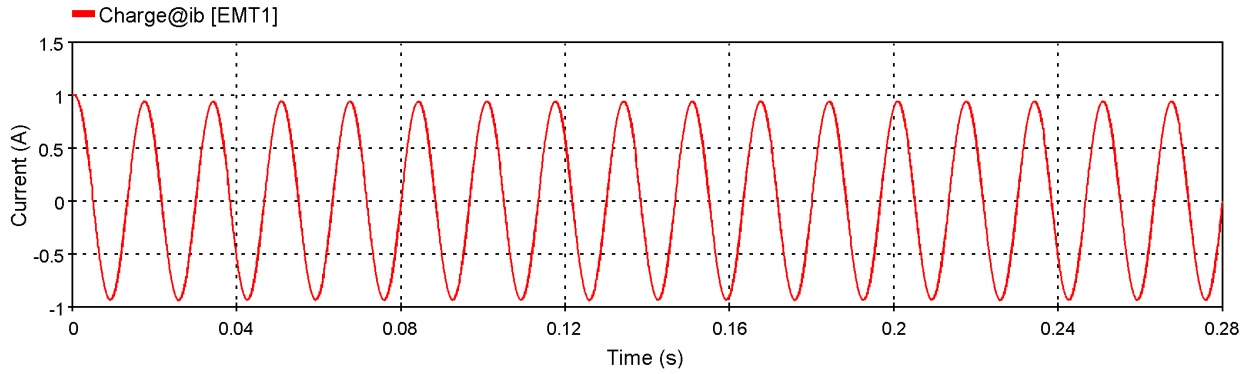


Figure 2.16 Courant alternatif circulant dans la charge alimentée par le pont en H monophasé

[12], [13] et [14] présentent de nombreuses variantes du pont en H dérivées par les constructeurs, possédant leurs avantages et désavantages (rendement, simplicité, robustesse, avec ou sans transformateur, quantité d'harmoniques injectées, etc). Les topologies les plus répan-

dues sont l'onduleur alimenté en tension à deux niveaux (en anglais *two-level voltage-source inverter*, 2L-VSI), les onduleurs multi-niveaux à neutre forcé (en anglais *multi-level neutral point clamped inverter*, 3L-NPC ou 5L-NPC) et l'onduleur de type-T [14].

L'onduleur alimenté en tension à deux niveaux est composé d'une branche avec des interrupteurs permettant d'appliquer les tensions $+V_{DC}/2$ et $-V_{DC}/2$.

Les topologies multi-niveaux permettent d'appliquer d'autres valeurs de tension DC sur la charge que $+V_{DC}$ et $-V_{DC}$: par exemple avec une topologie à 3 niveaux et neutre verrouillé, les niveaux de tension disponibles sont 0, $+V_{DC}/2$ et $-V_{DC}/2$. L'onduleur de type T permet d'atteindre les mêmes valeurs avec une topologie différente.

La Figure 2.17 présente les principales topologies existantes sur le marché et illustrent les modèles présentés plus haut.

Les auteurs de [14] s'attendent en 2015 à ce qu'une nouvelle famille de convertisseurs photovoltaïques apparaissent à l'aide de nouveaux matériaux semi-conducteurs constitués de SiC et de GaN. Cependant en 2017, les auteurs de [13] constatent qu'il n'existe pas encore d'applications commerciales.

Pont en H triphasé

La topologie de pont en H triphasé est présentée à la Figure 2.18. Basé sur le même algorithme de MLI, le contrôle se fait à l'aide d'une porteuse et de trois modulantes différentes correspondant aux trois phases a, b et c : il existe trois signaux de contrôles qui se chargent chacun d'ouvrir et fermer les interrupteurs de leur branche. A tout instant la tension phase-neutre appliquée sur une des phases de la charge RLC varie entre $+2V_{DC}/3$, $-2V_{DC}/3$, $+V_{DC}/3$, $-V_{DC}/3$ et 0 (Figure 2.19) : le courant qui circule dans la charge triphasée (1Ω, 1mH) d'un pont en H à 4500Hz alimentée par une tension de 1V est présentée à la Figure 2.20. De manière similaire au cas monophasé, il s'avère souvent nécessaire d'ajouter un filtre au pont en H triphasé pour absorber les harmoniques à la fréquence de commutation.

La topologie présentée plus haut est employée dans le développement du modèle EMTP triphasé. A l'instar du pont en H monophasé, il existe d'autres topologie que le pont en H triphasé (Figure 2.17).

Il existe dans la littérature de multiples algorithmes plus ou moins sophistiquées de contrôle les interrupteurs. [15] étudient par exemple les différences entre modulation unipolaire et bipolaire (celle-présentée dans ce mémoire) pour un onduleur monophasé. Les auteurs de [16] et [17] établissent une revue des techniques de modulation par vecteur d'espace (en anglais *space vector modulation*, SVM) utilisées notamment pour le contrôle de moteurs. [18]

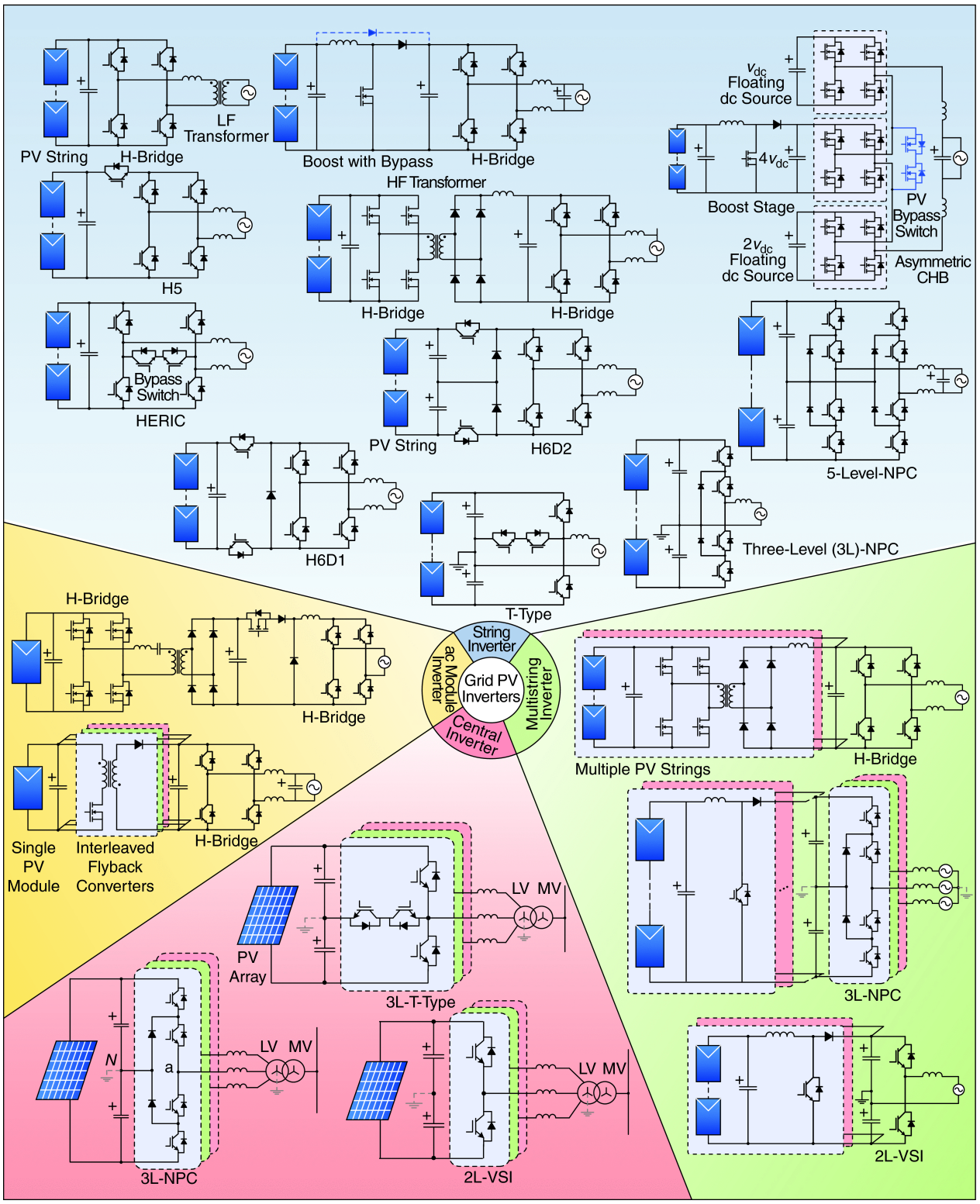


Figure 2.17 Topologies des onduleurs industriels © 2015 IEEE

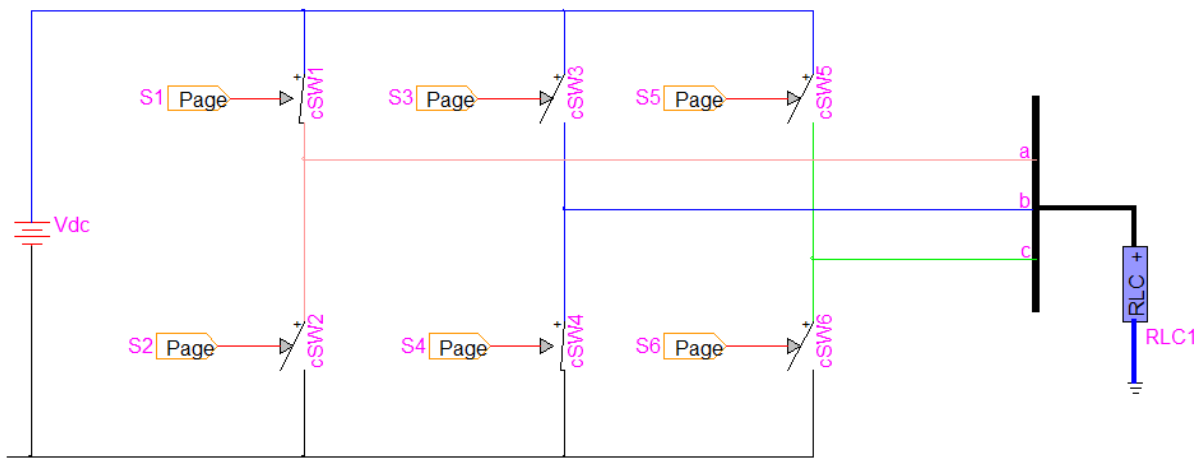


Figure 2.18 Topologie du pont en H triphasé

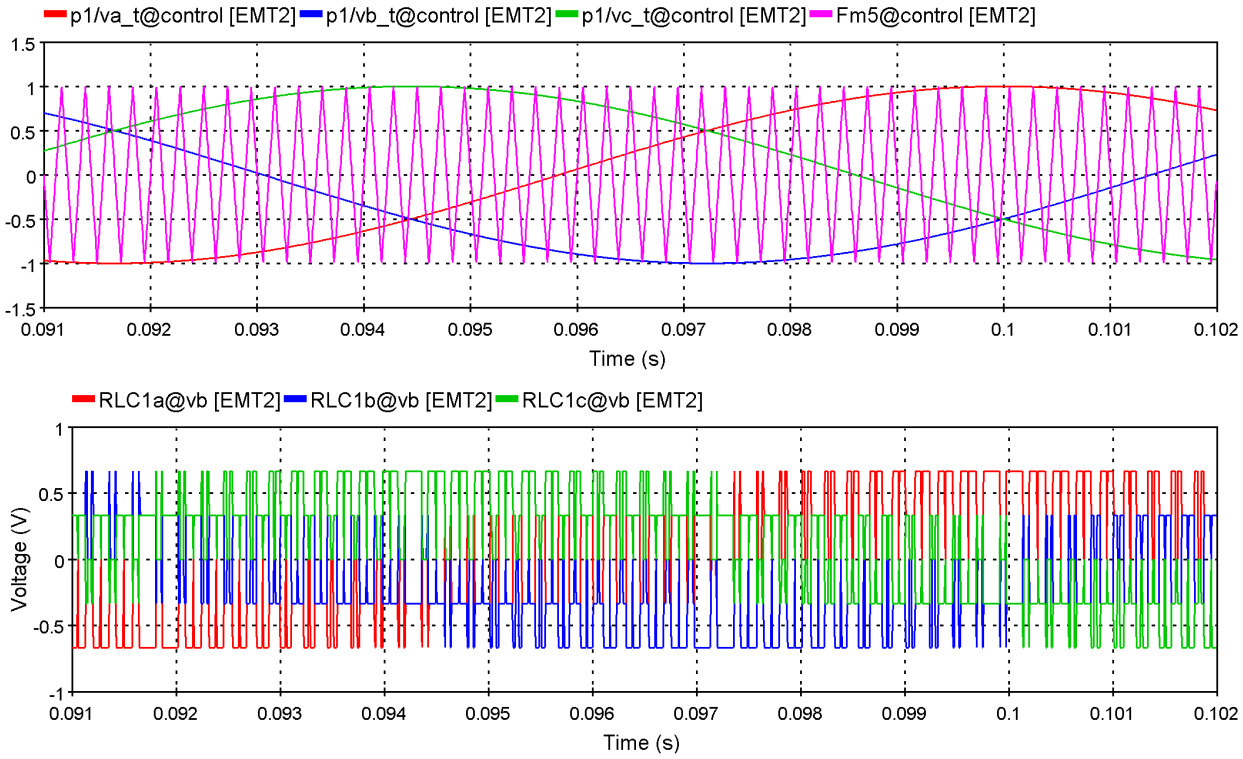


Figure 2.19 En haut : modulation des largeurs d'impulsions en fonction de la valeur des trois modulantes (en rouge, bleu et vert) par rapport à la porteuse (en rose) ; en bas : les tensions hachées appliquées sur la charge du pont en H

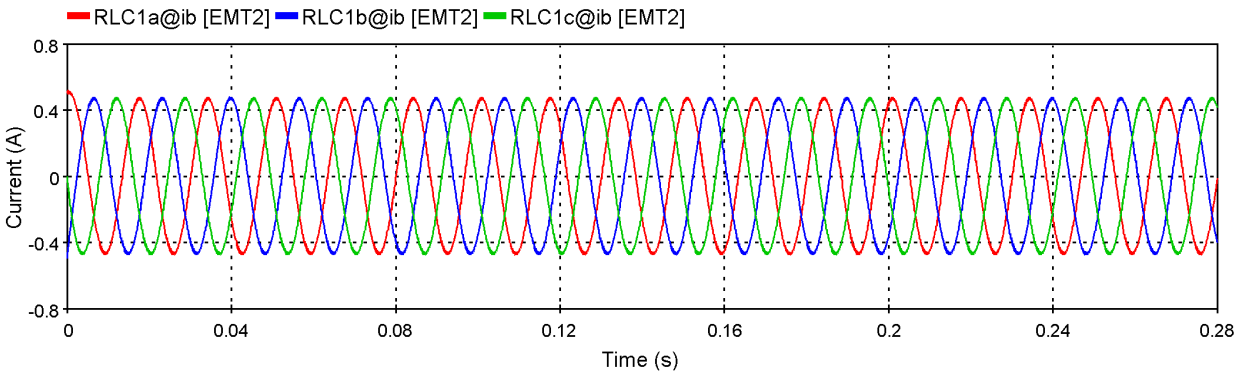


Figure 2.20 Courants alternatifs circulant dans la charge alimentée par le pont en H triphasé

présentent les avantages d'utiliser des onduleurs à multi-niveaux en comparaison au modèle monophasé à deux niveaux où la tension de la charge vaut exclusivement $+/-V_{DC}$ (Figure 2.15).

Le contrôle des interrupteurs n'est pas le seul point d'intérêt dans la littérature. En effet, il est important de déterminer quelle référence de tension le convertisseur doit suivre pour s'interfacer correctement au réseau. [19] proposent par exemple d'adapter la production de puissance réactive des onduleurs PV pour diminuer la variabilité de tension des systèmes de distribution. Également basé sur l'injection de puissance réactive, [20] proposent une stratégie de contrôle du courant pour soutenir le réseau durant les sous-tensions. Dans un cas comme dans l'autre, il est nécessaire de calculer la bonne référence de tension permettant de produire la puissance réactive désirée.

Dans le cadre de ce mémoire, le détail du contrôle des interrupteurs est moins important que le calcul de la référence de la tension adéquate à produire. En effet, l'amplitude et l'angle de la tension aux bornes du générateur conditionne la production et la consommation d'énergie. La section suivante en explique les raisons.

En conclusion, les onduleurs sont des appareils électriques complexes, composés d'interrupteurs commandables qui leur permettent de produire une tension alternative choisie. Cette tension a des impacts sur le réseau qu'il convient de prendre en compte dans l'algorithme de contrôle, que chaque constructeur de convertisseurs développe et garde secret. Selon la sophistication de cet algorithme, leurs convertisseurs seront plus ou moins dispendieux et performants. Le département de génie électrique de l'École Polytechnique de Montréal a mis au point un algorithme de contrôle générique inspiré des standars de l'industrie. Il est implémenté dans les modèles EMTP de convertisseurs pour éoliennes. Cet algorithme sert de base

aux modèles présentés au Chapitre 3.

2.2 Production décentralisée dans les réseaux de distribution

Le réseau de distribution, également appelé réseau moyenne tension (MT), est la partie du réseau électrique qui effectue la connexion avec les clients domestiques (2.8 millions au Québec [21]). La tension du réseau de distribution québécois est de 25kV/14.4kV (ligne-ligne/ligne-neutre) et est transformée en 120V/240V à l'aide de transformateurs de distribution pour alimenter les foyers (Figure 2.21). Pour les clients nécessitant plus de puissance comme les universités et les hôpitaux, l'alimentation se fait en 347V/600V [22].

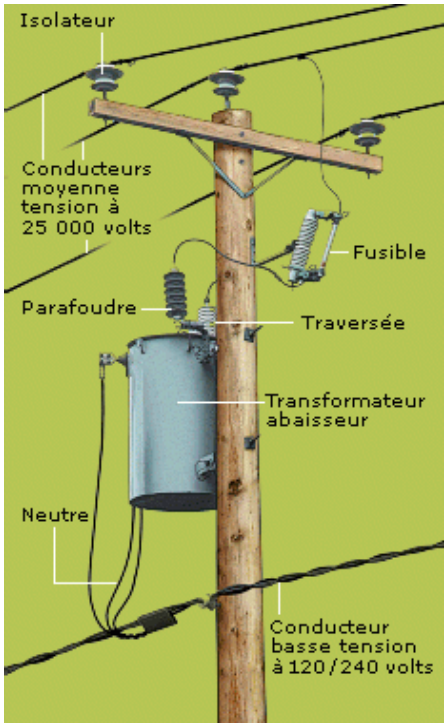


Figure 2.21 Schéma d'un transformateur 120V/240V employé dans le réseau de distribution d'Hydro-Québec [21]

C'est dans ce réseau que se connecte la production décentralisée. Les sources d'énergie décentralisée - leur puissance varie entre 1kW et 20MW - sont diverses : hydraulique, thermique, pile à combustible, éolienne, solaire, batteries, véhicules électriques, etc. Chaque source nécessite une technologie d'interconnexion dédiée : elles peuvent se connecter à l'aide de machines synchrones (hydraulique, thermique) et asynchrones (éolienne), ou à l'aide de convertisseurs (pile à combustible, éolienne, solaire, batteries, véhicules électriques) [23]. Une fois connectées, ces génératrices décentralisées influencent la production de puissance active et réactive

à leur point de connexion, ce qui a des impacts sur le réseau. Ces point sont respectivement abordés en 2.2.1 et en 2.2.2.

2.2.1 Influence de la puissance active et réactive sur le module et l'angle de la tension à un nœud

Cette sous-section décrit les relations mathématiques entre la puissance circulant à un nœud et la tension et la phase de ce nœud sur base de [24]. Le réseau étudié est un modèle simplifié de ligne de transport (Figure 2.22). L'hypothèse qui stipule que la résistance de la ligne est négligeable devant son inductance n'est pas autant valide dans les réseaux de distribution. Les relations mathématiques obtenues sont donc mieux adaptés au réseau de transport qu'au réseau de distribution. Elles restent cependant de bonnes indications pour l'analyse rapide de réseaux.

Dans les réseaux électriques, les tensions et les courants sont décrits par un nombre complexe appelé phaseur. C'est un outil mathématique très pratique qui porte deux informations : l'amplitude et l'angle - appelé phase ou déphasage - du signal par rapport à un signal de référence. Sur base de ces deux informations, il est possible de reconstruire le signal dans le domaine du temps. Toutefois, cet outil n'est applicable qu'en régime permanent parce que ces deux seules informations ne sont pas suffisantes pour reconstruire un signal transitoire.

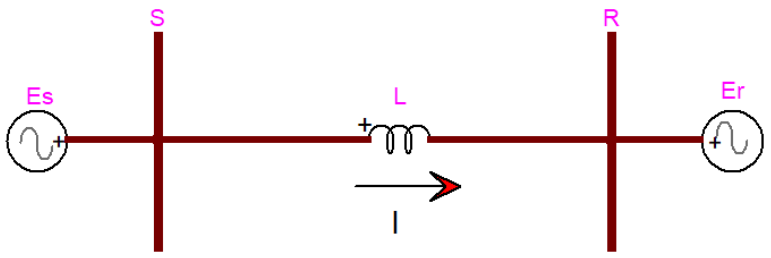


Figure 2.22 Représentation simplifiée d'une ligne électrique de transport de puissance : S est le nœud source, R est le nœud de réception

Soient le phaseur de la tension au nœud source $\bar{E}_S = E_S \angle \delta$ et le phaseur au nœud de réception $\bar{E}_R = E_R \angle 0$ (les résultats sont les mêmes si les angles sont inversés), la puissance réactive $\bar{S}_R$ qui arrive au nœud de réception est définie par :

$$\bar{S}_R = P_R + jQ_R \tag{2.11}$$

Où P_R est la puissance active arrivant au nœud de réception et Q_R est la puissance réactive

au nœud de réception. $\bar{S}_R$ vaut également, en fonction de $\bar{E}_R$ et du courant arrivant au nœud de réception $\bar{I}_R$:

$$\bar{S}_R = \bar{E}_R \bar{I}_R^\star \tag{2.12}$$

$$= \bar{E}_R \left(\frac{\bar{E}_S - \bar{E}_R}{jX} \right)^\star \tag{2.13}$$

$$= E_R \left(\frac{E_S \cos\delta + jE_S \sin\delta - E_R}{jX} \right)^\star \tag{2.14}$$

$$= E_R \left(\frac{-jE_S \cos\delta + E_S \sin\delta + jE_R}{X} \right)^\star \tag{2.15}$$

$$= \frac{E_R E_S \sin\delta}{X} + j\frac{E_R E_S \cos\delta - E_R^2}{X} \tag{2.16}$$

Conséquemment, la puissance active au nœud de réception vaut :

$$P_R = \frac{E_R E_S \sin\delta}{X} \tag{2.17}$$

Et la puissance réactive au nœud de réception vaut :

$$Q_R = \frac{E_R E_S \cos\delta - E_R^2}{X} \tag{2.18}$$

L'influence de l'angle sur la puissance active et l'influence de la tension sur la puissance réactive se comprennent mieux en faisant l'approximation suivante : dans les réseaux électriques, les tensions en régime permanent sont proches de 1 p.u. (par unité, *per unit* en anglais) et les angles sont proches de zéro ($\sin\delta \simeq \delta$ et $\cos\delta \simeq 1$). Avec cette approximation, la puissance active devient :

$$P_R = \frac{E_R E_S \sin\delta}{X} \simeq \frac{1 \cdot 1 \cdot \sin\delta}{X} \simeq \frac{\delta}{X} \propto \delta \tag{2.19}$$

Si la puissance active à la réception est positive (consommation), il faut que la source soit en avance de phase par rapport à la réception : $\angle S - \angle R = \delta > 0$, et inversement. La puissance réactive devient :

$$Q_R = \frac{E_R E_S \cos\delta - E_R^2}{X} \simeq \frac{E_R E_S \cdot 1 - E_R^2}{X} \propto E_R(E_S - E_R) \simeq E_S - E_R \tag{2.20}$$

Si la puissance réactive à la réception est positive (consommation), il faut que l'amplitude de la tension de la source soit supérieure à celle de la réception.

En conclusion cette analyse simplifiée éclaire sur les dépendances entre puissance active et déphasage, et entre puissance réactive et tension : si une source distribuée injecte ou

consomme de la puissance réactive, elle influence directement la tension dans les nœuds proches. Elle a donc le potentiel de soutenir la tension du réseau ou au contraire de provoquer des surtensions ou sous-tensions. La validité des approximations de l'analyse théorique est confirmée dans un exemple d'écoulement de puissance fait avec EMTP dans la section qui suit.

2.2.2 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution

Un réseau de distribution standard est radial : le courant circule tout le temps dans la même direction (du poste vers les clients) et il n'y a pas de bouclage entre les lignes [25]. Un réseau de distribution typique est par exemple le réseau IEEE34 présenté à la Figure 2.23 : le poste est situé sur la gauche et l'écoulement de puissance se fait de la gauche vers la droite, du poste vers les clients.

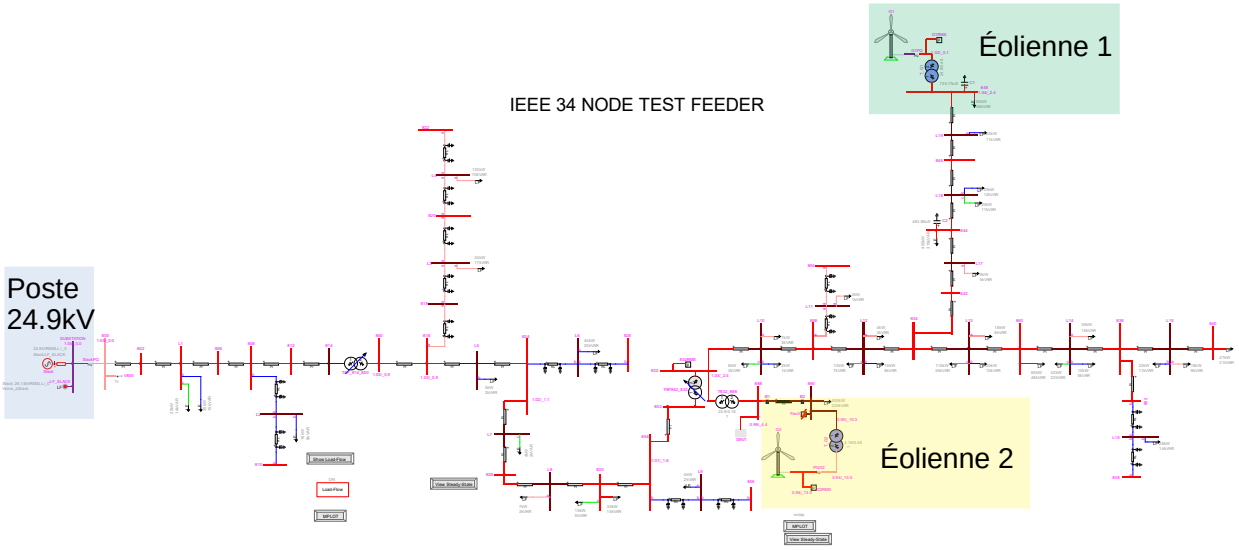


Figure 2.23 Réseau de distribution IEEE34

L'introduction de production décentralisée change ce paradigme parce que l'écoulement de puissance est modifié, voire inversé. Cela peut perturber la coordination de la protection qui est une composante essentielle du fonctionnement des réseaux de distribution : elle veille à ce que les appareils de protection sont coordonnés entre eux de manière adéquate.

Ces appareils sont essentiellement des disjoncteurs à déclenchement ampérométrique (mesure de courant) et des fusibles. Les disjoncteurs se chargent d'ouvrir le circuit lorsque leurs relais mesurent un courant trop élevé : soit de manière instantanée (relais 50), soit de manière

temporisée lente et rapide (51L/51R). Les fusibles quant à eux fondent lorsqu'un courant trop élevé les traversent et assurent que le circuit s'ouvre.

Lorsque la protection est bien coordonnée et qu'un défaut survient, le fusible le plus proche du défaut commence à chauffer parce que le courant augmente en présence d'un défaut. Le relais du poste rapide 51R mesure un courant anormal et s'enclenche avant que le fusible ne soit proche de fondre. Il le fait dans le but de sauver le fusible en espérant que le défaut est fugitif : par exemple une branche touche une ligne et se met à brûler rapidement, le phénomène dure quelques secondes, et le réseau redevient opérationnel sans intervention humaine. Après un temps mort donné, le disjoncteur se referme et le courant recircule de manière normale dans la ligne. Si le défaut est permanent, le courant est à nouveau trop élevé quand le disjoncteur se referme et le fusible finit par fondre. Ceci isole le défaut du reste du réseau et une équipe de maintenance se rend sur place pour réparer. L'objectif de la coordination est de s'assurer que c'est à chaque fois l'élément de protection le plus proche qui déclenche en premier. Par exemple à la Figure 2.24, idéalement seul le fusible 2 brûle à cause du défaut situé à proximité.

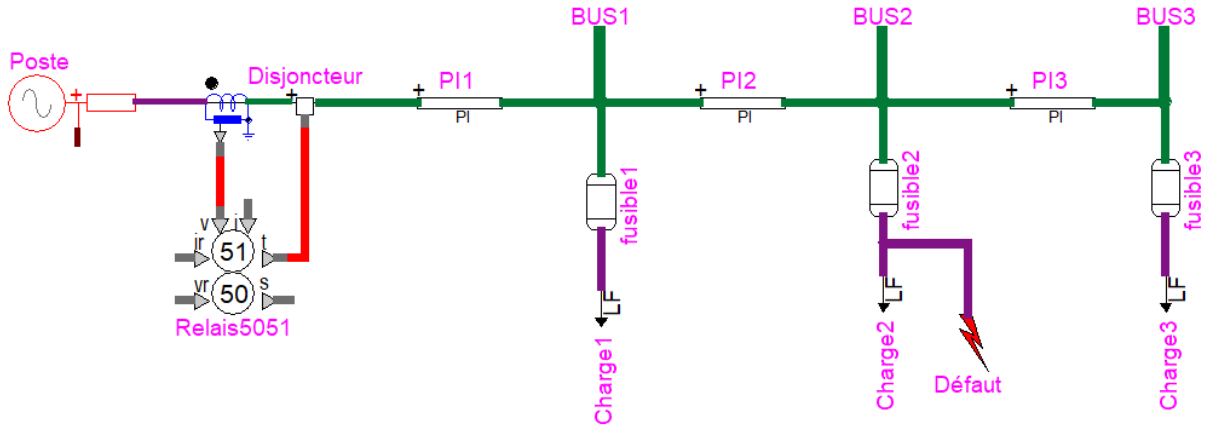


Figure 2.24 Illustration des éléments impliqués dans la coordination de protection : disjoncteur, relais, fusibles et défaut

La modification de l'écoulement de puissance introduite par la production décentralisée peut mener à une augmentation du courant de défaut [23]. Un fusible qui est sauvé dans la coordination initiale ne le serait plus et brûlerait. La dégradation de la coordination de protection par ajout de production décentralisée est étudiée du Chapitre 4.

D'autres impacts potentiels de la production décentralisée sont la variabilité de la tension, la perte de stabilité du réseau ou de la stabilité numérique des modèles, le déséquilibrage du réseau et la création d'îlots. Un îlot apparaît lorsque le poste n'alimente plus le réseau

mais qu'une centrale de production décentralisée est toujours sous tension. Les opérateurs qui viennent réparer le défaut s'exposent potentiellement à des lignes sous-tension ce qui représente un danger. De plus lorsque l'îlot se reconnecte au réseau principal, il se peut que les tensions ne soient plus en phase ce qui provoque des surtensions au moment de la connexion. C'est pour se prémunir de ces dangers que des principes de bon fonctionnement et des normes comme IEEE1547 [26] et E12-01 [27] existent. La suite de cette sous-section illustre avec un exemple comment l'écoulement de puissance est modifié avec l'ajout de production décentralisée.

Exemple basé sur un écoulement de puissance

Le réseau de distribution fictif étudié est constitué d'une ligne triphasée (de calibre 2AR) avec trois blocs de charge espacés chacun de 5km : chaque bloc de charge représente la consommation d'une centaine de maisons (≃300kVA) avec un facteur de puissance de 0.98, qui correspond à la valeur moyenne typique à la pointe [28] (Figure 2.25). Une génératrice distribuée de 500kW et 101.5kVar est connecté d'abord au BUS2 puis au BUS3. Ce niveau de puissance est choisi parce qu'il est suffisamment élevé pour renverser l'écoulement de puissance.

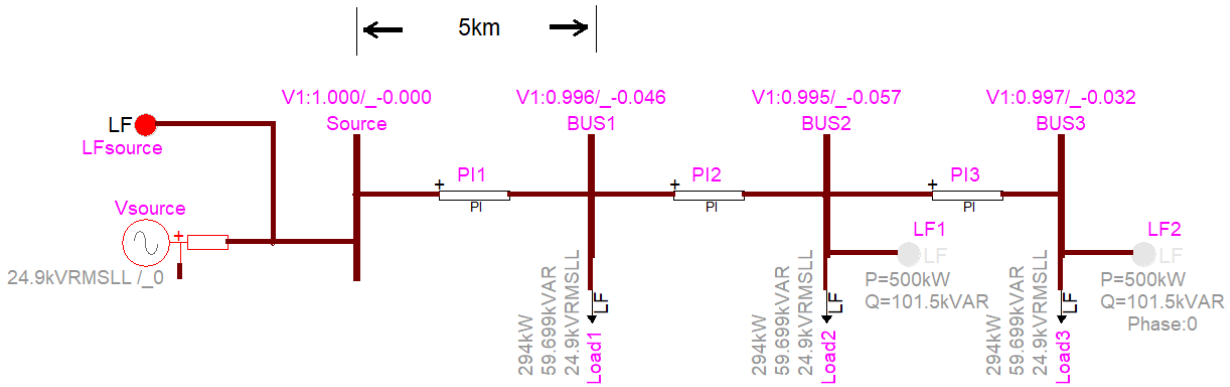


Figure 2.25 Écoulement de puissance dans un réseau de distribution avec trois blocs de charge

Le Tableau 2.1 présente les valeurs de l'écoulement de puissance le long de la ligne et les pertes totales. En connectant la production décentralisée au BUS2, les pertes dans le réseau diminuent de près de 80% parce que la puissance est générée proche de la charge. De plus, le profil de tension est élevé de 0,984pu à 0,995pu (Figure 2.26). En connectant la production décentralisée au BUS3, les pertes diminuent également et le profil de tension est d'encore

Tableau 2.1 Puissances actives et réactives circulant entre les noeuds d'un réseau de distribution avec trois blocs de charge

	De	Vers	P (kW)	Q (kvar)
Sans PD	Source	BUS1	894,7	184,4
	BUS1	BUS2	592,6	121,3
	BUS2	BUS3	294,9	60,1
	Pertes	-	12,7	5,3
Avec PD au BUS2	Source	BUS1	384,5	78,6
	BUS1	BUS2	89,0	18,3
	BUS2	BUS3	294,9	60,1
	Pertes	-	2,5	1,0
Avec PD au BUS3	Source	BUS1	384,0	78,4
	BUS1	BUS2	88,5	18,1
	BUS2	BUS3	-205,6	-41,6
	Pertes	-	2,0	0,8

meilleure qualité. Par ailleurs, l'écoulement de puissance entre le BUS2 et le BUS3 est renversé. Ce changement de sens de l'écoulement s'accompagne d'effets sur la coordination de protection comme expliqué précédemment.

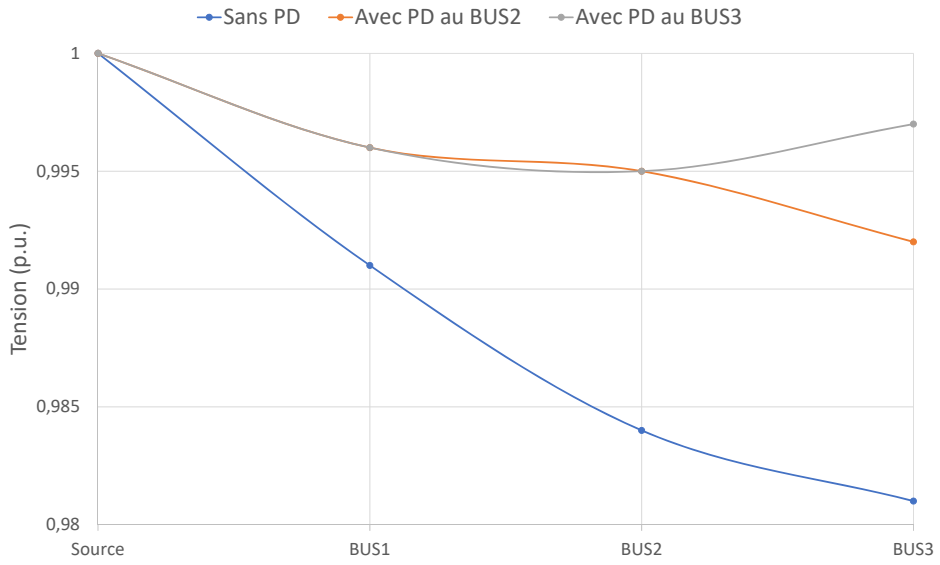


Figure 2.26 Profil de tension dans un réseau de distribution triphasé avec trois blocs de charge

Les logiciels d'écoulements de puissance (*load flow* en anglais) déterminent les tensions et les angles aux différents nœuds ainsi que le sens de l'écoulement des puissances actives et

réactives. Ces informations sont importantes pour savoir si les limites de tension ou de courant sont respectées à travers le réseau. Cependant, elles ne permettent pas de prendre en compte le comportement des convertisseurs durant les phénomènes transitoires comme les défauts.

C'est l'intérêt de la modélisation logicielle dans EMTP. Les modèles simulent dans le domaine du temps l'évolution des courants et tensions à tous les endroits du réseau. Le chapitre qui suit détaille les modèles développés pour simuler les convertisseurs employés en production décentralisée.

CHAPITRE 3 DÉVELOPPEMENT DE MODÈLES D'ONDULEURS MONOPHASÉ ET TRIPHASÉ DANS EMTP

EMTP est un logiciel d'ingénierie électrique spécialisé dans la simulation de phénomènes transitoires électromagnétiques dans le domaine du temps : EMTP est l'acronyme de *electromagnetic transient program*, programme de transitoire électromagnétique. Sa gamme d'application est vaste et il possède une librairie permettant à ses utilisateurs de réutiliser de nombreux modèles.

Un modèle est une implémentation mathématique visant à reproduire avec un degré de précision plus ou moins élevé la réalité physique. En général plus la ressemblance avec la réalité est respectée, plus le coût de développement et de calcul est élevé. Il est donc nécessaire de faire un compromis par rapport à la complexité du modèle en fonction de l'utilisation prévue. Les modèles ne sont donc jamais parfaits mais reproduisent suffisamment bien la réalité pour pouvoir étudier les réseaux électriques.

Deux modèles sont décrits dans ce chapitre : un modèle de parc solaire triphasé développé à partir d'un modèle existant dans EMTP et un modèle de génératric photovoltaïque monophasée. Pour chacun des modèles, le développement est détaillé dans un premier temps, le processus de validation dans un deuxième temps et finalement, une comparaison entre une version moyennée et détaillée du modèle est présentée.

3.1 Modèle de parc solaire triphasé

Le développement d'un modèle de parc solaire triphasé suit deux objectifs. Le premier est éducatif parce que le développement nécessite d'étudier en détail les modèles existants. Le second est de fournir un outil d'étude pour la production décentralisée : le modèle doit être fonctionnel pour différents niveaux de tension et puissance afin de s'insérer dans différents réseaux de distributions.

Les sous-sections qui suivent décrivent les étapes du développement. Premièrement, le modèle de parc éolien agrégé a été adapté en modèle de parc solaire. Ensuite, une étude comparative a été menée pour valider la stabilité du modèle de parc solaire. Enfin, il a été vérifié que le modèle détaillé et moyenné produisent des résultats similaires.

3.1.1 Adaptation du modèle de parc éolien

Le modèle de parc éolien présent dans EMTP sert à réaliser des analyses de stabilité et des études d'interconnexion [29]. Il a été validés par des mesures expérimentales sur le réseau EPRI - 120kV présenté plus en détail en 3.1.3.

Deux types différents d'éoliennes sont modélisés : les éoliennes à génératrices asynchrones à double alimentation (*doubly-fed induction generator* en anglais, DFIG) et les éoliennes à convertisseur complet (*full size converter* en anglais , FSC). Seul le modèle à convertisseur complet est utilisé parce que son fonctionnement et son contrôle se rapprochent le plus d'un modèle solaire : la génératrice éolienne ou solaire est connectée au réseau au travers d'un convertisseur de puissance qui assure la conversion de toute l'énergie (Figure 3.1).

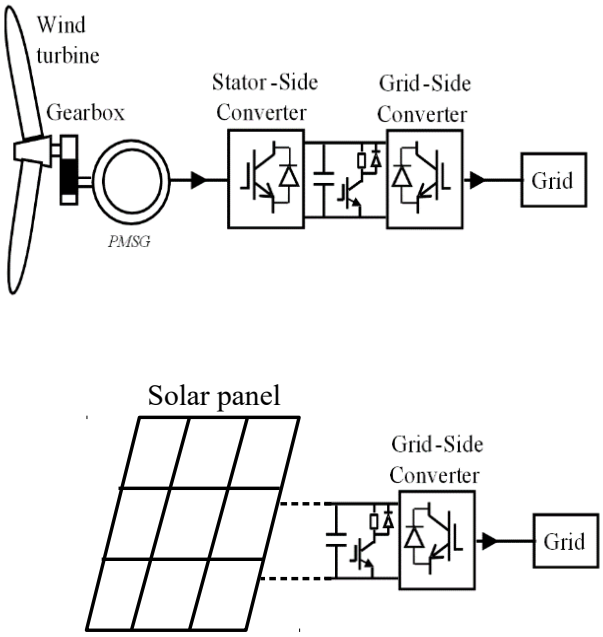


Figure 3.1 Configurations de l'éolienne FSC et du panneau solaire FSC

Le modèle éolien modélise la mécanique du rotor, le convertisseur du stator, le convertisseur du côté réseau et les mécanismes de protection. Pour le transformer en modèle de parc solaire, il est nécessaire de retirer toute la partie mécanique de la turbine et de la remplacer par un modèle de panneau solaire. Il faut également adapter les contrôles et les mécanismes de protection.

3.1.2 Implémentation du modèle de parc solaire triphasé dans EMTP

Dans EMTP, le modèle de parc solaire est encapsulé sous la forme d'un masque programmé à l'aide de scripts dédiés (Figure 3.2 et Figure 3.3). Les scripts sont largement inspirés des scripts éoliens réécrits pour intégrer les paramètres du panneau solaire. L'utilisateur peut donc entre autres, entrer les données techniques de ses panneaux solaires. Le système procède ensuite aux calculs des paramètres électriques nécessaires en interne. Ces calculs se basent sur le modèle de panneau solaire présent dans la librairie d'EMTP.

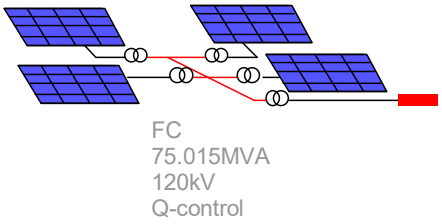


Figure 3.2 Modèle de parc solaire triphasé

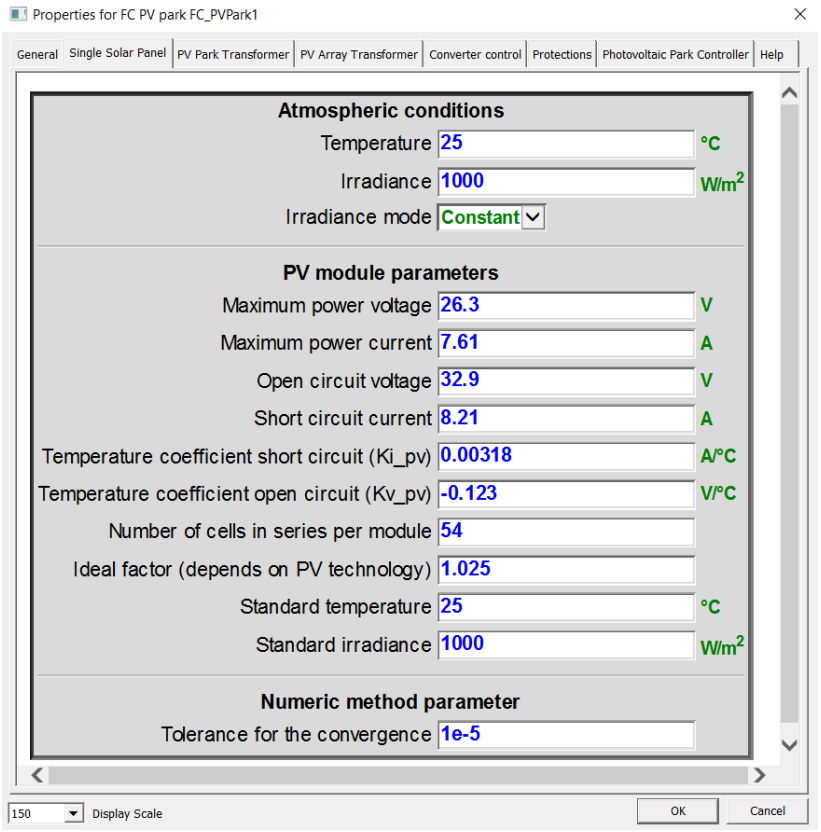


Figure 3.3 Masque d'utilisation du modèle de parc solaire triphasé

Sous le masque du modèle, il y a un contrôleur pour le parc (*PV Park Controller*, PVPC), un transformateur qui établit la connexion au réseau haute-tension (HT), un transformateur zig-zag, une barre de connexion pour les différents groupes de panneaux PV (*collector grid* en anglais), un transformateur basse-tension/moyenne-tension pour chaque groupe de panneaux PV du parc, l'aide à l'initialisation basée sur les résultats de l'écoulement de puissance, la génératrice solaire et son bloc de contrôle (Figure 3.4).

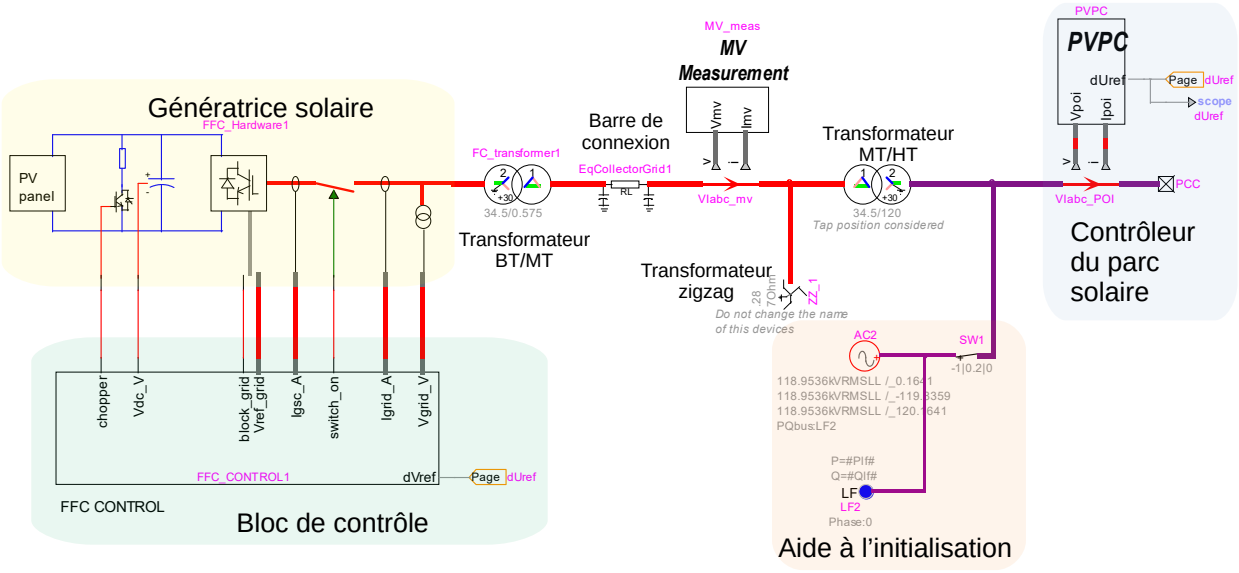


Figure 3.4 Intérieur du modèle de parc solaire triphasé

Génératrice solaire

La génératrice solaire est composée d'un filtre, d'une impédance de connexion, d'un onduleur, d'un hacheur DC qui protège des surtensions sur le bus DC, d'une capacité DC qui emmagasine l'excédent éventuel d'énergie et du panneau solaire (Figure 3.5).

Contrôleur de parc

Le contrôle du modèle se base sur l'emploi de trois boucles imbriquées, expliquées en détail dans [29]. La première, la plus lente, se situe au niveau du contrôleur de parc. Son rôle est d'ajuster l'incrément de tension de référence dU_{ref} envoyé à chaque groupe de panneaux PV. Pour ce faire, le contrôleur de parc mesure la puissance réactive Q_{POI} au point d'interconnexion (en anglais *point of interconnection*, POI). Il ajuste alors dU_{ref} à l'aide d'un contrôleur PI de façon à ce que la mesure Q_{POI} suive la référence Q' (Figure 3.6). Différents modes de

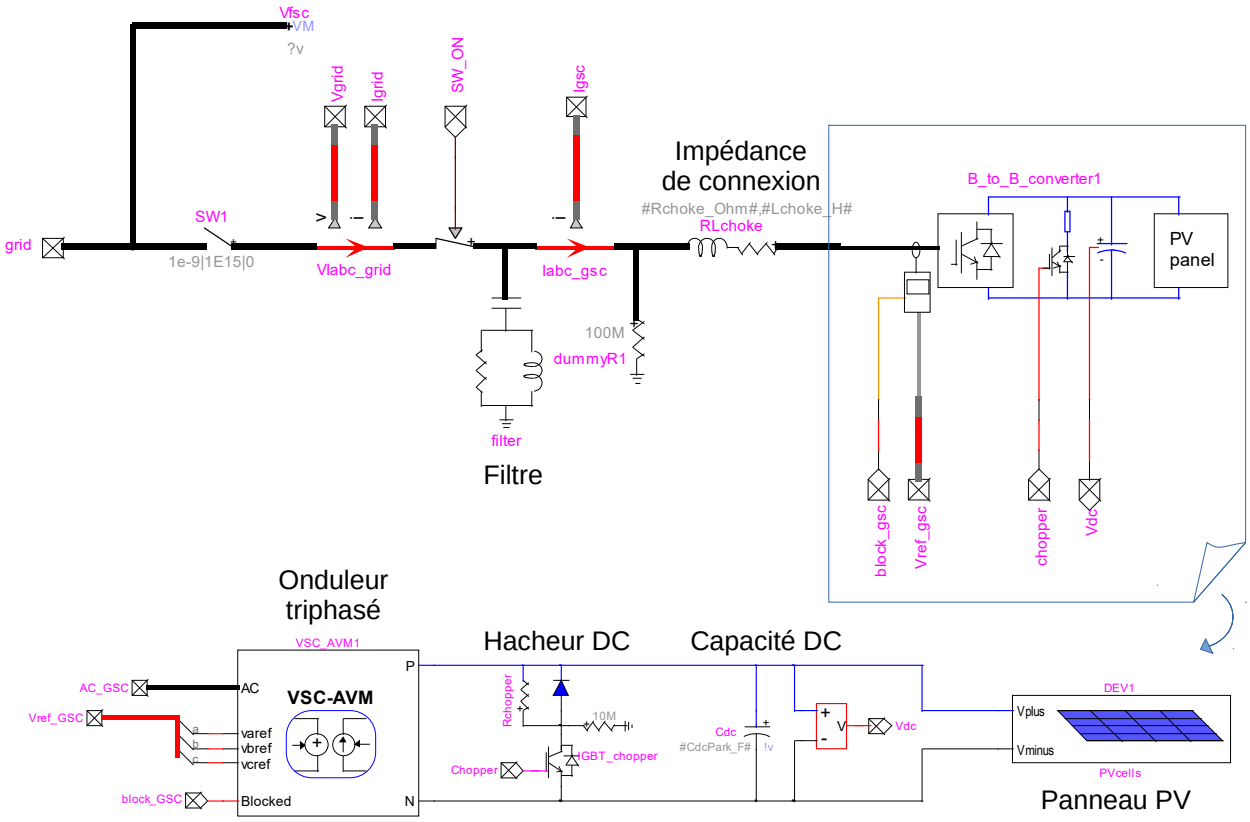


Figure 3.5 Intérieur de la génératrice solaire

contrôle sont possibles : puissance réactive fixée, facteur de puissance fixe, puissance réactive en fonction de la tension. Pour chacun de ces modes, une valeur de Q' est calculée et sert de référence au contrôle. Par exemple pour le contrôle en fonction de la tension, la référence Q' vaut :

$$Q' = K_{V_{POI}}(V'_{POI} - V^{+}_{POI}) \tag{3.1}$$

Où $K_{V_{POI}}$ est un gain proportionnel fixé par l'utilisateur, V'_{POI} est la référence de tension choisie par l'utilisateur et V^{+}_{POI} est la tension mesurée au point d'interconnexion.

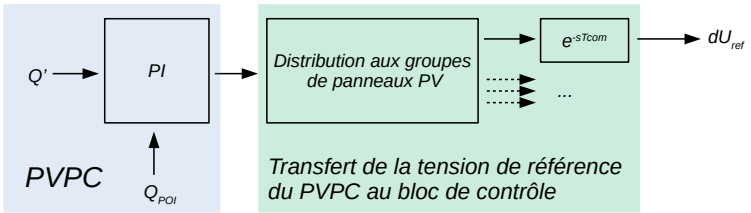


Figure 3.6 Principe de fonctionnement du contrôleur de parc

Le contrôleur de parc tel qu'il est implémenté dans EMTP est présenté à la Figure 3.7. Il contient un module d'initialisation, un module de calcul des puissances, les différents modes de calculs de Q' et enfin le contrôleur PI qui détermine dU_{ref}.

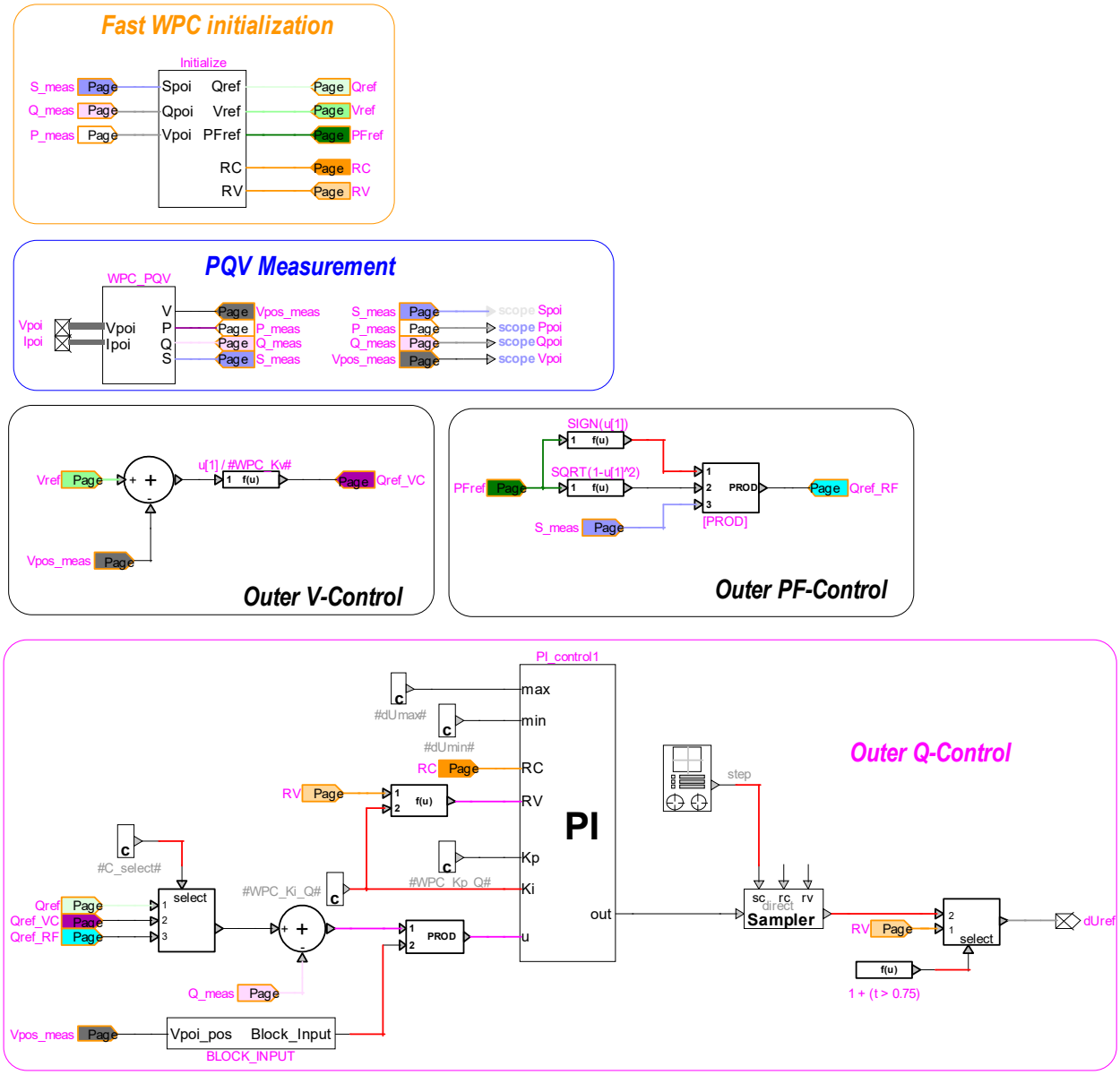


Figure 3.7 Intérieur du contrôleur de parc

Bloc de contrôle

Les deux autres boucles de contrôle sont situées à l'intérieur du bloc de contrôle et se basent sur le contrôle vectoriel $dq0$. Les composantes abc de nature sinusoïdale sont converties dans un référentiel tournant aligné avec la tension du réseau par la transformation de Park [12] :

$$\boldsymbol{v}_{dq0} = [T_\theta]\, \boldsymbol{v}_{abc} \tag{3.2}$$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

Dans ce référentiel tournant, les composantes sinusoïdales abc deviennent des composantes $dq0$ fixes. Cela permet d'employer des méthodes de contrôles classiques basées sur des contrôleurs de type PI : il est plus facile de suivre une valeur fixe qu'un signal sinusoïdal.

Les courants i_{dq} sont reliés à la puissance active P et réactive Q par les équations suivantes [30] :

$$P = \frac{3}{2}(V_d I_d + V_q I_q + 2V_0 I_0) \tag{3.4}$$

$$Q = \frac{3}{2}(V_q I_d - V_d I_q) \tag{3.5}$$

La tension V_{dq0} est celle du réseau et c'est la tension de référence. Par définition, sa projection dans les axes $dq0$ se fait entièrement sur l'axe d et la composante q est nulle $V_q = 0$. En supposant un système équilibré, la tension V_0 est nulle également. En conséquence P et Q sont liés aux composantes i_{dq} de manière découplée :

$$P = \frac{3}{2} V_d I_d \tag{3.6}$$

$$Q = -\frac{3}{2} V_d I_q \tag{3.7}$$

Il est donc possible d'influencer la production de puissance active et réactive en changeant la référence de courant i'_{dq}.

C'est le rôle de la deuxième boucle de contrôle. Elle est plus rapide que celle du contrôleur de parc mais plus lente que la troisième. Également appelée boucle externe (*outer loop* en anglais), elle calcule le courant de référence i'_d sur base de la tension du bus DC V_{dc}, et i'_q sur base de dU_{ref} fourni par le contrôleur de parc. En s'assurant que V_{dc} reste constante, le contrôleur s'assure que le courant produit par le panneau PV est entièrement transféré

vers l'onduleur. Si ce n'est pas le cas, le courant charge la capacité et la tension DC monte. Inversement si la tension DC chute, cela signifie que l'onduleur consomme plus de courant que ce que produit le panneau PV.

La troisième boucle se charge d'envoyer la bonne référence de tension v'_{dq} à l'onduleur pour que les références de courants calculées dans la deuxième boucle soient respectées. Cette boucle est appelée boucle interne (*inner loop* en anglais) et est la plus rapide des trois. Les boucles externes et internes sont présentés à la Figure 3.8.

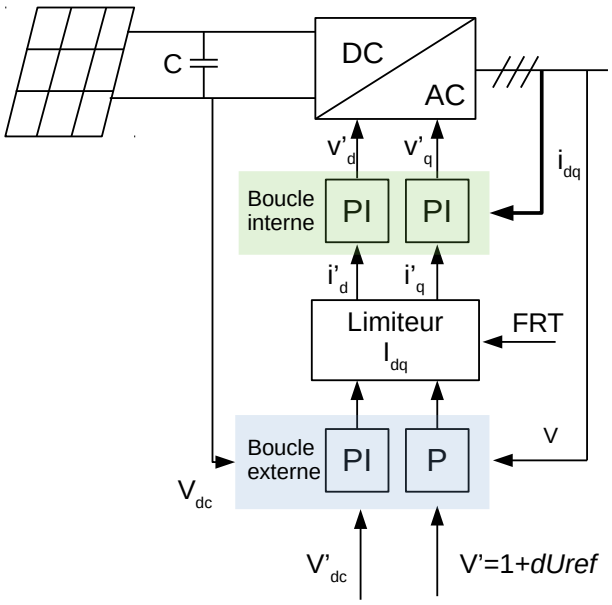


Figure 3.8 Principe de fonctionnement du bloc de contrôle

Entre les deux boucles se situe un limiteur de courant qui veille à ce que l'onduleur ne subisse pas de surintensité. En opération normale la priorité est donnée au courant actif i_d, mais durant un défaut (*fault ride through* en anglais, FRT) le courant réactif i_q devient prioritaire afin de soutenir le réseau.

Le bloc de contrôle tel qu'il est implémenté dans EMTP est présenté à la Figure 3.9. Les signaux mesurés sont d'abord échantillonnés, transformés en p.u. et filtrés. Un bloc se charge de calculer les différentes grandeurs nécessaires au contrôle et un autre bloc se charge du contrôle en tant que tel. Un système de protection est également présent : il s'assure qu'il n'y ait pas de surtension, de sous-tension et de surintensité, auquel cas il déconnecte le parc. Il veille également à ce qu'il n'y ait pas de surtension sur le bus DC.

En conclusion, le modèle de parc éolien sert de squelette au modèle de parc solaire : les composantes électriques sont différentes mais le mécanisme de contrôle de l'onduleur est

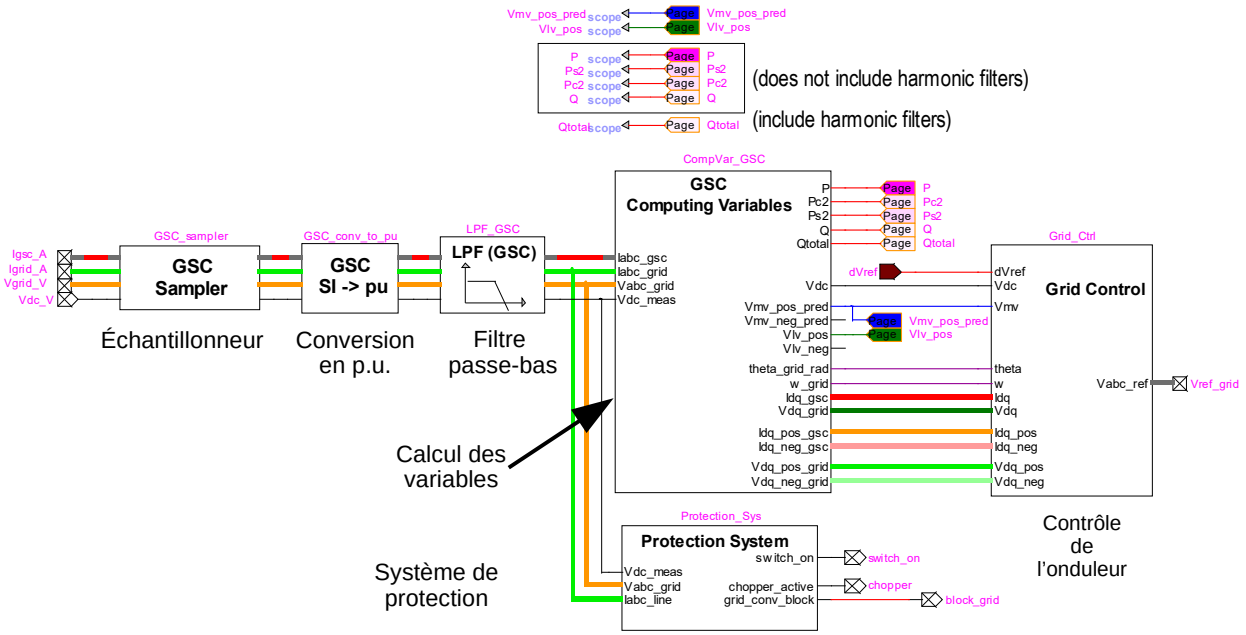


Figure 3.9 Intérieur du bloc de contrôle

le même. Des scripts dédiés accompagnent le modèle et le rendent indépendant du modèle éolien. La section suivante étudie la validité de ce nouveau modèle.

3.1.3 Validation du modèle de parc solaire

La validation du modèle de parc solaire est faite en confirmant la stabilité numérique du modèle et l'adaptabilité du modèle en puissance - vérifier s'il est fonctionnel en haute tension et moyenne tension. Deux cas d'étude différents sont étudiés. Le premier se fait dans le réseau initial du modèle éolien, EPRI 120kV, qui est un réseau de transmission à haute tension. Les résultats produits par le modèle solaire et éolien face aux mêmes défauts sont comparés et valident la stabilité numérique du modèle. Le deuxième cas d'étude se fait dans un réseau de distribution de référence, IEEE34 24.9kV, et valide l'adaptabilité du modèle en puissance.

EPRI - 120kV

Le réseau étudié est présenté à la Figure 3.10. Il est composé d'un parc solaire (ou éolien) de 75MVA qui alimente des lignes à 120kV. Différentes charges sont présentes sur le réseau et différents défauts sont pré-installés : les défauts 1 et 4 sont successivement étudiés. Les variables observées sont la tension, les puissances active et réactive au point d'interconnexion.

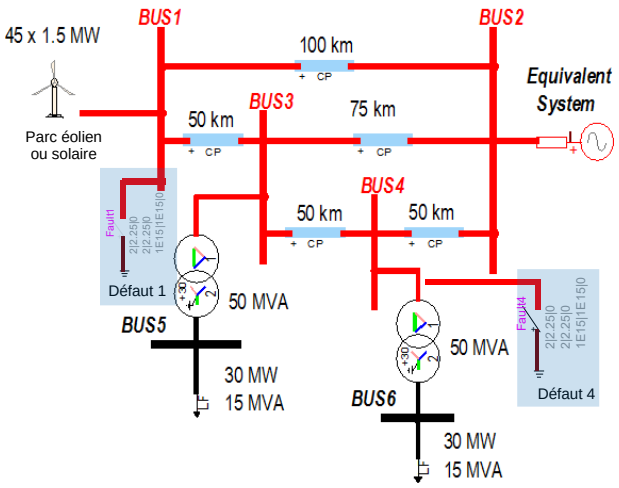


Figure 3.10 Réseau de transmission EPRI 120kV avec les défauts 1 et 4

Les résultats sont présentés dans les Figure 3.11 et 3.12. Le modèle de parc solaire présente un comportement similaire au modèle de parc éolien face aux défauts. Les cas étudiés confirment la stabilité numérique du modèle, qui est équivalente à celle du parc éolien.

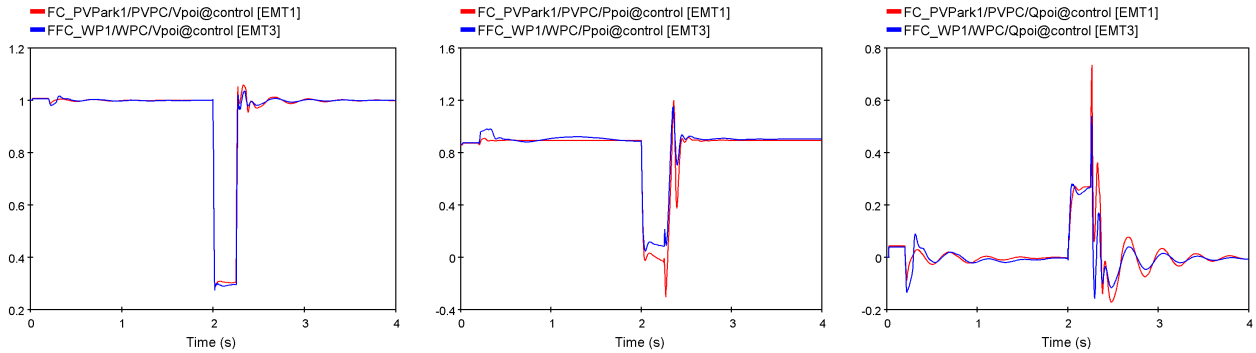


Figure 3.11 Comparaison des comportements du modèle de parc solaire (rouge) et du modèle de parc éolien (bleu) face au défaut 1

IEEE34 - 24.9kV

Le réseau étudié est présenté à la Figure 2.23. Il est composé de 34 barres alimentées par un poste à 24.9kV et par deux éoliennes génératrices asynchrones connectées sans convertisseurs de puissance). Un défaut temporaire s'enclenche en 1s pendant 0.1s aux bornes de l'éolienne 2. La génératrice est isolée par des disjoncteurs après le défaut. Pour l'étude, les éoliennes

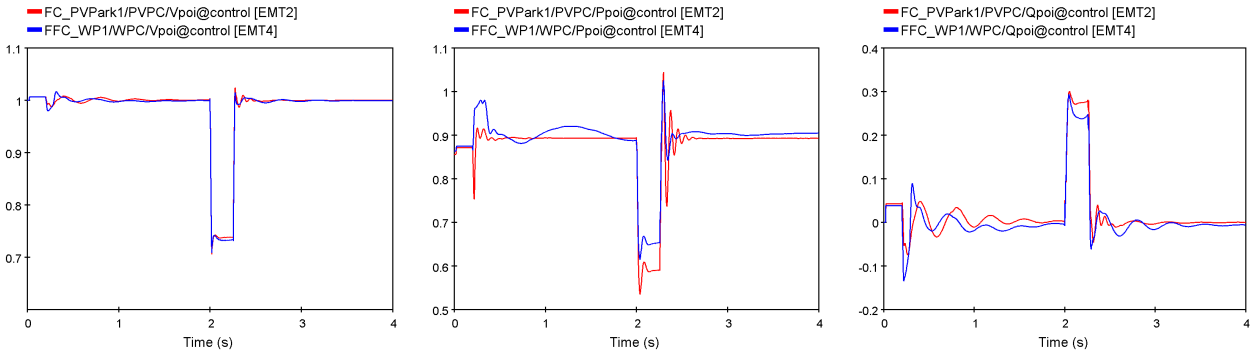


Figure 3.12 Comparaison des comportements du modèle de parc solaire (rouge) et du modèle de parc éolien (bleu) face au défaut 4

sont remplacées par deux parcs solaires aux niveaux de puissance et de tension adaptés [1]. Les signaux observés sont la tension, les puissances actives et réactives aux point d'interconnexion.

Les résultats sont présentés à la Figure 3.13. Les modèles de parc solaire restent stables face au défaut et les mécanismes de protection s'enclenchent comme prévu. Ils suivent correctement la norme d'Hydro-Québec E.12-01 [27] : la génératrice 2 se déconnecte après 0.1 secondes parce que la tension chute en dessous de 0.5 p.u. En outre, les deux parcs solaires produisent de la puissance réactive pour soutenir le réseau comme attendu.

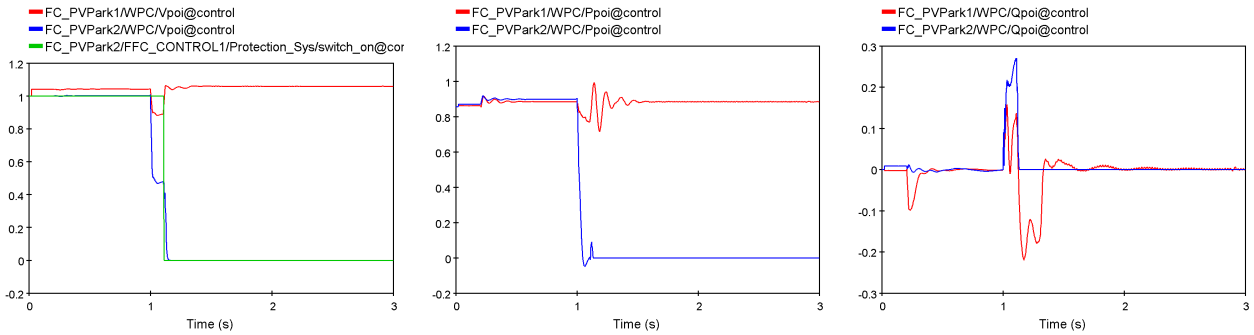


Figure 3.13 Superposition des comportements du modèle de parc solaire 1 (rouge) et du modèle de parc solaire 2 (bleu) face à un défaut ; le signal de déconnexion (vert) est envoyé 0.1s après que la tension a diminué en-dessous de 0.5 p.u.

3.1.4 Comparaison entre les modèles détaillé et moyenné

L'onduleur utilisé dans le modèle présenté plus haut est un modèle moyenné (*average value model* en anglais, AVM) où seule la composante fondamentale à 60Hz est conservée (Figure

1. L'utilisateur du modèle doit également veiller à mettre à jour le paramètre d'impédance équivalente du réseau.

3.15). Il se différencie du modèle détaillé (*detailed model* en anglais, DM) où toute la dynamique des interrupteurs est reproduite avec précision dans un pont en H triphasé (Figure 3.14). Cependant, cette précision accrue a un coût : la modélisation détaillée des interrupteurs nécessite des ressources de calcul jusqu'à plus de 9 fois supérieures à celles du modèle moyenné, pour des résultats presque identiques [29].

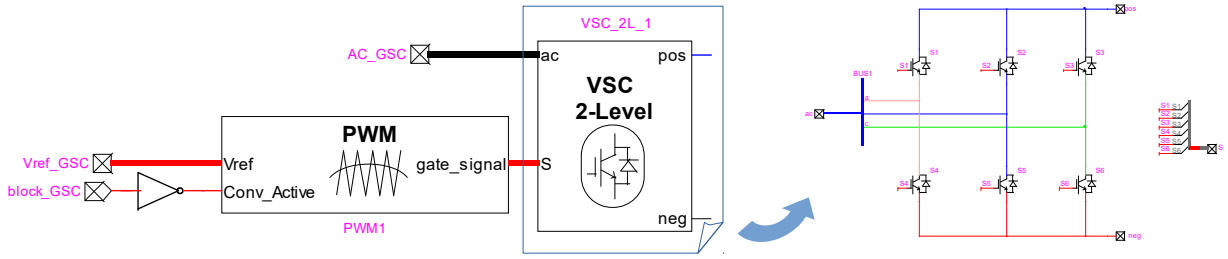


Figure 3.14 Représentation détaillée de l'onduleur (VSC : *voltage source converter*)

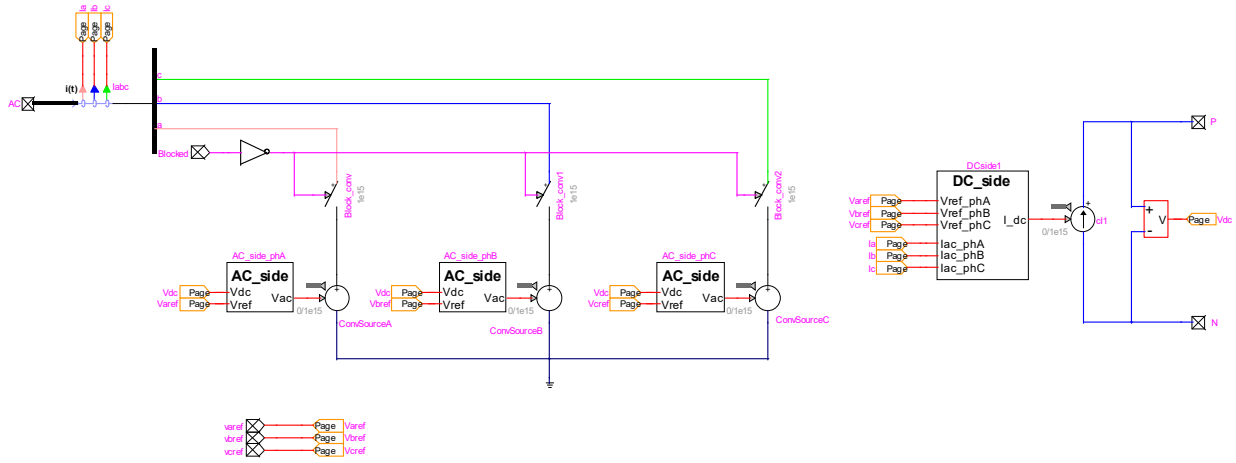


Figure 3.15 Représentation moyennée de l'onduleur

La Figure 3.16 montre les puissances actives et réactives ainsi que les tensions au point d'interconnexion pour les modèles détaillés et moyennés de parc solaire. Les résultats obtenus sont similaires, mais les temps de calcul sont différents : le modèle moyenné a pris 46.5s de temps de CPU, le modèle détaillé a pris 295.7s de temps de CPU. Le gain est donc supérieur à x6 pour le réseau simple d'EPRI 120kV lorsque le modèle moyenné est employé.

En conclusion, les deux modèles sont valides. Cependant seul le modèle moyenné est utilisé pour les cas d'études parce qu'il offre des gains importants de temps de calcul.

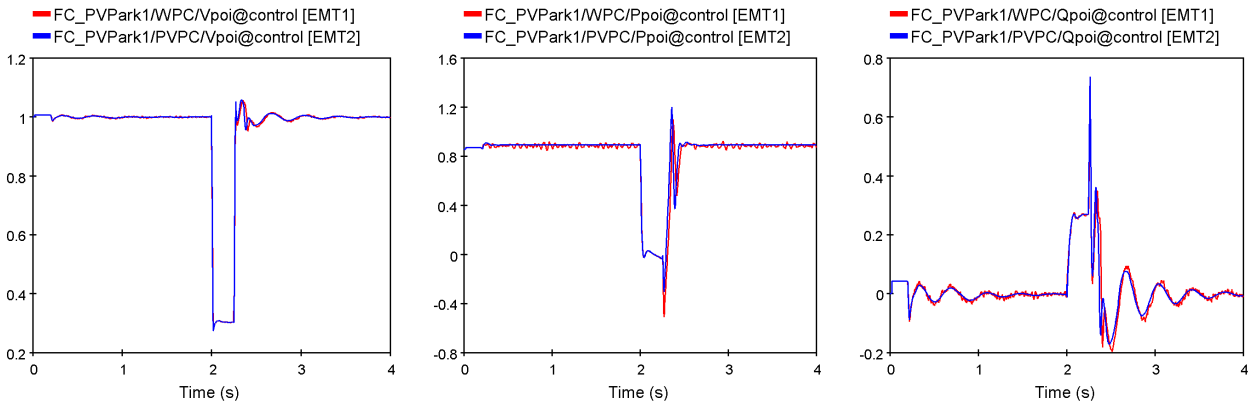


Figure 3.16 Comparaison des comportements des modèles de parc solaire détaillé (rouge) et moyenné (bleu) face au défaut 4

3.2 Modèle de génératrice photovoltaïque monophasée

Les génératrices photovoltaïques monophasées sont adaptées à un usage résidentiel. Leur niveau de puissance est plus faible que pour les parcs solaires et avoisine les 1 à 10kW : en ordre de grandeur, cela correspond à la puissance produite par un toit de maison couvert de panneaux photovoltaïques. Leur niveau de tension est également plus faible parce qu'elles se connectent directement dans les maisons à 120/240V. Il est à noter qu'il existe d'autres types de connexion possibles selon les régions (277V/208V/etc.) Le modèle monophasé développé dans EMTP est relié par deux fils à un réseau électrique équivalent à celui d'une maison comme l'illustre la Figure 3.17.

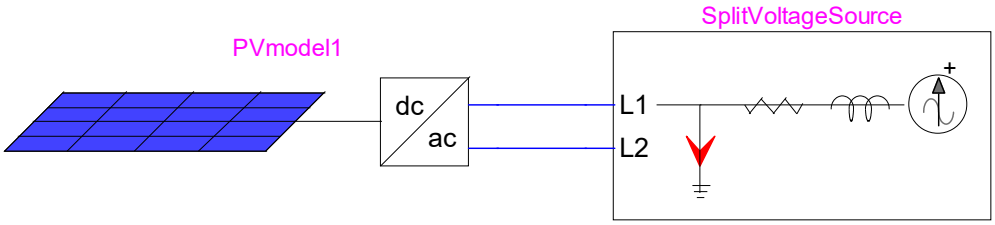


Figure 3.17 Modèle de génératrice photovoltaïque monophasée

Le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée développé a pour objectif de reproduire le comportement d'un onduleur photovoltaïque résidentiel typique de manière flexible : l'utilisateur peut modifier le niveau de tension, de puissance, le mode de contrôle, les paramètres de protection, les paramètres solaires, etc. Pour ce faire, le modèle et le réseau résidentiel sont tous deux situés sous des masques (Figure 3.18). Ces masques sont plus simples que ceux du parc solaire parce qu'ils ne sont pas munis d'une interface de type navigateur internet (pages

html). En plus de ces masques, le modèle solaire est muni d'un script qui effectue le calcul des paramètres électriques.

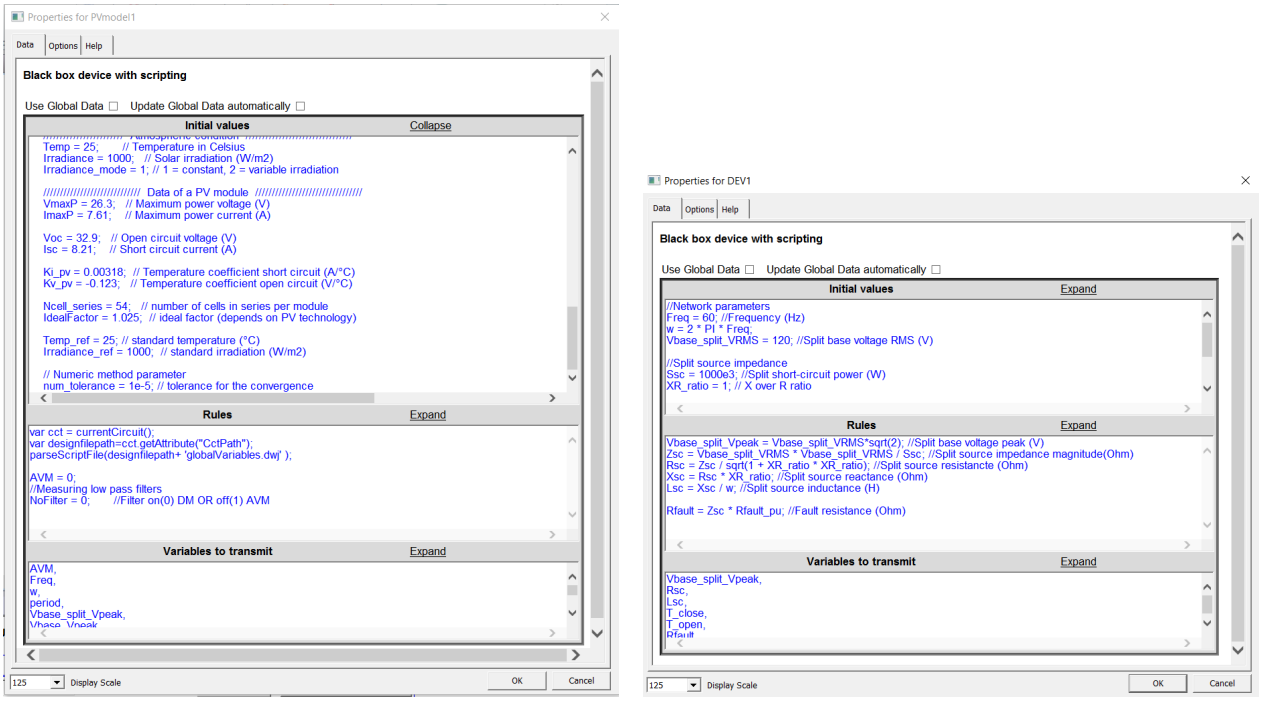


Figure 3.18 Masques du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée (gauche) et du réseau résidentiel (droite)

Les sous-sections qui suivent décrivent les étapes du développement. Les différences entre les modèles monophasé et triphasé sont présentées dans un premier temps. Ensuite le processus de validation du modèle monophasé est exposé. Finalement, une comparaison entre les modèles moyenné et détaillé est présentée.

3.2.1 Différences entre modèle monophasé et triphasé

Le schéma global du modèle reste similaire (Figure 3.19) : un panneau PV alimente un bus DC muni d'un hacheur de protection, ce bus DC alimente un onduleur qui produit une tension alternative contrôlée par un système dédié. Cette tension est appliquée aux bornes d'une impédance d'interconnexion et est ensuite filtrée pour la débarrasser de ses harmoniques. Des sondes sont présentes pour mesurer les signaux de tension et courants afin d'assurer le contrôle du système.

Les différences entre le modèle monophasé et triphasé s'observent au niveau de la modélisation de l'onduleur et du contrôle : les modèles d'onduleurs triphasés (Figures 3.14 et 3.15) sont

adaptés au cas monophasé, le calcul des composantes $dq0$ est ensuite revisité et finalement, le fonctionnement de la boucle externe est modifié.

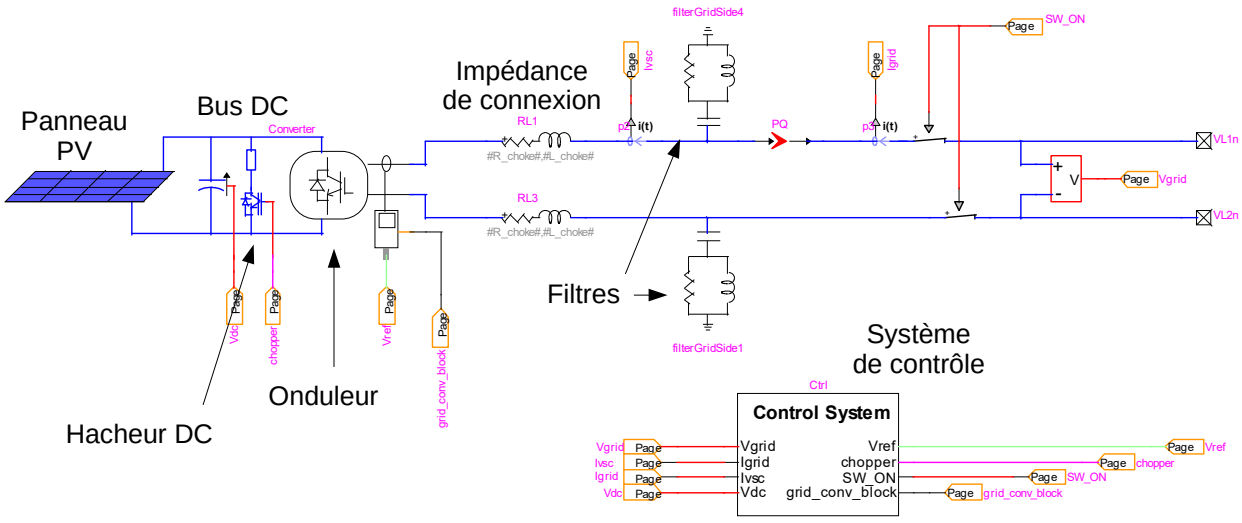


Figure 3.19 Intérieur du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée

Modélisation de l'onduleur monophasé

L'onduleur monophasé détaillé, composé d'un pont en H à 2 branches contrôlé par un algorithme de modulation de largeur d'impulsion, est présenté à la Figure 3.20.

L'onduleur monophasé moyenné nécessite une adaptation de l'onduleur triphasé moyenné. L'onduleur triphasé moyenné est composé de trois sources de tensions contrôlées qui produisent les tensions abc comme suit [31] :

$$V_{an} = \frac{1}{2} V_{ref,a} V_{dc} \tag{3.8}$$

$$V_{bn} = \frac{1}{2} V_{ref,b} V_{dc} \tag{3.9}$$

$$V_{cn} = \frac{1}{2} V_{ref,c} V_{dc} \tag{3.10}$$

Où $V_{ref,abc}$ sont les tensions de référence envoyées par la boucle interne du contrôleur et V_{dc} est la tension du bus DC. Le courant DC consommé (ou injecté selon la situation) est donné par l'équilibre entre les puissances alternative P_{ac} et continue P_{dc}, en considérant les pertes

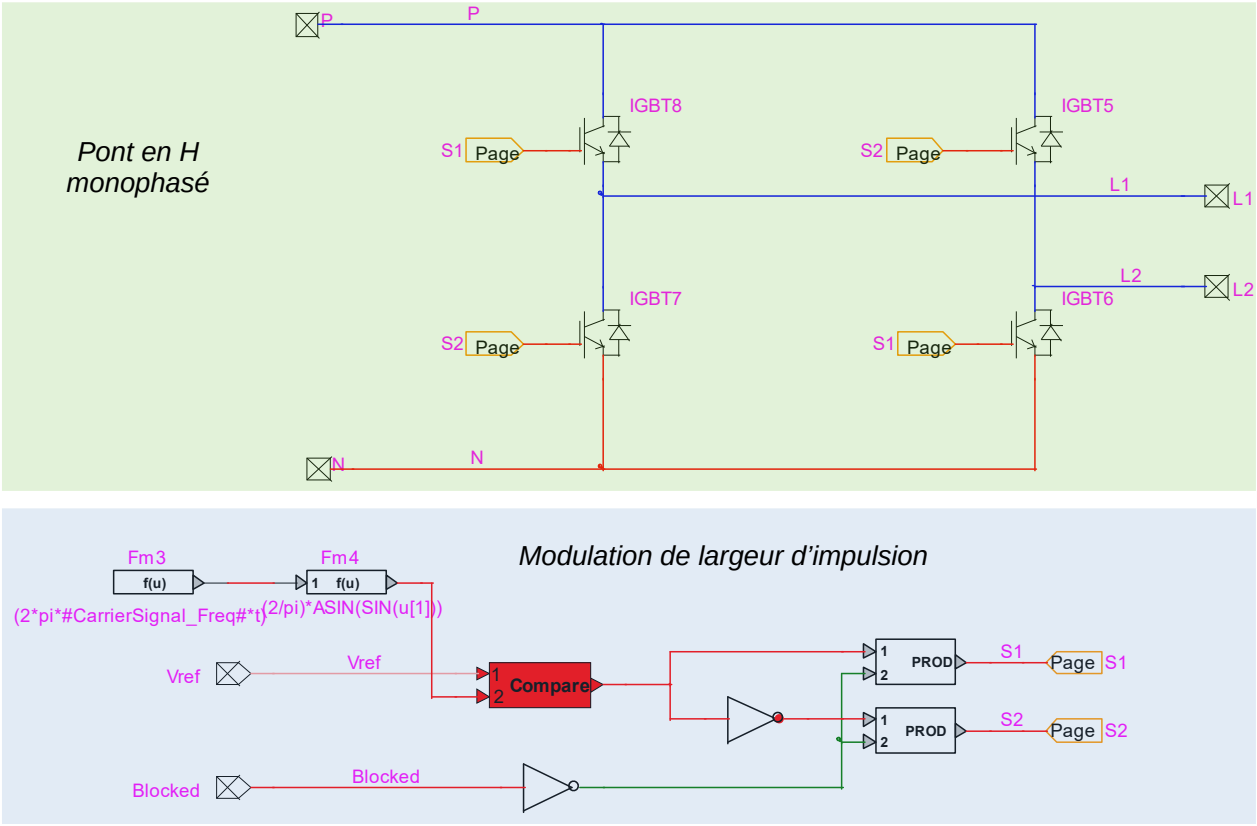


Figure 3.20 Représentation détaillée de l'onduleur de la génératrice photovoltaïque monophasée

nulles :

$$P_{dc} = P_{ac} \tag{3.11}$$

$$\Leftrightarrow \quad V_{dc}I_{dc} = V_{an}I_a + V_{bn}I_b + V_{cn}I_c \tag{3.12}$$

$$\Leftrightarrow \quad V_{dc}I_{dc} = \frac{1}{2}V_{dc}(V_{ref,a}I_a + V_{ref,b}I_b + V_{ref,c}I_c) \tag{3.13}$$

$$\Leftrightarrow \quad I_{dc} = \frac{1}{2}(V_{ref,a}I_a + V_{ref,b}I_b + V_{ref,c}I_c) \tag{3.14}$$

$$\tag{3.15}$$

Cette modélisation utilisée dans l'onduleur triphasé permet d'avoir des signaux libres d'harmoniques où la dynamique des interrupteurs n'intervient pas. En appliquant la même logique

à l'onduleur monophasé, il se décompose en deux sources de tension L1 et L2 :

$$V_{L1n} = \frac{1}{2} V_{ref,L1} V_{dc} \tag{3.16}$$

$$V_{L2n} = \frac{1}{2} V_{ref,L2} V_{dc} \tag{3.17}$$

Le courant DC consommé par l'onduleur sans perte, d'après l'équilibre des puissances alternative et continue, est donné par :

$$P_{dc} = P_{ac} \tag{3.18}$$

$$\Leftrightarrow \quad V_{dc} I_{dc} = V_{L1n} I_{L1} + V_{L2n} I_{L2} \tag{3.19}$$

$$\Leftrightarrow \quad V_{dc} I_{dc} = \frac{1}{2} V_{dc} (V_{ref,L1} I_{L1} + V_{ref,L2} I_{L2} \tag{3.20}$$

$$\Leftrightarrow \quad I_{dc} = \frac{1}{2} (V_{ref,L1} I_{L1} + V_{ref,L2} I_{L2}) \tag{3.21}$$

Comme la puissance monophasée n'est pas constante au contraire du cas triphasé, le courant DC contient une composante alternative à 120Hz. L'implémentation dans EMTP est présentée à la Figure 3.21.

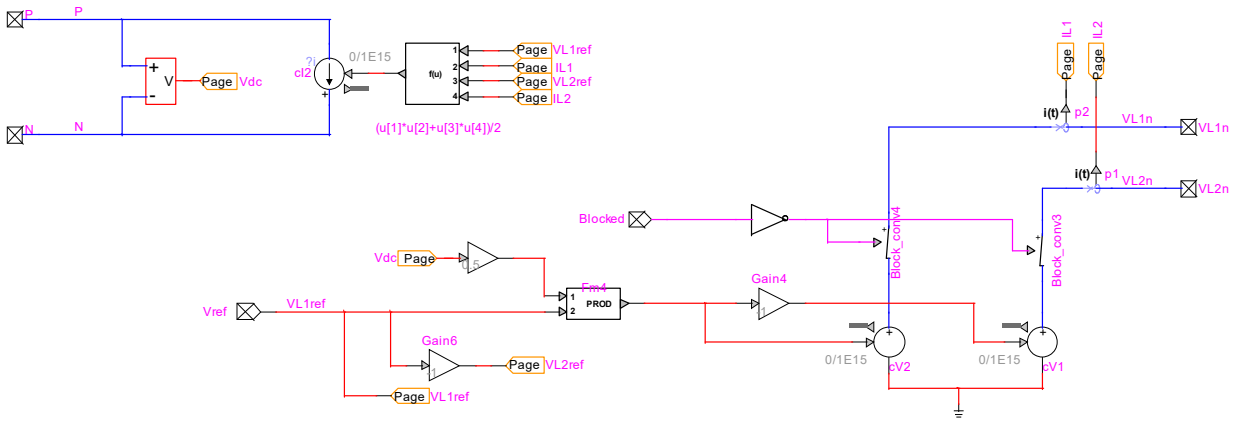


Figure 3.21 Représentation moyennée de l'onduleur de la génératrice photovoltaïque monophasée

Calcul des composantes $dq0$

Le contrôle vectoriel employé pour le modèle triphasé est efficace mais nécessite de calculer les composantes dq à partir d'un système triphasé à l'aide de la transformation de Park.

Dans le cas d'un système monophasé, cette transformation n'est pas utilisable. Il est donc nécessaire de calculer les composantes *dq* par un artifice mathématique comme celui proposé par [32].

Les auteurs proposent une structure de boucle à verrouillage de phase monophasée (*phase locked loop* en anglais, PLL) basée sur un intégrateur généralisé du second ordre (*second order generalized integrator* en anglais, SOGI). L'objectif de la boucle à verrouillage de phase est de déterminer la phase de la tension du réseau. Cette phase constitue ensuite l'angle de référence du système nécessaire pour le contrôle.

La structure générale d'une boucle à verrouillage de phase monophasée est présentée à la Figure 3.22, et à la Figure 3.23 pour son implémentation dans EMTP. Elle commence par produire des signaux orthogonaux *dq*. Ensuite la boucle ajuste la vitesse angulaire ω et donc la phase $\hat{\theta}$, pour que la composante q du signal de référence soit nulle, à l'aide d'un régulateur PI. En effet lorsque la phase du réseau a été trouvée et que le contrôleur est syncrhonisé ($\omega = \omega_{reseau}$), la projection de la tension du réseau sur le référentiel tournant se fait exclusivement sur l'axe d (Figure 3.24).

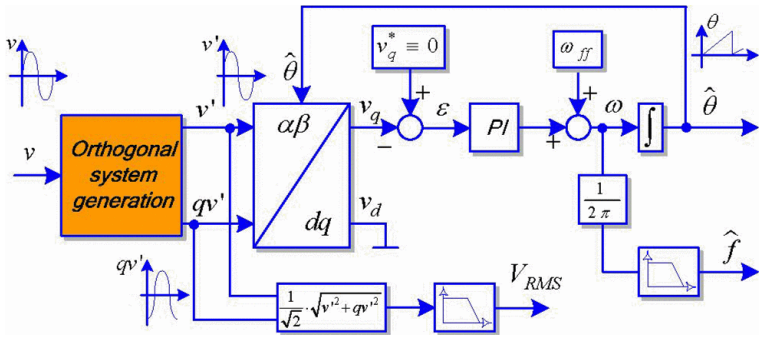


Figure 3.22 Structure générale d'une boucle à verrouillage de phase monophasée (Copyright © 2006, IEEE)

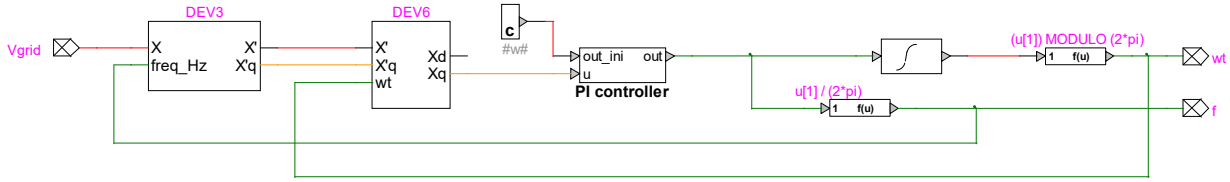


Figure 3.23 Structure de la boucle à verrouillage de phase du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée

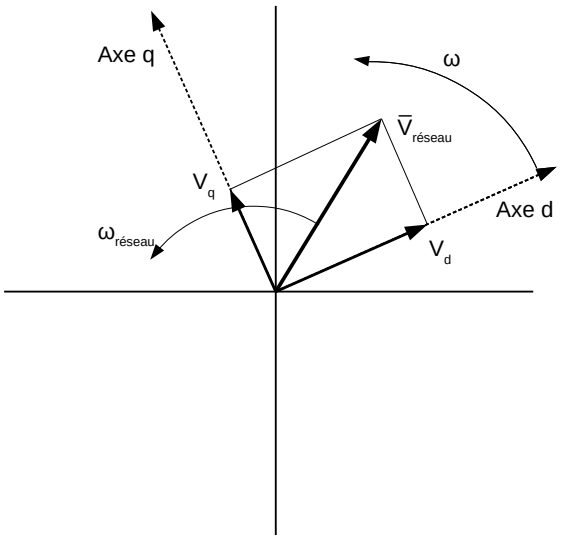


Figure 3.24 Référentiel tournant *dq* avec projection de la tension monophasée du réseau $\bar{V}_{reseau}$: la composante V_q de $\bar{V}_{reseau}$ est nulle lorsque le référentiel tournant est synchronisé avec le réseau

Le principe de la boucle à verrouillage de phase est général et s'applique aussi bien en monophasé qu'en triphasé. La différence réside dans la manière de créer le système orthogonal. Les auteurs de [32] font une revue de différents méthodes et mettent en avant leurs défauts : grande complexité, dépendantes de la fréquence, non-linéaire, filtrage faible ou nul. Leur méthode basée sur l'intégrateur généralisé du second ordre, présenté à la Figure 3.25, présente les avantages suivants : implémentation relativement simple, système orthogonal filtré sans délai, structure non affectée par des changements de fréquence. Le désavantage de la méthode réside dans le compromis à faire au niveau du choix du gain k qui affecte le niveau de filtrage : si k diminue la bande passante du filtre devient plus étroite ce qui entraîne un filtrage plus intense, mais la réponse dynamique du système est ralentie.

Son implémentation dans EMTP est présentée à la Figure 3.26, où le gain de l'intégrateur k est ajusté par essai erreur. Cette méthode donne des résultats satisfaisants pour le contrôle et est donc retenue. Il est envisageable d'améliorer le modèle en étudiant d'autres algorithmes de boucles à verrouillage de phase monophasé et triphasé présents dans la littérature.

Modification de la boucle externe

L'algorithme de contrôle monophasé ne se base plus sur trois boucles de contrôle imbriquée comme dans le cas triphasé : le contrôleur de parc est supprimé et il ne reste que les boucles interne et externe.

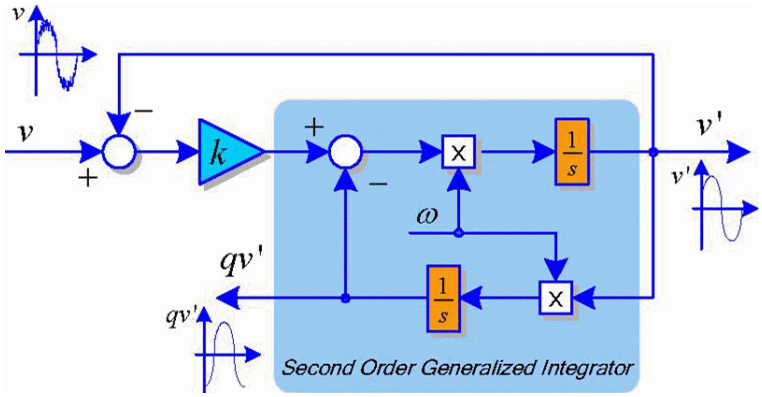


Figure 3.25 Structure générale de l'intégrateur généralisé du second ordre (Copyright © 2006, IEEE)

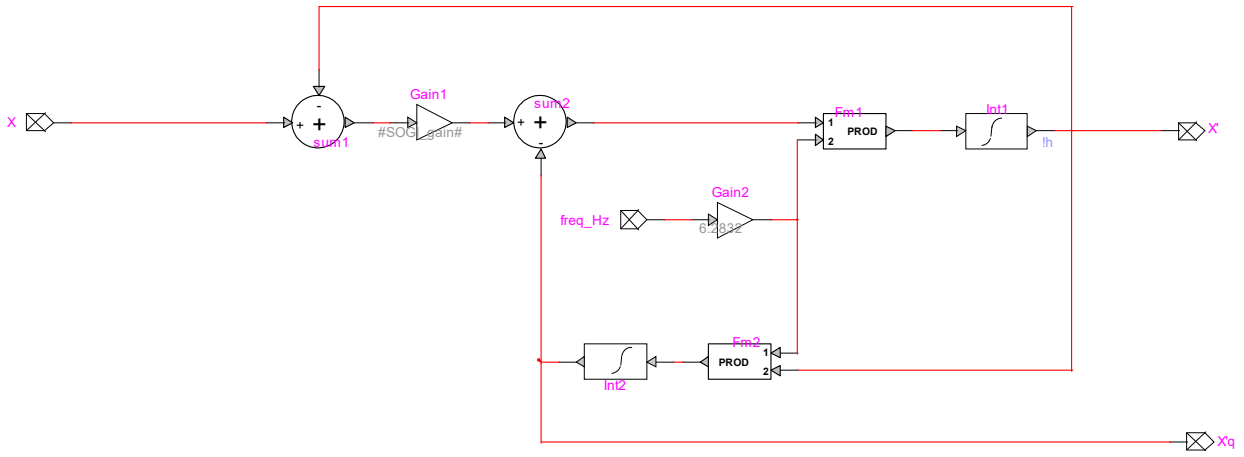


Figure 3.26 Structure de l'intégrateur généralisé du second ordre du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée

Le principe de fonctionnement du bloc de contrôle monophasé est présenté à la Figure 3.27. La boucle interne est inchangée : les références de courant calculées par la boucle externe i'_{dq} servent à calculer les tensions de références pour l'onduleur v'_{dq}. La boucle externe quant à elle utilise également l'équilibre de tension sur le bus DC pour le calcul de la référence i'_d. Le calcul de i'_q est revisité : i'_q est choisi de façon à suivre une référence de puissance réactive Q' à l'aide d'un contrôleur PI. Cette référence de puissance réactive Q' est calculée de manière différente selon le mode de contrôle sélectionné par l'utilisateur (Figure 3.28).

Quatre modes de contrôle sont implémentés dans le modèle EMTP et sont également disponibles dans l'onduleur commercial. Il s'agit des modes :

1. facteur de puissance unitaire : le facteur de puissance est fixée à 1 et la production de

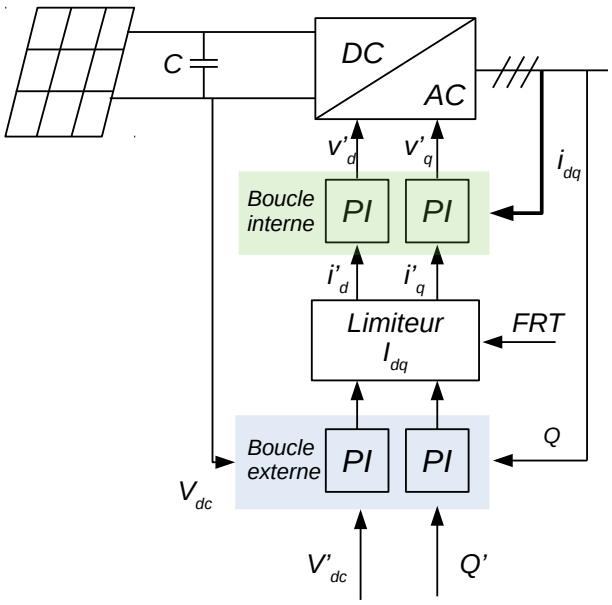


Figure 3.27 Principe de fonctionnement du bloc de contrôle monophasé

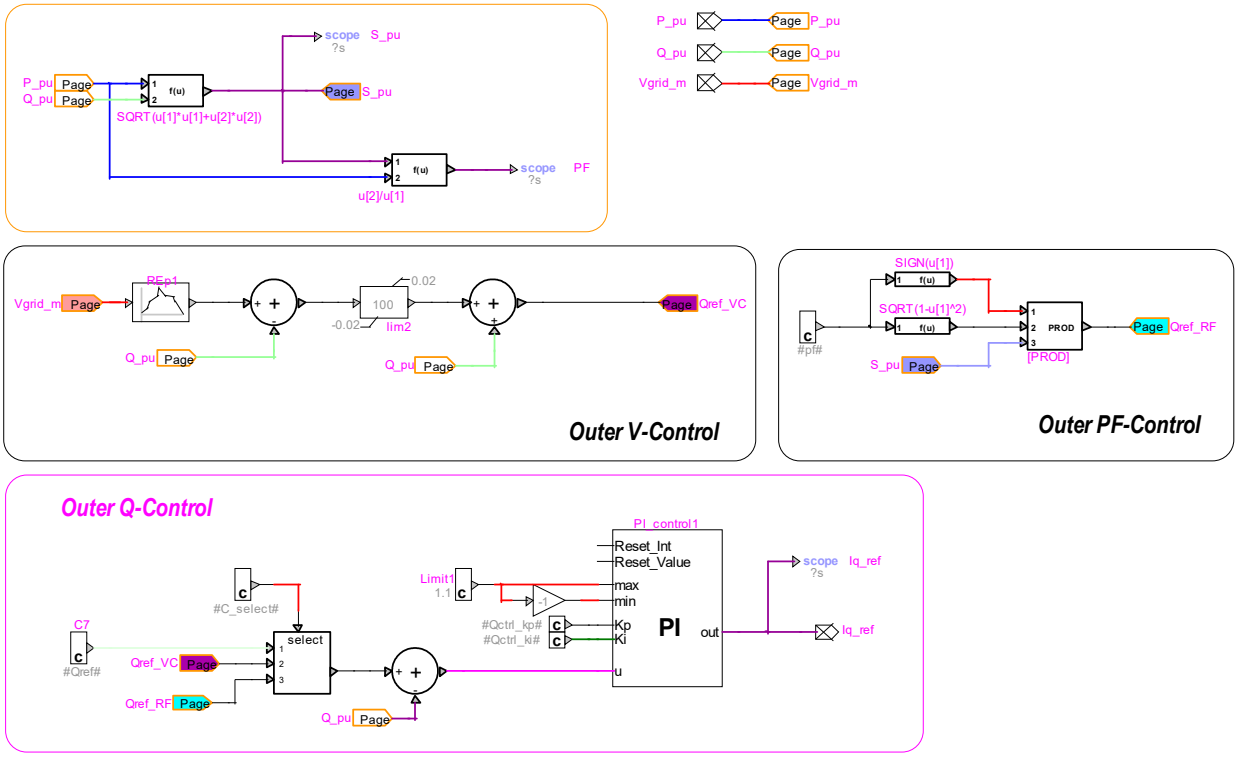


Figure 3.28 Calcul de la référence de puissance réactive de référence Q' pour la boucle externe

puissance réactive est nulle ;

2. facteur de puissance fixé : un facteur de puissance prédéfini sert de référence à l'onduleur ;
3. puissance réactive fixée : une valeur prédéfinie de puissance réactive en p.u. sert de référence à l'onduleur ;
4. puissance réactive en fonction de la tension mesurée aux bornes de l'onduleur : une fonction prédéfinie $Q(V)$ établit la correspondance entre la tension mesurée et la référence de puissance réactive ;

Les modes de contrôle implémentés dans le modèle EMTP sont contrôlables par l'utilisateur : il est par exemple possible de modifier la courbe $Q(V)$. Au final, chacun de ces modes consiste à donner une référence de puissance réactive Q' à la boucle externe de contrôle.

Il existe d'autres algorithmes de contrôle dans la littérature basés sur l'emploi de contrôleurs résonants [33]. Ces algorithmes présentent les avantages suivants : facilité d'implémentation, pas de termes de compensation nécessaires dans les boucles internes, possibilité de rejeter les harmoniques. Ils sont tout particulièrement efficaces pour assurer un suivi à facteur de puissance unitaire. Cependant, ils n'offrent pas la même flexibilité de contrôle des puissances actives et réactives que les algorithmes présentés plus haut. Ils n'ont donc pas été employés.

La section qui suit présente les essais de validation du modèle développé.

3.2.2 Validation du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée

La validation du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée vise à confirmer l'adaptabilité du modèle en puissance et en tension, la stabilité numérique du modèle face à des défauts et le respect des délai de déconnexion de la norme E.12-07 d'Hydro-Québec [34]. L'étude se fait sur le modèle moyenné. La section suivante compare les résultats du modèle moyenné et détaillé.

Le réseau auquel est connecté le modèle est présenté à la Figure 3.29. Les données électriques sont calculées à partir des données suivantes : la tension du réseau est de 120V/240V, la puissance de court-circuit est de 250kW par ligne (500kW au total), le ratio X/R est de 6. Un défaut est connecté au choix selon les essais.

Ce réseau correspond à l'équivalent Thévenin d'un réseau de distribution classique (Figure 3.30). Un poste à 138kV alimente un transformateur de poste 138kV/14.4kV (puissance de court-circuit de 500MVA avec une impédance de 0.01 + j 0.1p.u.). Ce transformateur alimente une ligne aérienne de calibre 2AL jusqu'au transformateur du client 14.4kV/120V/240V (50kVA avec une impédance de 0.01 + j 0.06p.u.). Ce transformateur alimente le client au

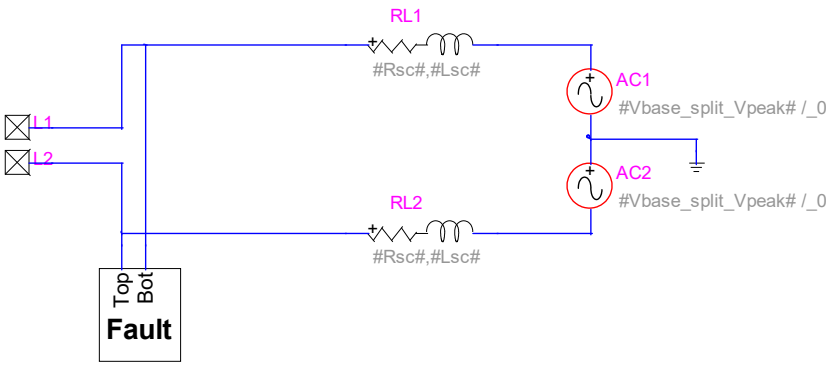


Figure 3.29 Réseau connecté au modèle de génératrice photovoltaïque monophasée pour les essais de validation

travers d'un câble de distribution (qui n'est pas modélisé ici pour simplifier l'étude). L'équivalent Thévenin est calculé à l'aide d'un code Matlab présenté en Annexe. Les données sont issues de [35], [36] et [37].

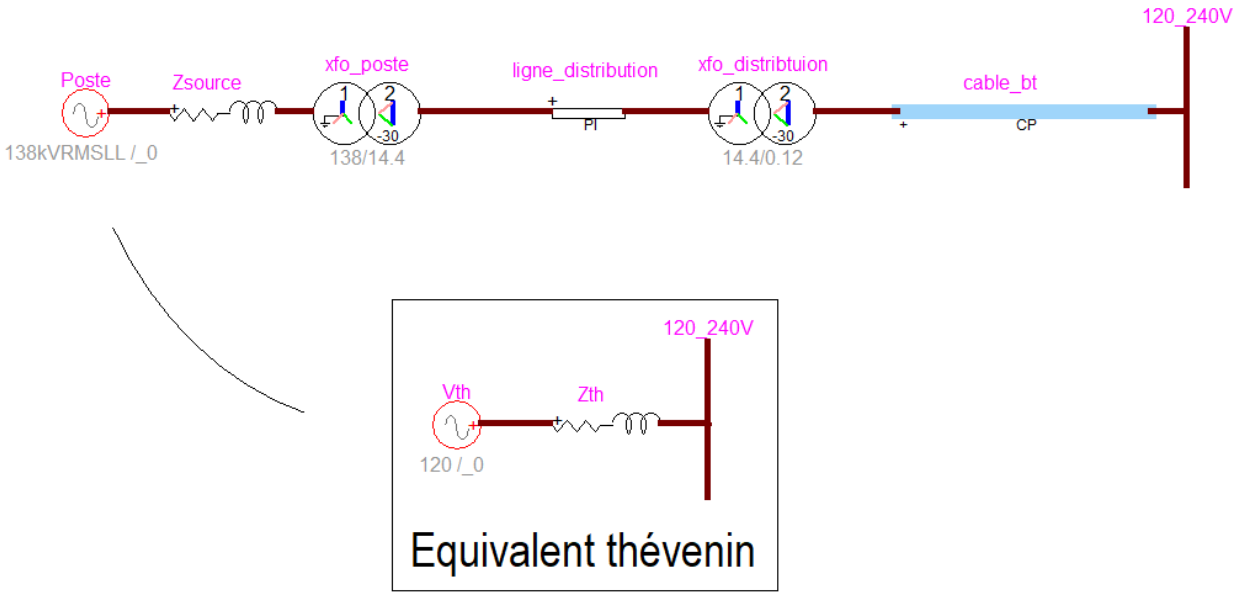


Figure 3.30 Réseau de distribution converti en équivalent Thévenin dans le modèle monophasé

Adaptabilité du modèle en puissance

La puissance du modèle est variée entre 1 et 10kW avec une même référence de puissance réactive de 0.1 p.u. en mode puissance réactive fixée ($Q_{ref} = 0.1$p.u.). Les résultats sont pré-

sentés à la Figure 3.31 : les puissances actives et réactives sont observées, ainsi que la tension. Il y est observé que le modèle fonctionne comme attendu dans cette plage de puissance.

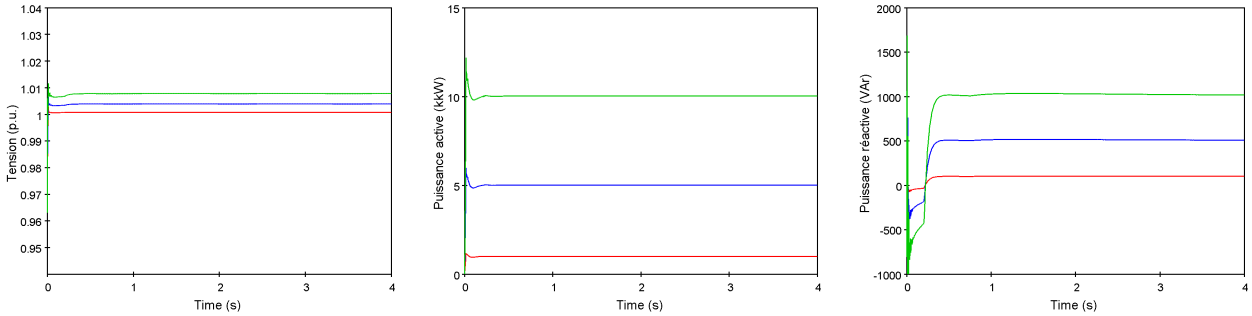


Figure 3.31 Variation de la puissance du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée : 1kW (rouge), 5kW (bleu) et 10kW (vert)

Adaptabilité du modèle en tension

Les trois niveaux de tension standard sont 208V/240V/277V. Les trois niveaux de tension et les puissances échangées (P_{ref} = 10kW, Q_{ref} = 0kW) sont présentées à la Figure 3.32. Il y est observé que le modèle est flexible en tension et peut s'intégrer dans différents réseaux résidentiels.

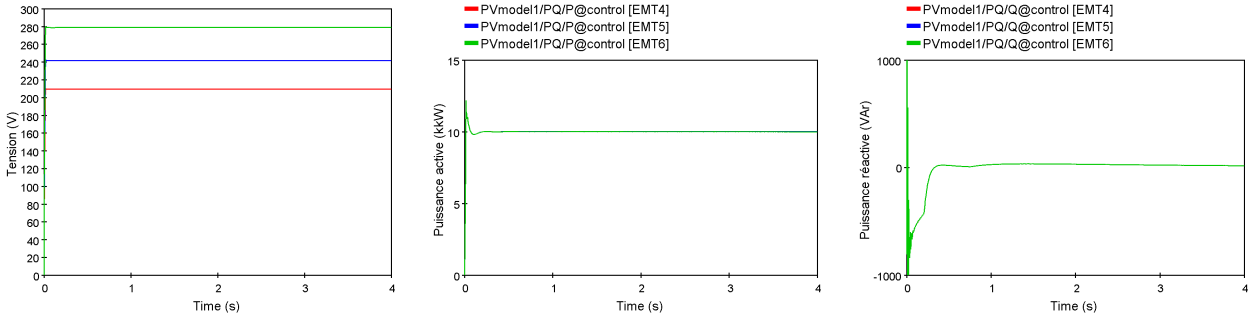


Figure 3.32 Variation de la tension du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée : 208V (rouge), 240V (bleu) et 277V (vert)

Stabilité numérique face aux défauts et respect de la norme E.12-07

Trois défauts différents sont appliqués aux bornes de la génératrice. Plus la résistance du défaut est faible, plus la tension chute. Les valeurs des résistances de défaut, les niveaux de tension atteints et les temps attendus de déconnexion sont présentés au Tableau 3.1. La Figure 3.33 montre les niveaux de tension pour les défauts et le moment de la déconnexion.

Elle confirme la stabilité du modèle face aux défauts et le respect de la norme E.12-07. Les détails de la norme sont abordés plus en détails dans le chapitre sur les relevés expérimentaux en 5.2.2.

Tableau 3.1 Paramètres des défauts étudiés pour valider la stabilité numérique et le respect de la norme E.12-07

R_{defaut} (Ω)	Tension (p.u)	délai de déconnexion (E.12-07)
0.2	0.953	jamais
0.05	0.712	2s
0.01	0.217	0.1s

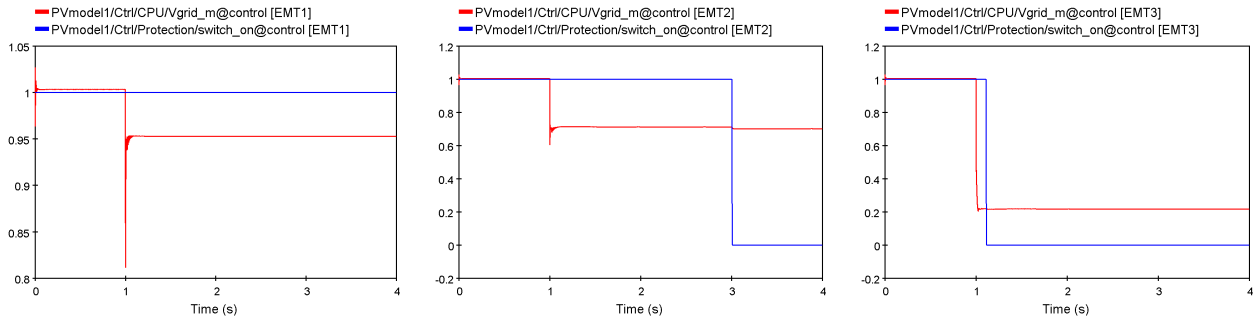


Figure 3.33 Réponse du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée face à des défauts à ses bornes : tension (rouge) et signal de déconnexion (bleu) sont superposés

3.2.3 Comparaison entre les modèles détaillé et moyenné

De manière similaire au modèle de parc solaire triphasé, le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée présente une version détaillée (Figure 3.20) et moyennée (Figure 3.21). Les tensions et puissances échangées (P_{ref} = 10kW, Q_{ref} = 0.1p.u.) des modèles détaillé et moyenné sont comparés à la Figure 3.34. Ces résultats indiquent que le comportement détaillé et moyenné sont similaires, en particulier durant les transitoires : les deux modèles se déconnectent, suite au défaut, au même instant à 50μs près.

Cependant les temps de calculs sont différents : le modèle moyenné nécessité 9.2s de temps de CPU, le détaillé nécessite 101.7s de temps de CPU. Le modèle moyenné permet donc un gain de temps de x10 pour des résultats similaires.

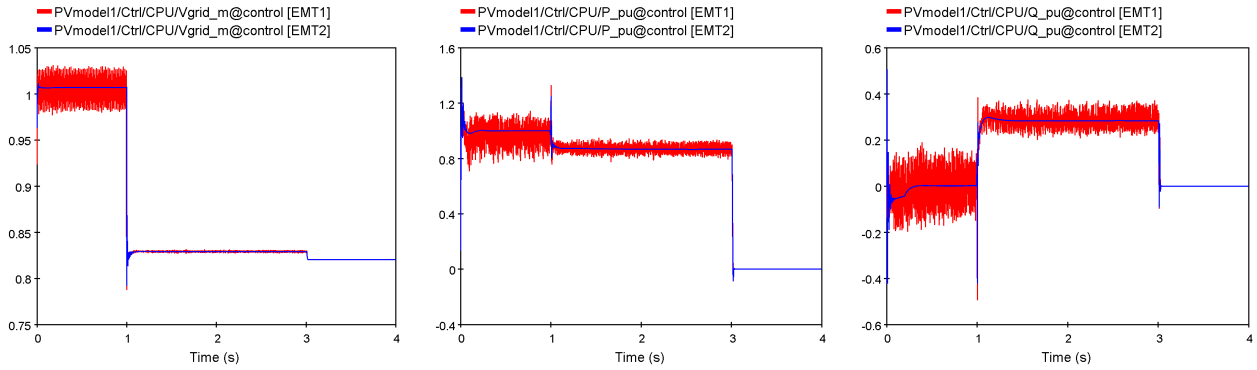


Figure 3.34 Comparaison des comportements des modèles de génératrice photovoltaïque monophasée détaillé (rouge) et moyenné (bleu) face à un défaut de 0.1Ω

3.3 Conclusion

En conclusion, deux modèles à la structure similaire ont été présentés dans ce chapitre : leurs processus de développement ont été passés en revue ainsi que le procédé de validation. Le premier modèle est celui d'un parc solaire triphasé adapté du modèle de parc éolien d'EMTP. Il s'agit d'un modèle comportemental qui permet de faire des études de protection dans un réseau de distribution par exemple. Le deuxième est un modèle de génératrice photovoltaïque monophasée qui vise à reproduire le comportement des onduleurs résidentiels.

Le chapitre suivant emploie le modèle de parc solaire triphasé pour étudier l'impact de la production décentralisée dans un réseau de distribution.

CHAPITRE 4 ÉTUDE DES IMPACTS DE L'AUGMENTATION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE PHOTOVOLTAÏQUE DANS UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION

La production décentralisée présente des bénéfices tels que la diminution des pertes et de faibles coûts d'investissement. Cependant par nature, elle modifie la topologie du réseau et s'accompagne de toutes sortes d'impacts. Il est nécessaire de prédire quels sont ces impacts avant d'introduire une grande quantité de production décentralisée sur le terrain afin de ne pas diminuer la qualité du service. C'est l'objet de ce chapitre.

Les objectifs de l'étude sont d'abord présentés. Ensuite la méthodologie employée pour atteindre les objectifs est détaillée. Finalement, les résultats de l'étude obtenus à l'aide du modèle de parc solaire sont analysés.

Cette étude soutient donc la recherche dans le domaine en présentant une analyse de cas sur un réseau donné. Cette analyse peut ensuite servir de structure de base pour être transposée à d'autres études de réseaux.

4.1 Objectifs

Cette étude de cas vise à analyser les impacts potentiels de l'augmentation de la production décentralisée présentés en 2.2.2 :

- Détérioration de la coordination de protection
- Diminution des pertes
- Modification du profil de tension
- Perte de stabilité numérique
- Déséquilibre du réseau
- Création d'îlots

En addition, cette étude analyse les spécificités du modèle photovoltaïque : impact du mode de contrôle du convertisseur et impact de la variation de l'ensoleillement sur le réseau.

4.2 Méthodologie

L'étude des impacts de l'augmentation de la production décentralisée est faite pour 7 valeurs différents de pénétration de production décentralisée : 0%, 1%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%. La pénétration correspond au rapport entre la génération de puissance décentralisée et la consommation de la charge totale du réseau. Les mesures obtenues dans les 7 simulations

sont comparées entre elles et servent de support à l'analyse.

Pour réaliser cette analyse, il est nécessaire de préciser l'environnement d'étude : le réseau étudié, les paramètres du modèle de parc solaire employé et les variables observées sont présentées dans la suite.

Réseau étudié

Le réseau étudié est tiré du devoir 3 du cours de Réseaux de Distribution (IGEE416). Il s'agit d'un réseau de distribution à 24.9kV qui contient un poste avec relais et disjoncteurs, des lignes triphasées, des dérivations monophasées, des charges réparties sur le réseau et un transformateur à prises variables pour rehausser la tension (Figure 4.1).

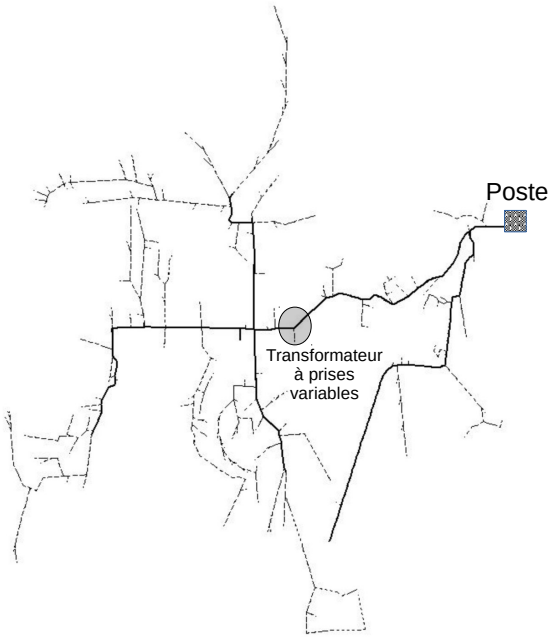


Figure 4.1 Réseau de distribution utilisé dans le devoir 3 du cours IGEE416 et dans l'étude de cas

Le réseau est initialement disponible dans le logiciel CYME et possède un nombre élevé de nœuds. Pour en réduire la complexité, le réseau est simplifié : les lignes continues sont agrégées et les charges qui y étaient présentes, sont rassemblées en début et fin de ligne. Les dérivations monophasées initiales et leurs fusibles sont conservés. Le réseau simplifié est ensuite reproduit dans EMTP (380 nœuds) : les lignes sont modélisées par des branches PI, les charges sont condensées en début et fin de ligne, les fusibles, les relais et les disjoncteurs sont modélisés à l'aide de la librairie de protection (Figure 4.2).

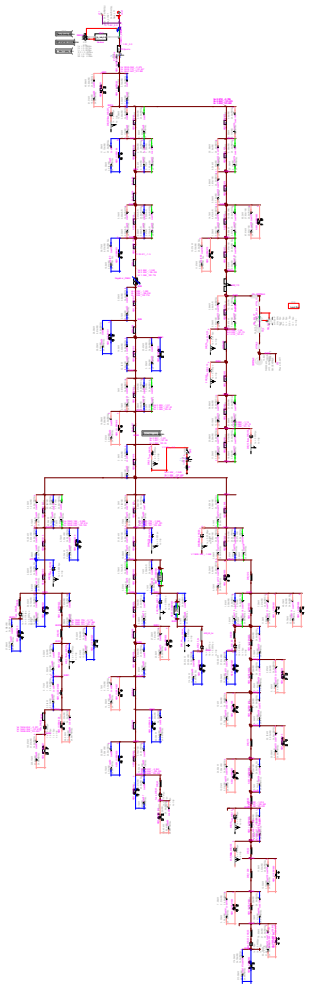


Figure 4.2 Réseau de distribution transposé dans EMTP

La charge totale du réseau $\bar{S}_{charge}$, la puissance fournie par le poste $\bar{S}_{poste}$ et les pertes $\bar{S}_{pertes}$ valent :

$$\bar{S}_{charge} = 4.714 + i1.283\text{MVAr}$$
$$\bar{S}_{poste} = 5.100 + i1.737\text{MVAr}$$
$$\bar{S}_{pertes} = 0.386 + i0.454\text{MVAr}$$

Avec la relation qui lie les trois :

$$\bar{S}_{poste} = \bar{S}_{charge} + \bar{S}_{pertes} \tag{4.1}$$

Modèle de parc solaire employé

Le parc solaire est celui présenté en 3.1 avec quelques ajustements : le niveau de puissance est baissé à 50kW/55kVAr, le transformateur de basse tension vers moyenne tension est retiré, l'impédance de la barre de connexion est retirée, le transformateur du parc assure la connexion basse tension moyenne tension directement. Ces modifications permettent de mieux représenter un petit parc photovoltaïque triphasé de 50kW. Le parc est virtuellement composé de 5 groupes de panneaux solaires de 10kW chacun.

Considérant que la charge totale du réseau vaut $S_{charge} = 4.885\text{MVar}$, il est approximé dans la suite que l'addition d'un parc solaire dans le réseau correspond à une augmentation de la pénétration de production décentralisée de 1% :

$$50\text{kW} \simeq 48.85\text{kVAr} = \frac{1}{100} S_{charge} \tag{4.2}$$

Variables observées

Les variables observées pour analyser les impacts de l'augmentation de la production décentralisée sont : les courants, les tensions et les puissances de chaque parc photovoltaïque et du poste de départ, les courants de défaut et le profil de tension le long de l'artère mise en évidence dans la Figure 4.3.

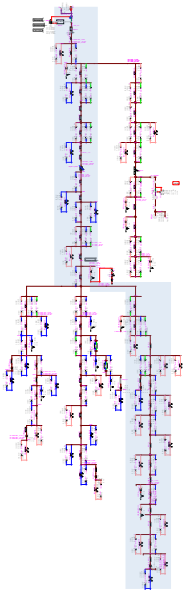


Figure 4.3 Le profil de tension est observé le long de l'artère mise en bleue

4.3 Analyse des résultats

L'analyse commence par les impacts de l'augmentation de la production décentralisée et se termine par les spécificités du modèle photovoltaïque.

4.3.1 Impacts de l'augmentation de la production décentralisée

L'augmentation de la pénétration de production décentralisée est obtenue en ajoutant 25 centrales distribuées par groupe de 5 sur le réseau comme le montre la Figure 4.4. Plus le nombre de centrales est élevé, plus le temps de calcul s'accroît (Tableau 4.1).

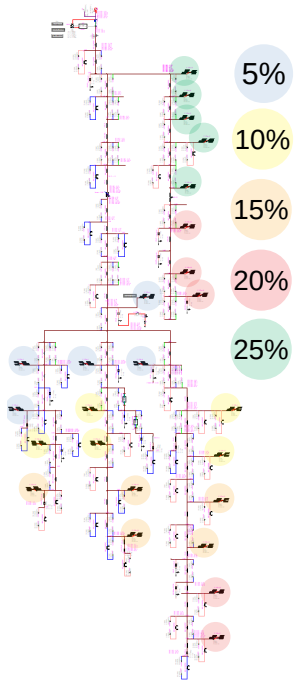


Figure 4.4 Position des centrales de production décentralisée sur le réseau d'étude

Tableau 4.1 Temps de calcul en fonction de la pénétration de production décentralisée

pénétration de PD	0%	1%	5%	10%	15%	20%	25%
temps de calcul CPU (s)	8,94	33,96	163,25	356,76	585,46	758,58	1108,67

Coordination de protection et courants de défaut

Un défaut de 5Ω, entre la phase a et la terre, est connecté à 1s au bus de la centrale #1 (Figure 4.5).

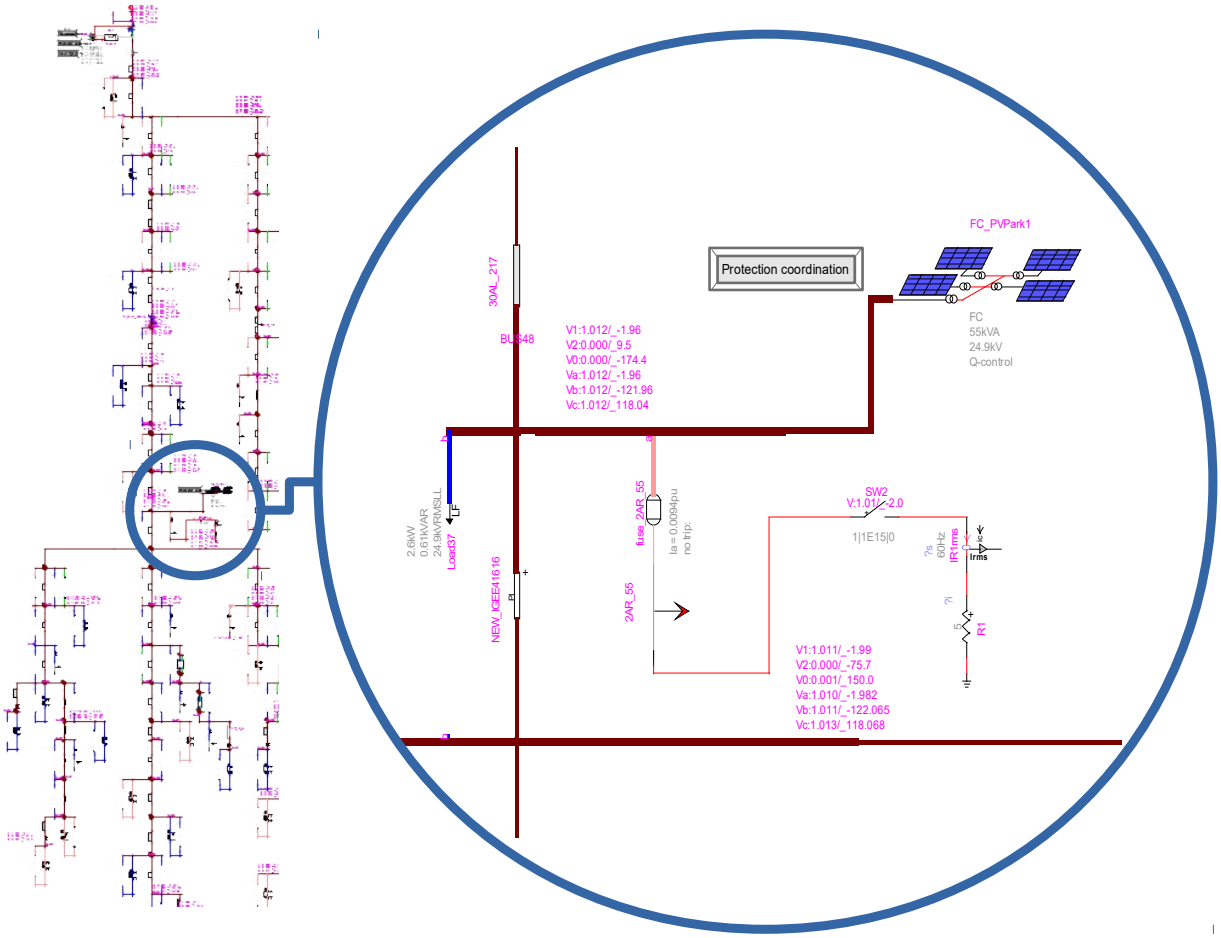


Figure 4.5 Emplacement du défaut monophasé dans le réseau d'étude

Le relais du poste détecte ce défaut en mesurant le courant de neutre que le poste envoie dans le réseau. Lorsque le courant de neutre est trop élevé, le relais du poste ouvre les disjoncteurs après un délai fixé par les courbes de coordination dans le but de sauver le fusible. Le défaut étant permanent, le fusible finit par brûler lorsque les disjoncteurs se referment. Le défaut est ainsi éliminé mais la partie du réseau en aval du fusible n'est plus alimentée. Si le défaut est temporaire et disparaît après 1s par exemple, l'algorithme de réenclenchement sauve le fusible en laissant le temps au défaut de disparaître avant la fusion (Figure 4.6).

Lorsque la production décentralisée augmente, le courant de défaut augmente (Figure 4.7). De plus, le poste a besoin de plus de temps pour détecter le défaut (Figure 4.8) : le courant de neutre transitant au poste est plus faible parce que les parcs solaires diminuent le déséquilibre initial sans défaut. Ces deux phénomènes combinés amènent le fusible à fondre de plus en plus tôt au fur et à mesure que la pénétration de production décentralisée augmente (Figure

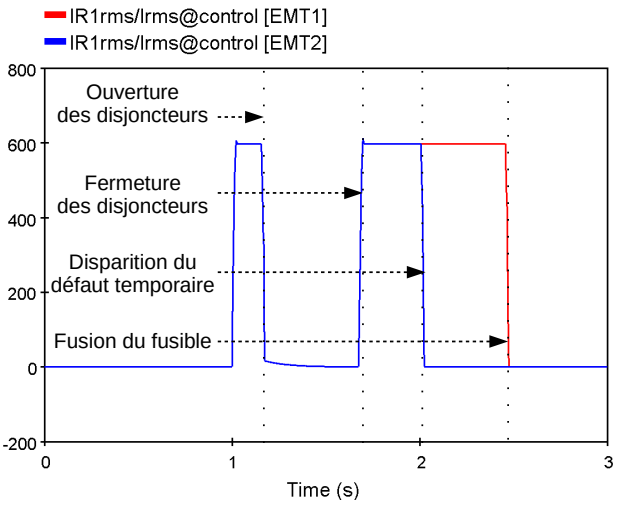


Figure 4.6 Les courants de défaut (A) sans production décentralisée montrent le sauvetage du fusible suite à un défaut temporaire (bleu) et la fusion du fusible suite à un défaut permanent (rouge)

4.9).

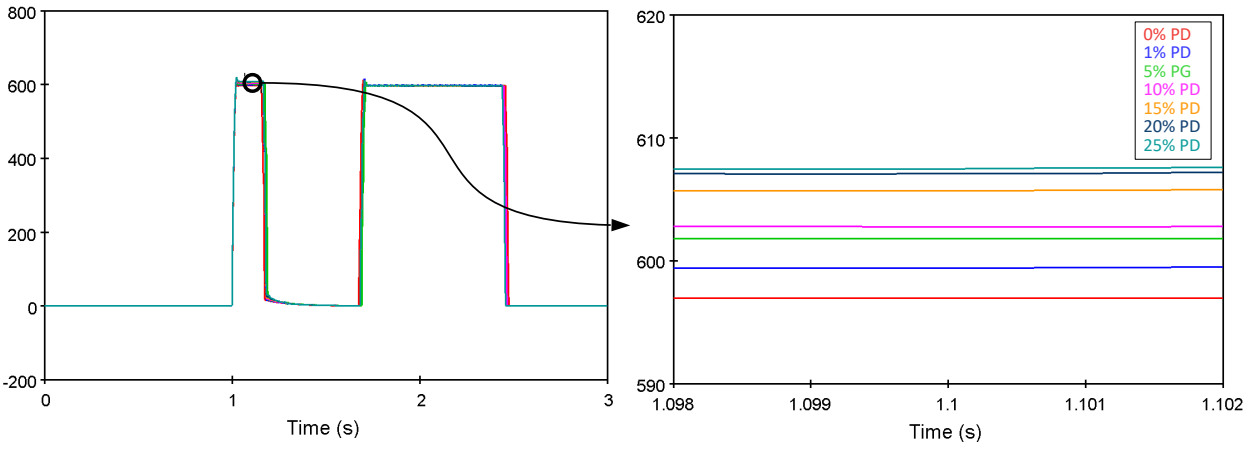


Figure 4.7 Augmentation du courant de défaut (A) lorsque la pénétration de la production distribuée augmente

En conséquence, la coordination de protection est effectivement modifiée lorsque la production décentralisée augmente. Cependant, l'augmentation du courant de défaut est faible : 607.5A avec 25% de pénétration par rapport à 596.9A sans production décentralisée, soit une augmentation de $\simeq$1.8%. En effet, les convertisseurs de puissance ne contribuent pas autant aux courants de défauts que des génératrices électriques classiques (machines synchrones ou

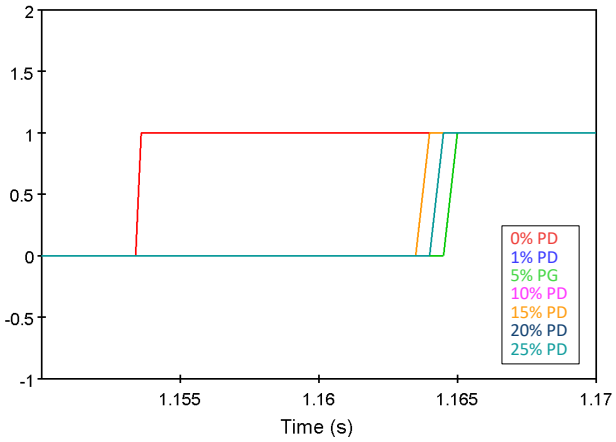


Figure 4.8 Signaux d'ouverture envoyés aux disjoncteurs de poste envoyés par les relais lorsque le défaut est détecté

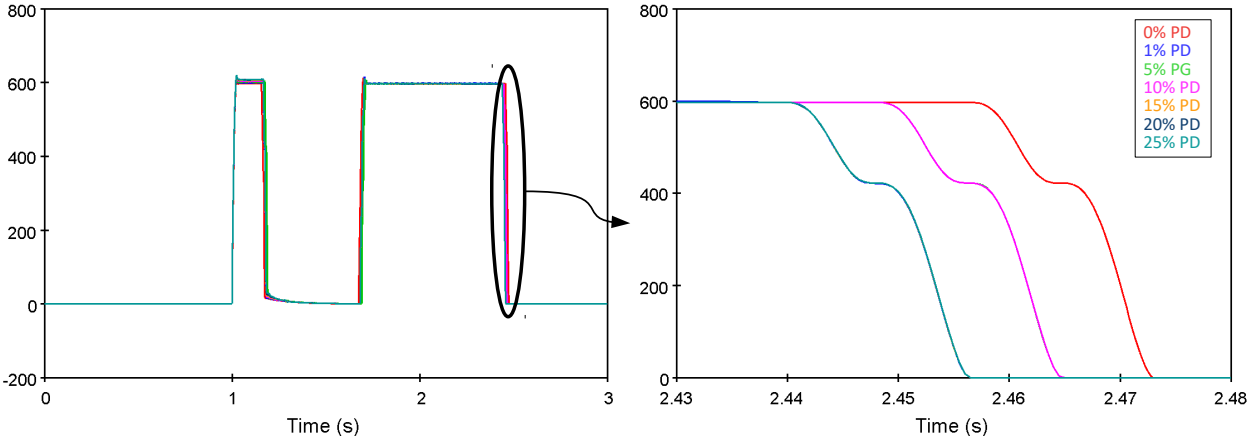


Figure 4.9 Le moment de fusion du fusible est de plus en plus tôt lorsque la pénétration de la production décentralisée augmente

asynchrones).

Diminution des pertes sur le réseau

Le Tableau 4.2 montre l'évolution des pertes en fonction de l'augmentation de la production décentralisée. Un rendement de 96.7% est appliqué à la production des génératrices décentralisées pour tenir compte des imperfections des génératrices qui existent dans la pratique.

Les pertes diminuent au fur et à mesure que la production décentralisée augmente mais il existe une limite : lorsque la pénétration est élevée, il y a une possibilité que le courant dans

une partie du réseau soit finalement plus élevé et que les pertes augmentent à nouveau. Il existe donc une répartition optimale des sources de production décentralisée propre à chaque réseau. Il n'est pas nécessaire d'avoir des modèles précis des parcs solaires pour faire cette étude : un logiciel d'écoulement de puissance permet de trouver les pertes dans le réseau et donc de chercher la répartition optimale.

Tableau 4.2 Évolution de la puissance générée par le poste et des pertes en fonction de la pénétration de production décentralisée

pénétration de PD		0%	1%	5%	10%	15%	20%	25%
Puissance générée par le poste	MW	5,100	4,927	4,711	4,436	4,167	3,922	3,690
	MVAR	1,737	1,560	1,534	1,500	1,472	1,469	1,483
Puissance générée par la PD (η=0.967)	MW	0,000	0,048	0,242	0,484	0,725	0,967	1,209
Puissance générée totale	MW	5,100	4,975	4,953	4,919	4,892	4,889	4,899
	MVAR	1,737	1,560	1,534	1,500	1,472	1,469	1,483
Charges totales	MW				4,714			
	MVAR				1,282			
Pertes	MW	0,386	0,261	0,239	0,205	0,178	0,175	0,185
	MVAR	0,454	0,278	0,251	0,217	0,189	0,187	0,200
Équilibre de puissance	W	0,0000	-0,0004	0,0002	-0,0003	-0,0002	-0,0001	0,0002
	VAR	0,0004	-0,0002	0,0001	-0,0001	-0,0001	0,0000	0,0001

Modification du profil de tension

Le profil de tension a tendance à être relevée au fur et à mesure que la pénétration de production décentralisée augmente (Figure 4.10). De manière similaire à l'étude des pertes, l'opérateur de réseau peut optimiser la répartition des sources distribuées pour avoir le profil qui lui convient, à l'aide d'un logiciel d'écoulement de puissance.

Perte de stabilité numérique

Les simulations précédentes montrent que la stabilité numérique des modèles n'est pas affectée pour une pénétration jusqu'à 25%. En effet, les contrôleurs des modèles continuent à assurer le suivi des références après l'introduction de la perturbation dans le réseau. De plus, ils

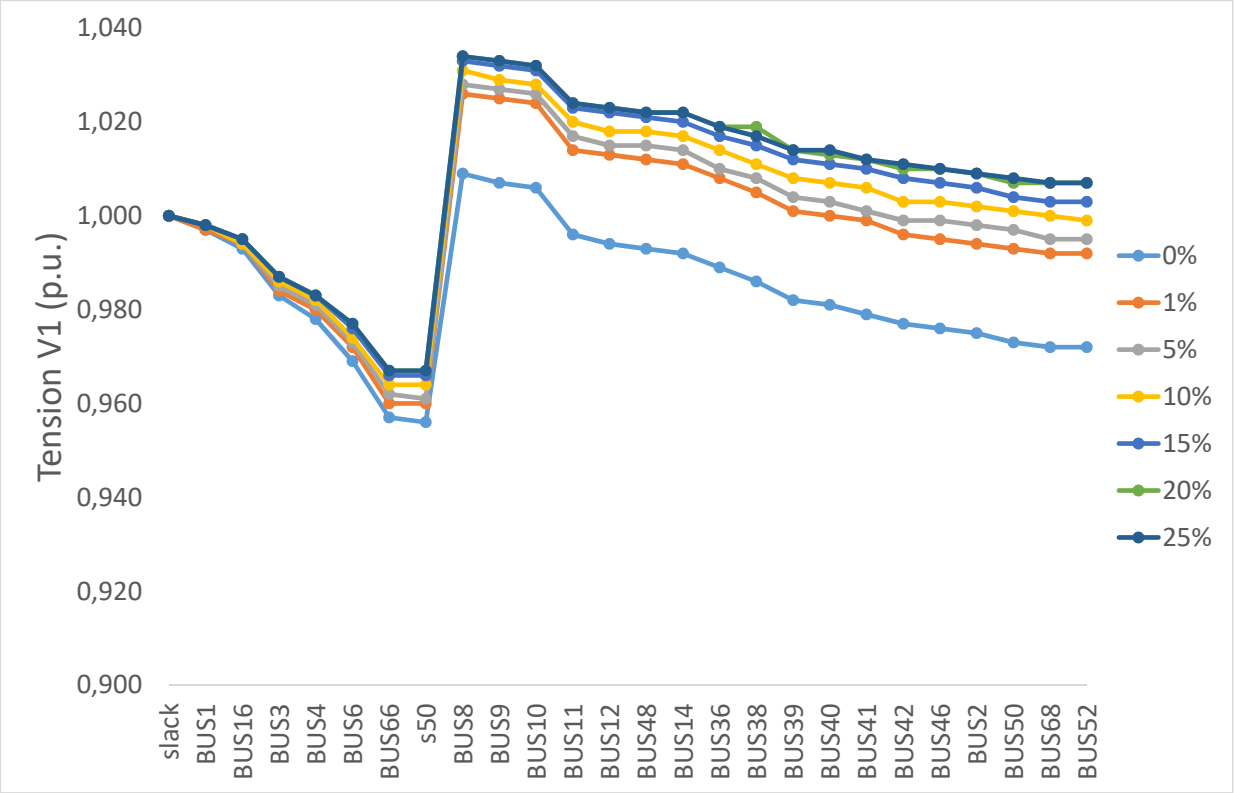


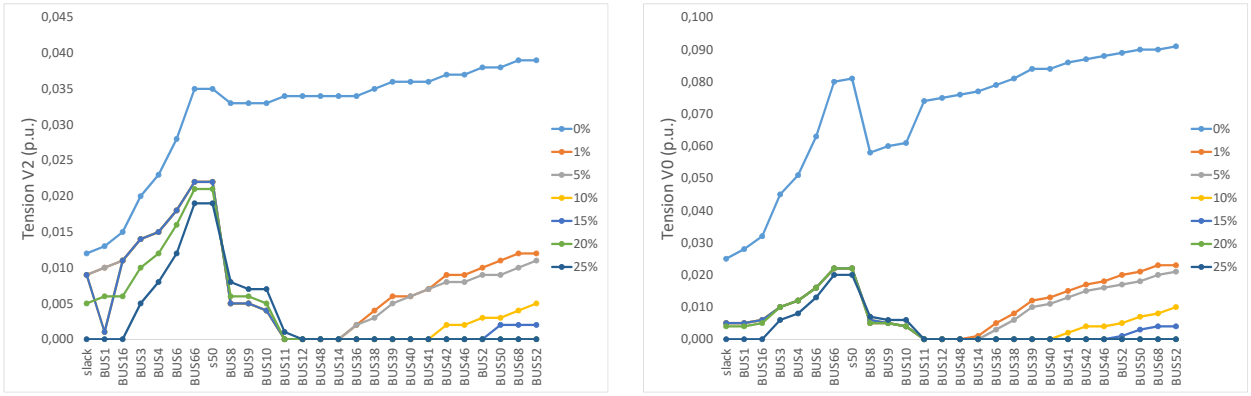
Figure 4.10 Profil de la tension de séquence positive le long d'une artère du réseau

n'entrent pas en conflit les uns avec les autres.

Déséquilibre du réseau

Plus un réseau est équilibré, plus les séquence négatives et nulles de la tension sont faibles. Un réseau parfaitement équilibré n'a qu'une composante de tension de séquence positive. L'équilibre du réseau est donc amélioré par l'introduction de parcs solaires triphasés : les profils de tensions de séquences négative et nulle diminuent avec l'augmentation de la pénétration de production décentralisée (Figure 4.11).

Le déséquilibre peut par contre être augmenté par l'ajout de sources monophasées. Ou inversement, des sources monophasées peuvent équilibrer une ligne trop chargée. Cela peut également s'étudier avec un logiciel d'écoulement de puissance.



(a) Séquence négative (b) Séquence nulle

Figure 4.11 Profil des tensions de séquence négative et nulle le long d'une artère du réseau

Création d'îlots

L'îlotage est un problème qui peut apparaître lorsque le réseau principal est hors-ligne et que la production locale compense la charge locale de manière autonome. Quand cela se produit, la productrice décentralisée n'observe pas de variation de tension ou de fréquence et ne se débranche pas. Toutefois dans le réseau étudié, la production décentralisée est trop faible pour pouvoir alimenter les charges en l'absence de réseau.

En conséquence, aucun îlot n'est créé dans ce cas parce que les parcs suivent correctement la norme E.12-07 : ils se déconnectent tous suite à la sous-tension sur le réseau (Figure 4.12).

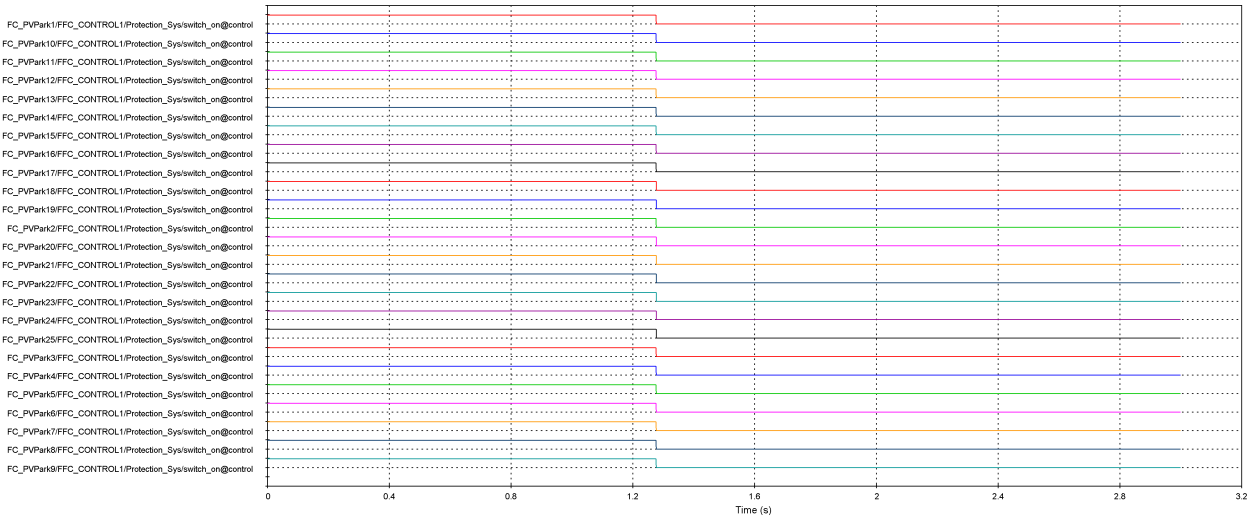


Figure 4.12 Signal de déconnexion des 25 centrales distribuées suite à la sous-tension

4.3.2 Impacts dans un réseau avec une puissance de court-circuit plus faible

Cette section réévalue les impacts étudiés précédemment dans un réseau moins fort : il s'agit d'un réseau dont la puissance de court-circuit est diminuée. Seuls les cas avec le moins de pénétration (0%) et le plus de pénétration (25%) sont étudiés parce qu'ils représentent les deux extrêmes de l'étude précédente.

Dans les simulations précédentes, la puissance de court-circuit du réseau IGEE416 est de 168.9MVA. Elle est divisée par trois et par cinq pour obtenir des puissances de court-circuit plus faibles, soient respectivement 56.3MVA et 33.78MVA : cela s'obtient en multipliant l'impédance du poste respectivement par trois et par cinq.

La puissance de court-circuit du poste étant plus faible, les courants de défauts obtenus sont également plus faibles. Les convertisseurs eux contribuent toujours avec une même quantité (environ 10A) aux courants de défaut. Donc lorsque la puissance de court-circuit du poste diminue, la contribution aux courant de défaut due à la présence de convertisseurs augmente : le Tableau 4.3 reprend les courants de défauts et la contribution des convertisseurs. Une deuxième conséquence de la diminution du courant de défaut est le report dans le temps du moment de fusion du fusible (Figure 4.13). Les défauts étant permanents, les fusibles finissent par brûler dans tous les cas mais plus tard : à 5.88s et 15.64s.

Tableau 4.3 Courants de court-circuit à 1.1s pour les différentes valeurs de puissance de court-circuit du poste

S_{cc} (MVA)	Courant de court-circuit sans PD (A)	Courant de court-circuit avec PD (A)	augmentation (%)
168,9	596,95	607,47	1,76
56,71	424,79	436,05	2,65
33,78	331,85	344,56	3,83

Le profil de tension étant légèrement de moins bonne qualité lorsque le réseau est moins fort, le contraste entre la présence et l'absence de production décentralisée est renforcé. Le niveau des pertes est sensiblement le même dans tous les cas. Les observations quant à la stabilité du réseau, le déséquilibre et les îlots sont inchangées.

4.3.3 Spécificités du modèle photovoltaïque à 25% de pénétration

Le convertisseur du parc photovoltaïque dispose de trois différents modes de contrôle et est sensible à l'ensoleillement. Ces spécificités du modèle photovoltaïque sont étudiées avec 25%

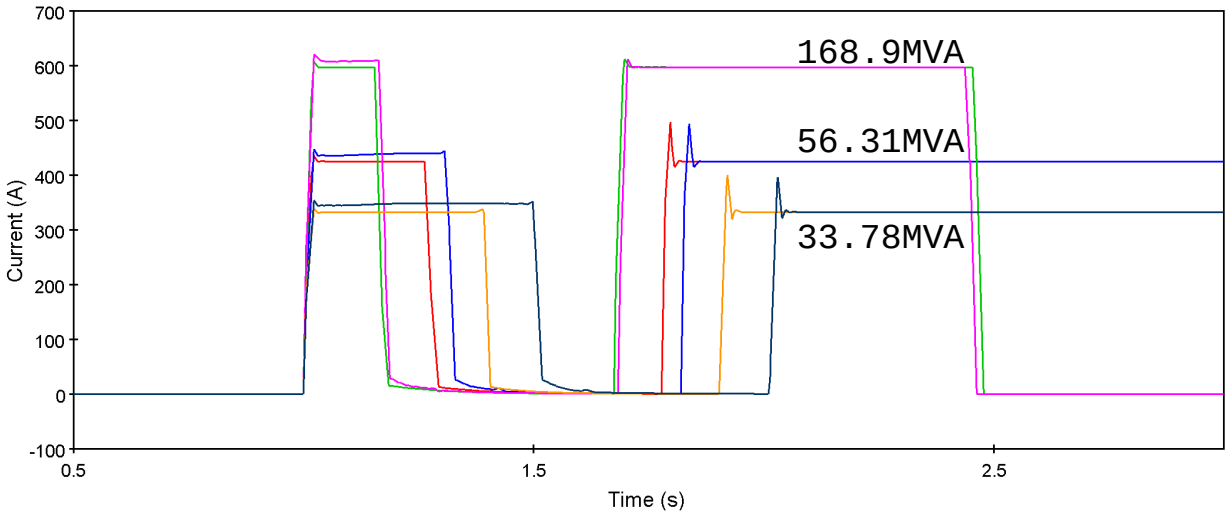


Figure 4.13 Les courants de défauts diminuent avec la diminution de la puissance de court-circuit du poste

de pénétration parce que c'est le cas avec la pénétration la plus élevée et les impacts les plus marqués. Cependant 25 centrales ne sont pas simulées, mais seulement les cinq premières dont la puissance a été multipliée par cinq afin de réduire le temps de calcul.

Impacts du mode de contrôle

Les modes de contrôle disponibles sont : puissance réactive fixée Q_{ctrl}, facteur de puissance fixé FP_{ctrl} et contrôle en fonction de la tension V_{ctrl}. Les deux premiers modes sont sensiblement les mêmes : une valeur fixe de puissance réactive est déterminée à l'initialisation et sert de référence au système. Le mode de contrôle en fonction de la tension ajuste dynamiquement la production de puissance réactive pour amener la tension à sa valeur de référence. Cet ajustement se fait lentement par rapport à la durée des transitoires.

Les modes Q_{ctrl} et V_{ctrl} sont comparés pour un système de 5 centrales de production décentralisée (Figure 4.14). La puissance réactive est lentement ajustée dans le cas V_{ctrl} de façon à amener la tension du système à 1 p.u. Il est à noter que le moment d'enclenchement du défaut est retardé en 2.5s pour observer la dynamique d'ajustement de la tension par l'absorption de puissance réactive. Durant le défaut, le comportement edes deux modes de contrôle est le même et les courants de défaut sont presque égaux. En conséquence, le choix du mode de contrôle n'a pas d'effet durant les régimes transitoires. Cependant, le mode V_{ctrl} modifie le profil du tension sur le long terme.

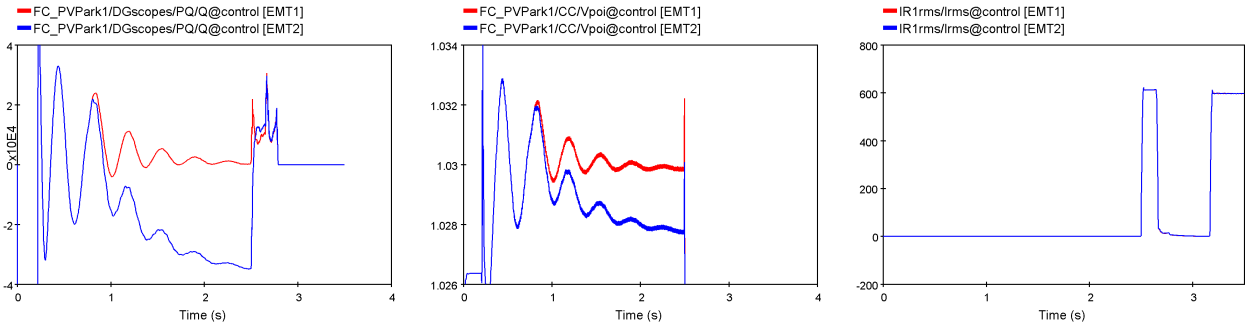


Figure 4.14 Le mode V_{ctrl} (bleu) ajuste la puissance réactive pour amener la tension à la valeur de référence ; le mode Q_{ctrl} (rouge) ajuste la puissance réactive pour qu'elle suive la valeur de référence ; le courant de défaut (A) n'est pas affecté

Variabilité du profil de tension en fonction de l'ensoleillement

Un ensoleillement prédéterminé peut être encodé par l'utilisateur. Lorsque que la puissance fournie par le soleil varie, la puissance fournie par le parc solaire varie également. De plus, la tension aux bornes des parcs est également influencée par l'ensoleillement (Figure 4.15).

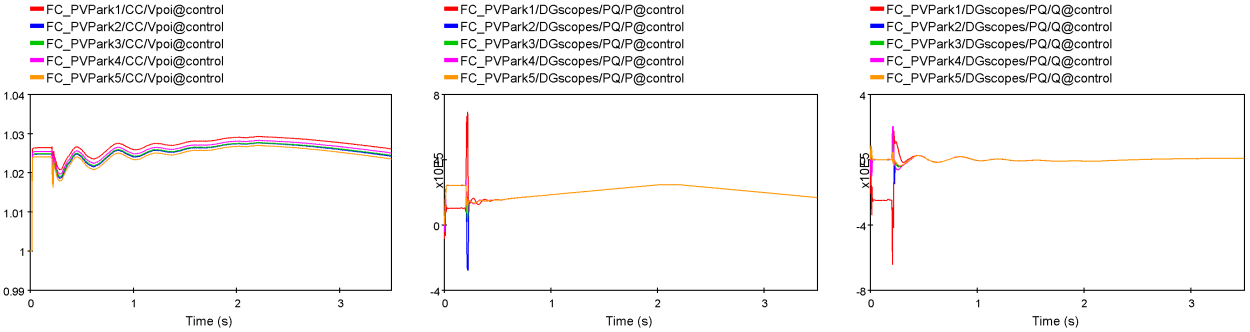


Figure 4.15 La tension et les puissances actives varient lorsque l'ensoleillement varie

En conséquence, le gestionnaire de réseau doit s'assurer que la production, même durant les périodes de faible ensoleillement, continue à alimenter la charge. Un réseau alimenté à 100% par de l'énergie solaire n'est par exemple pas capable d'alimenter des charges durant la nuit. Il est nécessaire de le renforcer à l'aide d'autres sources d'énergie comme du stockage par exemple.

4.3.4 Conclusion

Les impacts de la production décentralisée s'observent fortement sur les pertes, le profil de tension et l'équilibre du réseau. Les simulations montrent que ces trois paramètres sont particulièrement sensibles à la pénétration de production décentralisée. Il est important de

planifier les variations de la tension des sources de production décentralisée pour valider que les matériels électriques ne seront pas endommagés par des surtensions ou surintensités. Le comportement transitoire des génératrices n'est toutefois pas nécessaire d'être modélisé pour observer ces impacts : un écoulement de puissance permet d'obtenir toutes les informations nécessaires.

Le comportement transitoire des génératrices distribuées est par contre nécessaire pour étudier, la coordination de protection, les courants de défauts, la stabilité numérique des modèles et la création d'îlots. Les simulations montrent que les génératrices raccordées à l'aide de convertisseurs de puissance ont une faible contribution aux courants de défaut. Cependant, leur impact sur la coordination de protection est observable. La perte de stabilité numérique et la création d'îlots ne sont pas observées malgré l'augmentation de la pénétration de production décentralisée.

En conclusion, l'ajout de production décentralisée avec une forte pénétration dans un réseau doit faire l'objet d'une étude approfondie spécifique au réseau. Cette étude doit analyser tous les impacts éventuels et permettre aux ingénieurs de valider ou non l'introduction de production décentralisée.

Le chapitre suivant détaille les essais faits au laboratoire pour valider le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée.

CHAPITRE 5 RELEVÉS EXPÉRIMENTAUX

Ce chapitre présente les relevés expérimentaux obtenus au laboratoire. Il commence par décrire les objectifs des essais. La méthodologie suivie est ensuite présentée. Il se conclut par une analyse des relevés obtenus.

5.1 Objectifs

Il a été montré en 3.2.2 que le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée est numériquement stable et flexible en tension et en puissance. Toutefois il n'est pas confronté à un onduleur réel. Il est cependant nécessaire de soumettre le modèle à des validations expérimentales : cela permet d'en déterminer la précision, les limites d'utilisation et les potentielles améliorations.

L'objectif des essais au laboratoire est de relever le comportement d'un onduleur commercial pour valider le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée développé dans EMTP. Pour ce faire, le comportement du modèle et de l'onduleur commercial sont comparés face à des défauts similaires pour les différents modes de contrôle disponibles.

Cette étude apporte donc de la crédibilité au modèle d'onduleur monophasé photovoltaïque en établissant sa validité et ses limites.

5.2 Méthodologie

Pour relever le comportement de l'onduleur, il est nécessaire de décrire les variables observées, le dispositif expérimental et la liste du matériel.

5.2.1 Variables observées

Les essais visent à relever les formes d'onde de tension et de courant dans le domaine du temps à l'aide de sondes de mesures. Une fois le courant et la tension mesurés, les variables suivantes sont calculées en post-traitement via Matlab : valeurs RMS, puissance active P, puissance réactive Q, puissance apparente S, facteur de puissance FP. Les équations qui suivent ont été utilisées pour effectuer ces calculs :

$$X_{RMS}(t) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i(t-T)}^{i(t)} X_i^2} \tag{5.1}$$

Où T est la période, N est le nombre d'échantillons compris entre l'instant t et l'instant correspond à $t - T$. La fonction RMS opère comme une fenêtre glissant dans le temps qui calcule à chaque instant t la valeur RMS du signal sur la période qui précède..

$$P(t) =< v(\tau) \cdot i(\tau) > |_{\tau \in [t-T;t]} \tag{5.2}$$

La fonction P effectue la moyenne des signaux $v(t)$ et $i(t)$ sur une période et opère également comme une fenêtre glissant dans le temps.

$$S(t) = V_{rms}(t) I_{rms}(t) \tag{5.3}$$

$$Q(t) = \sqrt{S(t)^2 - P(t)^2} \tag{5.4}$$

$$FP(t) = \frac{P(t)}{S(t)} \tag{5.5}$$

La fonction $FP(t)$ devient instable lorsque la génératrice se déconnecte parce qu'alors $S(t) \to 0$ et $P(t) \to 0$.

5.2.2 Dispositif expérimental

Le schéma de connexion du dispositif expérimental est présenté à la Figure 5.1. Il est composé d'une source DC alimentée par le réseau de l'école et d'un onduleur monophasé qui alimente le réseau de l'école au travers d'un autotransformateur. La protection du matériel est assurée à l'aide d'un sectionneur DC, de fusibles DC, d'un interrupteur DC, d'un disjoncteur AC d'un interrupteur AC. Les mesures se font à l'aide d'une sonde de tension et d'une sonde de courant branchée à un oscilloscope. Les données récoltées sont ensuite traitées avec Matlab. L'installation du laboratoire est présentée à la Figure 5.2.

L'objectif de cette installation est de soumettre l'onduleur à des chutes de tension à l'aide de l'autotransformateur. Ces chutes de tension simulent les effets d'un défaut sur le réseau électrique et permettent d'observer le comportement transitoire de l'onduleur dans ces conditions.

Les niveaux de défaut sont choisis par rapport aux seuils de la norme E.12-07 [27]. Cette norme s'adresse à des centrales monophasées jusqu'à 20kW et triphasées jusqu'à 50kW. Elle spécifie les temps avant la déconnexion comme repris au Tableau 5.1.

Un essai se déroule de la façon suivante :

1. fermeture du sectionneur DC
2. fermeture des interrupteurs du réseau de l'école

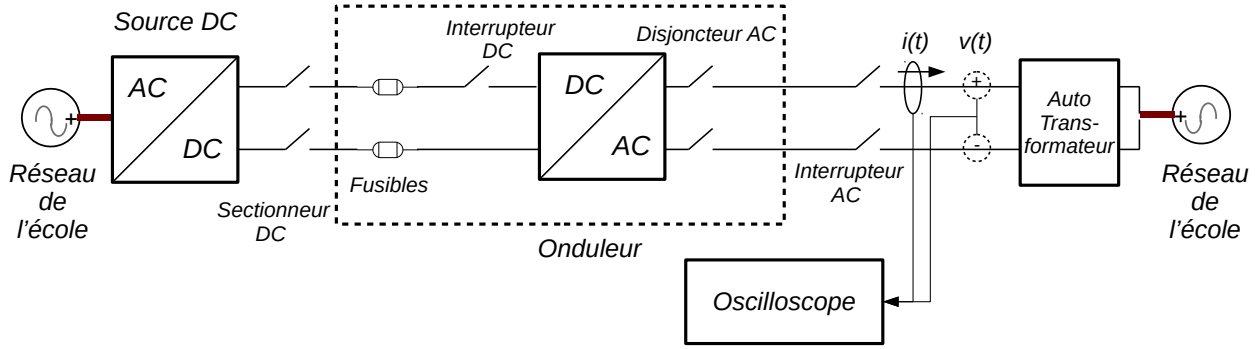


Figure 5.1 Schéma du dispositif expérimental

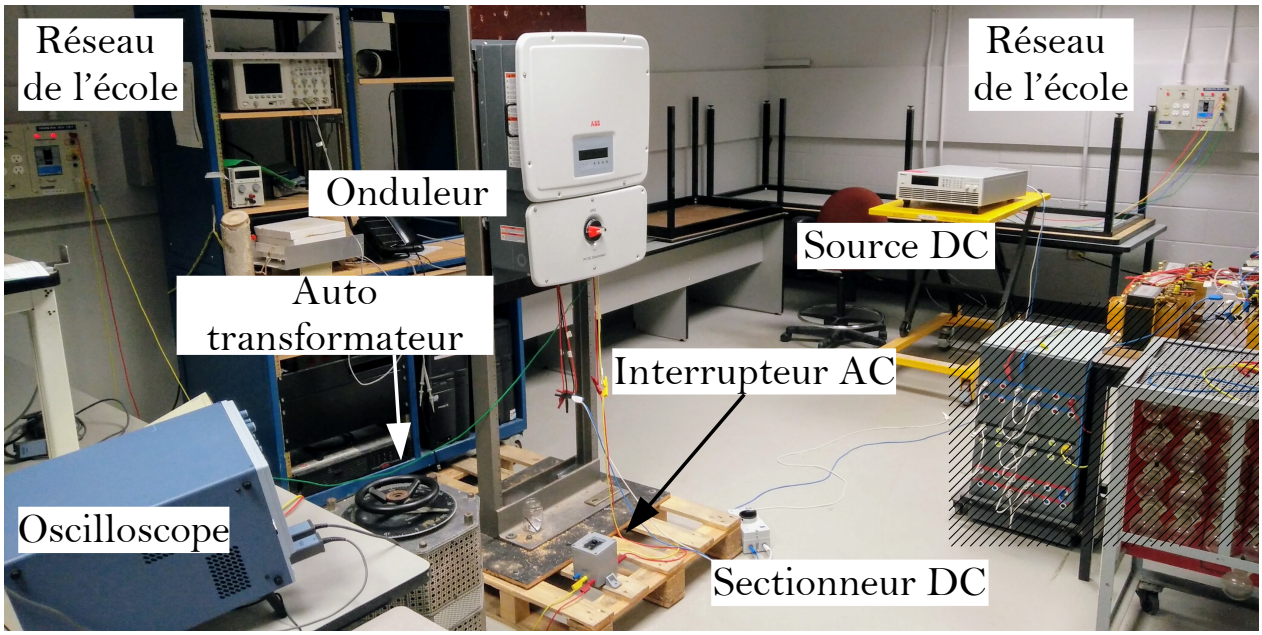


Figure 5.2 Dispositif expérimental du laboratoire

3. configuration de la courbe V-I de la source DC
4. mise en service de la source DC
5. fermeture de l'interrupteur DC
6. fermeture de l'interrupteur AC
7. initialisation automatique de l'onduleur (300s)
8. mise en service automatique de l'onduleur
9. établissement du régime permanent (30s)

Tableau 5.1 Réglages de la protection de tension

Amplitude (% de la tension nominale)	Temps avant déclenchement (s)
$V < 50\%$	0.1
$50\% \leq V \leq 88\%$	2
$88\% < V < 110\%$	déclenchement prohibé
$110\% \leq V \leq 137\%$	2
$137\% < V$	0.33 (2 cycles)

10. sélection du mode de contrôle
11. sélection du niveau de défaut à atteindre à l'aide de l'autotransformateur
12. lancement de la prise mesure avec l'oscilloscope
13. application du défaut à l'aide de l'autotransformateur
14. fin de la prise de mesure avec l'oscilloscope
15. rétablissement de la tension nominale à l'aide de l'autotransformateur (retour en 10)

5.2.3 Liste du matériel

Réseau de l'école

Il s'agit de deux panneaux triphasé 208V/20A munis d'interrupteurs pouvant interrompre jusqu'à un courant de 65kA sous 240V.

Source DC

Il s'agit d'une source DC programmable Chroma 62150H-1000S (Figure 5.3). Sa tension maximale d'opération est de 1000V tout en pouvant fournir jusqu'à 15A. Sa puissance maximale est donc de 15kW.

Elle est programmable à l'aide du panneau frontal : l'utilisateur sélectionne une référence de courant ou de tension. Il est également possible de simuler le comportement d'un panneau photovoltaïque. Pour ce faire, la source dispose de trois modes différents de génération de courbe V-I : SAS, EN50530, SANDIA. Ces modes diffèrent par le choix des paramètres nécessaires pour produire la courbe V-I. Le mode SAS est employé parce qu'il nécessite des paramètres faciles à visualiser tout en assurant un choix de courbe qui respecte les valeurs nominales de l'onduleur. Les paramètres à entrer sont la tension de circuit ouvert V_{co}, le courant de court-circuit I_{cc}, la tension de puissance maximale V_{pm} et le courant de puissance maximal I_{pm}. Sur base de ces quatre paramètres, la source génère une courbe V-I qui respecte

Figure 5.3 Source DC Chroma

les critères de circuit ouvert et de court-circuit et ajuste le point V-I de puissance maximale. Les paramètres entrés et ceux calculés par la source sont présentés au Tableau 5.2. Le niveau de tension de puissance maximale V_{pm} est sélectionné pour être proche de la tension nominale d'opération de l'onduleur. Le niveau de courant de court-circuit est sélectionné de façon à être suffisamment éloigné des limites de la source DC.

Tableau 5.2 Paramètres de la courbe V-I générée par la source DC Chroma

Paramètres	V_{pm} (V)	I_{pm} (A)	P_{pm} (W)	V_{co} (V)	I_{cc} (A)
passés en entrée	380	10	3800	450	13
calculés par la source	364.1	10.608	3862	450	13

Onduleur

Il s'agit d'un onduleur ABB UNO-8.6-TL-OUTD-S-US-A (Figure 5.4). Sa puissance nominale est de 8.6kW et sa tension DC d'opération nominale est de 380V. Il peut opérer entre 90V et 580V et opérer à pleine puissance entre 200V et 480V. Il possède deux entrées DC qui peuvent supporter chacune jusqu'à 24A.

La procédure de démarrage de l'onduleur est standardisée : lorsqu'il est alimenté en DC par la source DC et branché au réseau électrique, il vérifie pendant 300s que les conditions du réseau sont dans les limites acceptables (tension et fréquence) et procède à la connexion. Il effectue ensuite un balayage en tension pour déterminer le point de puissance maximale et rejoint à quelques Watts près le point de puissance maximal fixé par la courbe V-I de la source DC.

Une fois allumé, il fonctionne par défaut à facteur de puissance unitaire. Il est possible pour

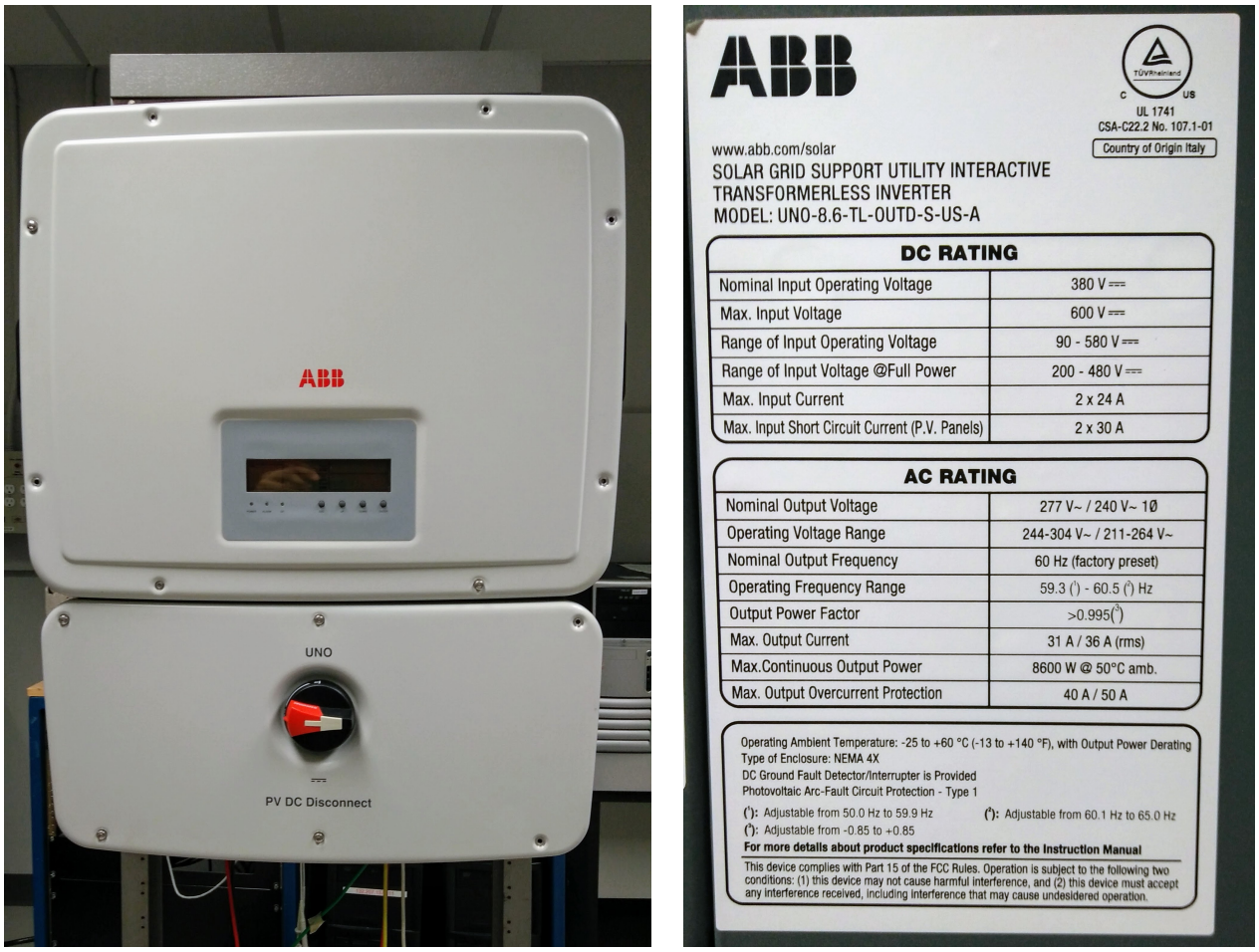


Figure 5.4 Onduleur ABB

l'utilisateur de modifier le mode de contrôle de la puissance réactive, parmi les 5 modes de contrôle disponibles au travers du panneau frontal :

1. facteur de puissance unitaire
2. facteur de puissance fixé
3. puissance réactive fixée
4. facteur de puissance en fonction de la puissance produite par l'onduleur
5. puissance réactive en fonction de la tension mesurée aux bornes de l'onduleur

Le quatrième mode n'est pas étudié parce qu'il n'est pas possible de travailler à la puissance nominale de l'appareil, ni de modifier la courbe V-I durant l'utilisation. La puissance produite par l'onduleur est donc une constante. Il est toutefois équivalent au deuxième mode parce qu'il consiste à modifier la référence du facteur de puissance selon une courbe prédéterminée.

Il est par ailleurs possible de modifier les courbes encodées dans l'onduleur à l'aide d'un module additionnel payant.

Autotransformateur

Il s'agit d'un autotransformateur triphasé permettant de faire varier entre 0 et 1p.u. la tension vue par l'onduleur comme étant celle du réseau (Figure 5.5). Il a une puissance nominale de 17.9kVa peut supporter un courant de 45A sous 230V.

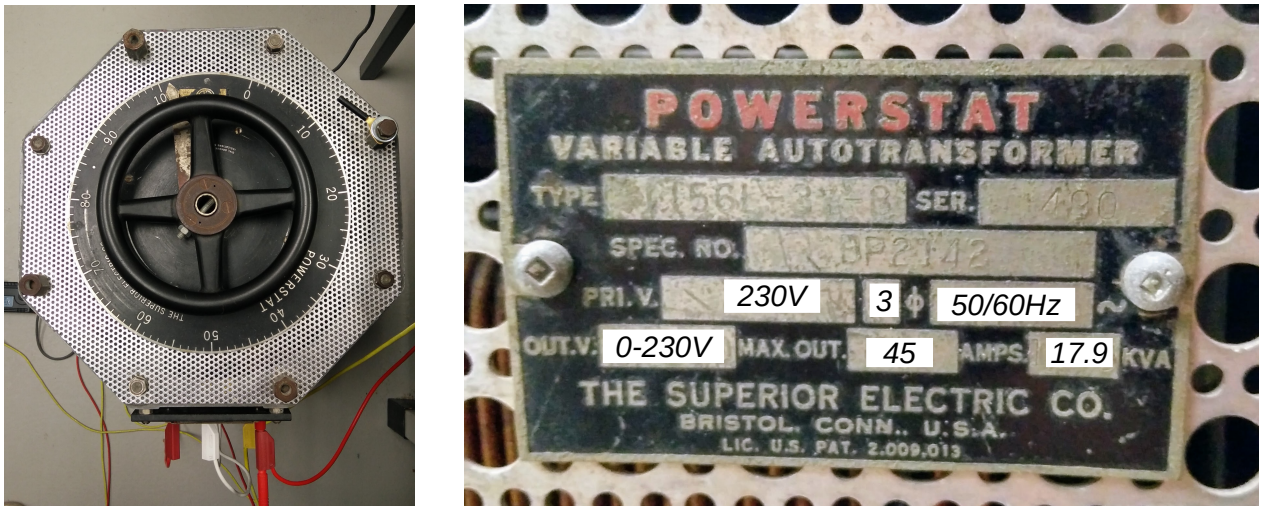


Figure 5.5 Autotransformateur du laboratoire

La variation de tension obtenue par l'appareil n'est pas instantanée parce qu'elle nécessite une intervention manuelle. Elle n'est également pas non plus répétable parfaitement : la position exacte de l'aiguille entre chaque essai peut varier légèrement et le temps mis pour atteindre cette position également. Cependant l'autotransformateur permet de bien rendre compte du comportement de l'onduleur en régime permanent et pendant les défauts modérés ($V > 0.5$p.u.). Cela est observé plus en détail dans l'analyse des résultats en 5.3.

Sectionneur DC

Il s'agit d'un sectionneur IMO SI32-PEL64R-2. Le calibre 600V/32A est sélectionné. Son rôle consiste à assurer une déconnexion visible du côté DC afin de diminuer les risques d'électrocution. Il n'est pas prévu pour interrompre le courant en charge.

Fusibles DC

Il s'agit de fusibles Bussmann KTK-30. Ils supportent jusqu'à 600V sous un courant nominal de 30A. Leur rôle est de protéger l'onduleur en cas de court-circuit sur le bus DC.

Interrupteur DC

L'interrupteur DC est présent sur la face avant de l'onduleur (Figure 5.4). Il permet d'assurer une déconnexion visuelle et est calibré par le fabricant pour couper le courant en charge.

Disjoncteur AC

Il s'agit d'un disjoncteur Altech Corp 2DU50L. Il est prévu pour fonctionner à 240V/50A et est monté à l'intérieur du panneau frontal de l'onduleur. Il assure la déconnexion avec le réseau AC en cas de surintensité.

Interrupteur AC

Il s'agit d'un interrupteur du laboratoire d'enseignement. Son calibre n'est pas précisé mais il devrait être aux alentours des 600V/40A vu les niveaux de puissance du laboratoire d'enseignement.

Oscilloscope

Il s'agit d'un oscilloscope LeCroy WaveRunner 6030. Il est muni d'une sonde LeCroy ADP305 pour la tension, qui mesure jusqu'à 1000Vrms, et une sonde LeCroy CP150 pour le courant calibrée pour 150A (Figure 5.6).

Les mesures obtenues via les sondes peuvent être enregistrées sous un format CSV exportable dans Matlab. Un relevé typique correspond au duo de données temps et amplitude d'un signal dans un intervalle d'observation fixé.

Matlab

Le logiciel Matlab (version r2015a) a été employé pour traiter les données obtenues. Les codes employés pour traiter les données sont présentés en Annexe.

Figure 5.6 Oscilloscope et sondes LeCroy

5.3 Analyse des résultats

Les essais réalisés consistent à appliquer deux défaut différents pour chacun des modes de contrôle présentés en 3.2.1 : facteur de puissance unitaire, facteur de puissance fixé, puissance réactive fixée et puissance réactive en fonction de la tension mesurée aux bornes de l'onduleur.

Le premier défaut établit une tension $V > 88\%V_{nominal}$ (pas de déconnexion) et le second une tension comprise entre $55\%V_{nominal}$ et $88\%V_{nominal}$ (déconnexion après 2s). Ces niveaux de défaut particuliers sont étudiés pour les 4 modes de contrôle parce qu'ils permettent d'observer le régime permanent dans le début de l'enregistrement, et le régime transitoire dans la suite. Ils confirment également le respect de la norme E.12-07.

Pratiquement, l'aiguille de l'autotransformateur est passée de 100 à 85 ou 70 ce qui fait chuter la tension aux alentours des 193V (0.93p.u.) ou 165V (0.79p.u.). Les relevés expérimentaux et leur reproduction dans EMTP sont présentés dans la suite de cette section.

Pour le cas particulier du mode de contrôle à facteur de puissance unitaire, des essais avec une tension $V < 50\%V_{nominal}$ sont menés. De cette façon chacun de niveaux de tension de la norme E.12-07 est observé afin de vérifier la conformité de l'appareil sur une plus large échelle.

5.3.1 Facteur de puissance unitaire

Pour valider le respect de la norme E.12-07, quatre niveaux de défaut ont été appliqués à l'aide de l'autotransformateur. Les tensions atteintes, le pourcentage appliqué sur le cadran

de l'autotransformateur, ainsi que les valeurs utilisée dans EMTP pour reproduire ces valeurs sont présentées au Tableau 5.3. Il est à noter que le pourcentage du cadran de l'autotransformateur ne correspond pas à la valeur de la tension en p.u. Il s'agit plus d'un repère visuel pour reproduire les essais.

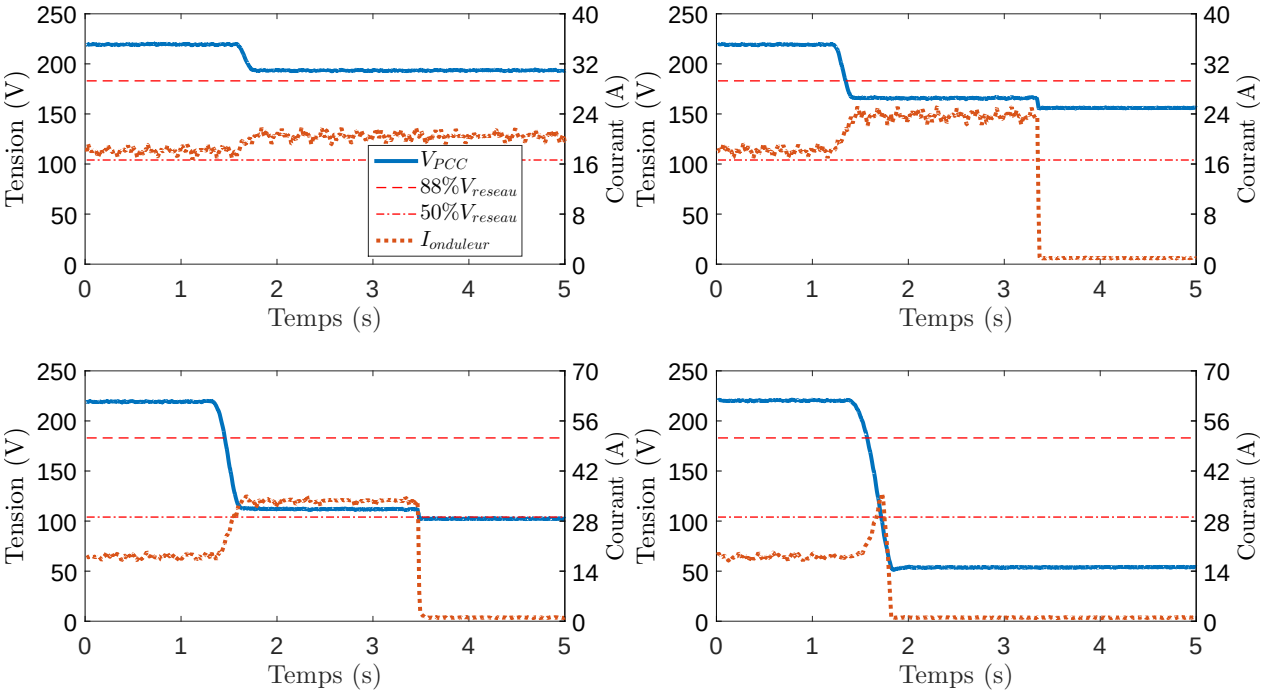
Tableau 5.3 Paramètres des essais de confirmation du respect de la norme E.12-07

V_{defaut} (V)	$V_{defaut}(p.u.)$	% autotransformateur	V_{EMTP} (V)	$R_{defaut-EMTP}$ (Ω)
193	0.93	85	191	8
165	0.79	70	166.7	3
112	0.54	50	114	1
54	0.26	35	54.6	0.33

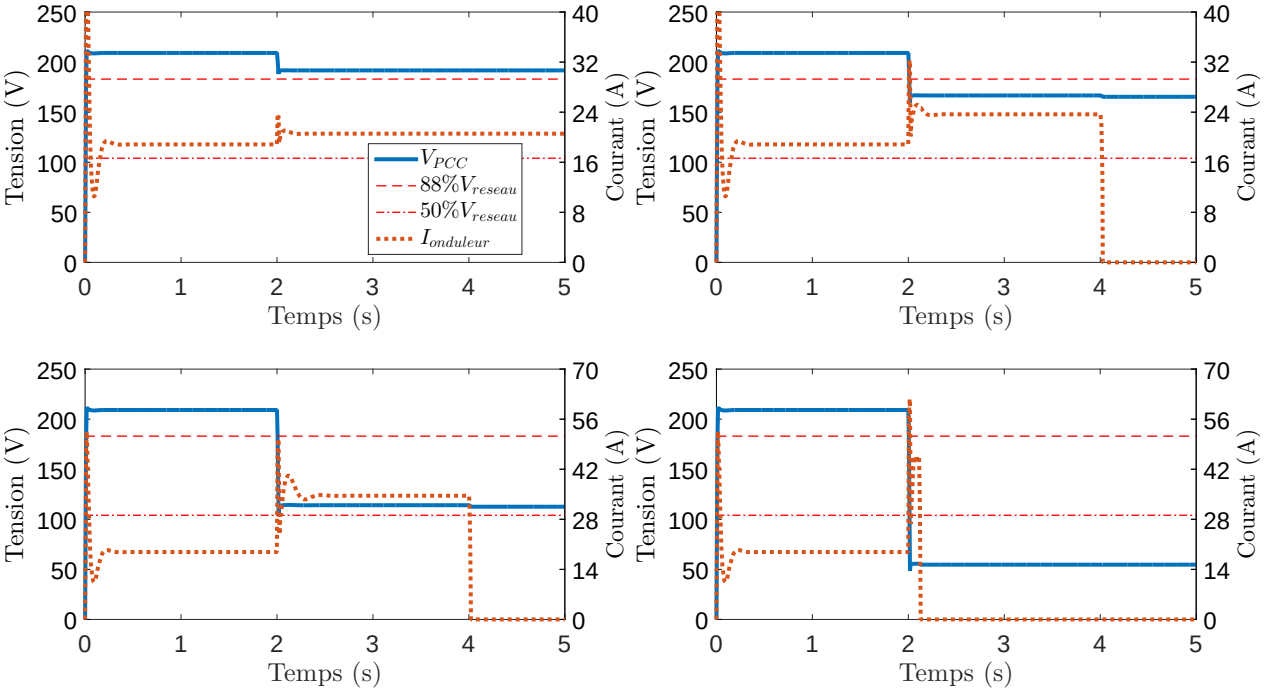
Les relevés obtenues au laboratoire sont présentées à la Figure 5.7a. La norme est correctement suivie par l'onduleur. Lorsque la tension chute à 0.93p.u., l'appareil reste connecté au réseau. Lorsque la tension chute entre 0.88p.u. et 0.5p.u., l'appareil se déconnecte exactement après 2 secondes. Lorsque la tension chute en-dessous de 0.5p.u., l'appareil se déconnecte rapidement : il est difficile d'estimer le délai de déconnexion exact (qui devrait être de 0.1s) parce que le défaut ne s'applique pas de manière instantanée. Comme cet essai donne peu d'informations, il n'est pas reproduit pour chaque mode de contrôle.

La reproduction des relevés expérimentaux par simulation est présentée à la Figure 5.7b. En choisissant la résistance du défaut de manière appropriée, des niveaux de tension proche de ceux obtenus au laboratoire sont atteints. En s'assurant d'encoder les paramètres adéquats dans le modèle concernant la puissance nominale, la puissance de la source DC et le niveau de tension, il est observé que les relevés expérimentaux de tension et de courant sont correctement suivis par le modèle. Cela s'observe particulièrement dans les régimes établis : durant la période pré-défaut et durant la période avant la déconnexion. Au moment même du défaut, le modèle et les relevés présentent un comportement différent. En effet le défaut s'applique de manière instantanée dans EMTP : la topologie du réseau pré-défaut et post-défaut est modifiée en l'espace d'un pas de temps, ce qui crée des discontinuités et entraîne le comportement observé. Dans les relevés expérimentaux, le défaut a été amené aussi vite que possible mais à l'échelle de temps d'un défaut, cela reste trop lent pour observer une discontinuité réelle.

L'essai à 0.93p.u. est présenté à la Figure 5.8 où les puissance actives P, réactives Q et apparentes S sont représentées. Le facteur de puissance FP, les tensions et courants RMS sont également affichés. La comparaison des relevés expérimentaux et des simulations montrent qu'en régime établi le modèle EMTP reproduit correctement le comportement réel de l'on-



(a) Relevés expérimentaux



(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.7 Application de 4 niveaux de défauts différents à facteur de puissance unitaire pour observer le respect de la norme E.12-07

duleur : les niveaux de tension et de courant, réels et simulés, sont proches et le modèle ne se déconnecte pas. Une légère différence apparaît au moment de l'application du défaut parce que la discontinuité présente dans la simulation n'est pas reproduisible avec le dispositif expérimental utilisé.

L'essai à 0.79p.u. est présenté à la Figure 5.9. De manière similaire à l'essai à 0.93p.u., les relevés expérimentaux en régime établis sont correctement reproduits par le modèle EMTP mais il existe des différences à l'instant de l'application du défaut. Il est à noter que la valeur du facteur de puissance calculée est erronée lorsque le modèle est déconnecté : la division de la puissance active P par la puissance apparente S qui sont toutes deux proches de zéro est instable.

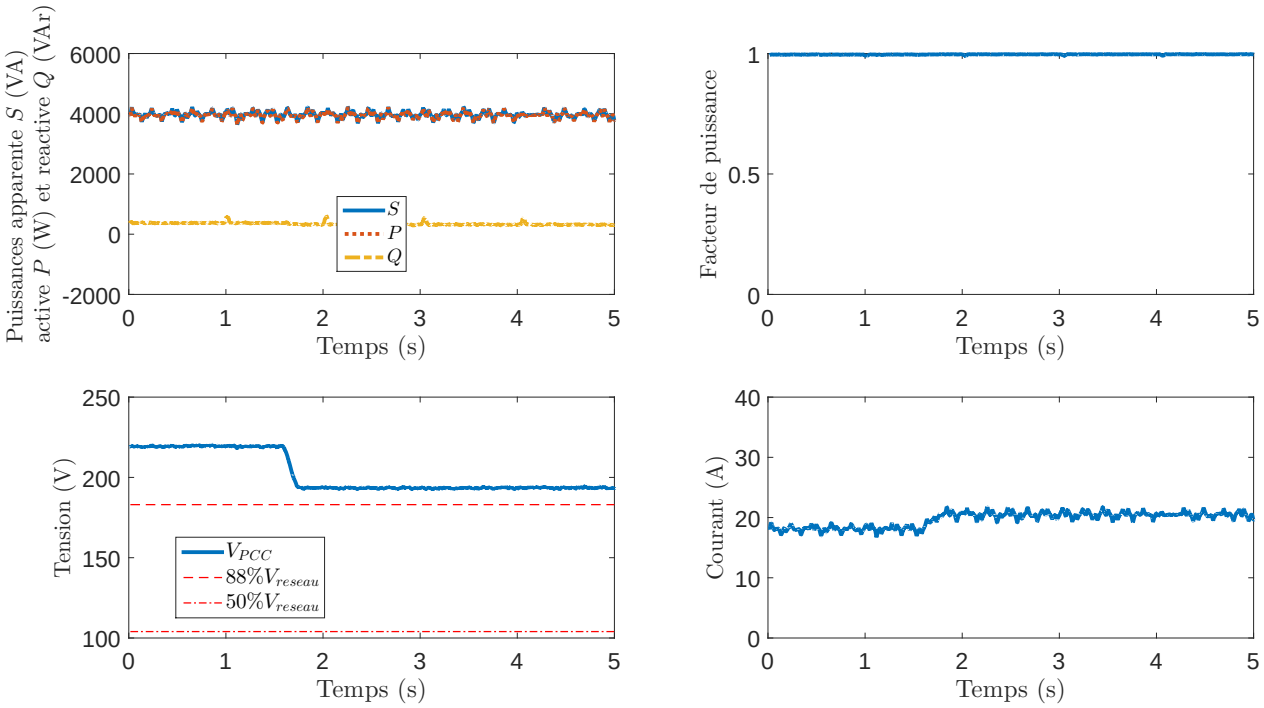
5.3.2 Facteur de puissance fixé

Les essais à facteur de puissance fixé sont menés avec une référence pour le facteur de puissance de 0.85. Les deux mêmes niveaux de défauts sont appliqués à l'onduleur : 0.93p.u. et 0.79p.u.

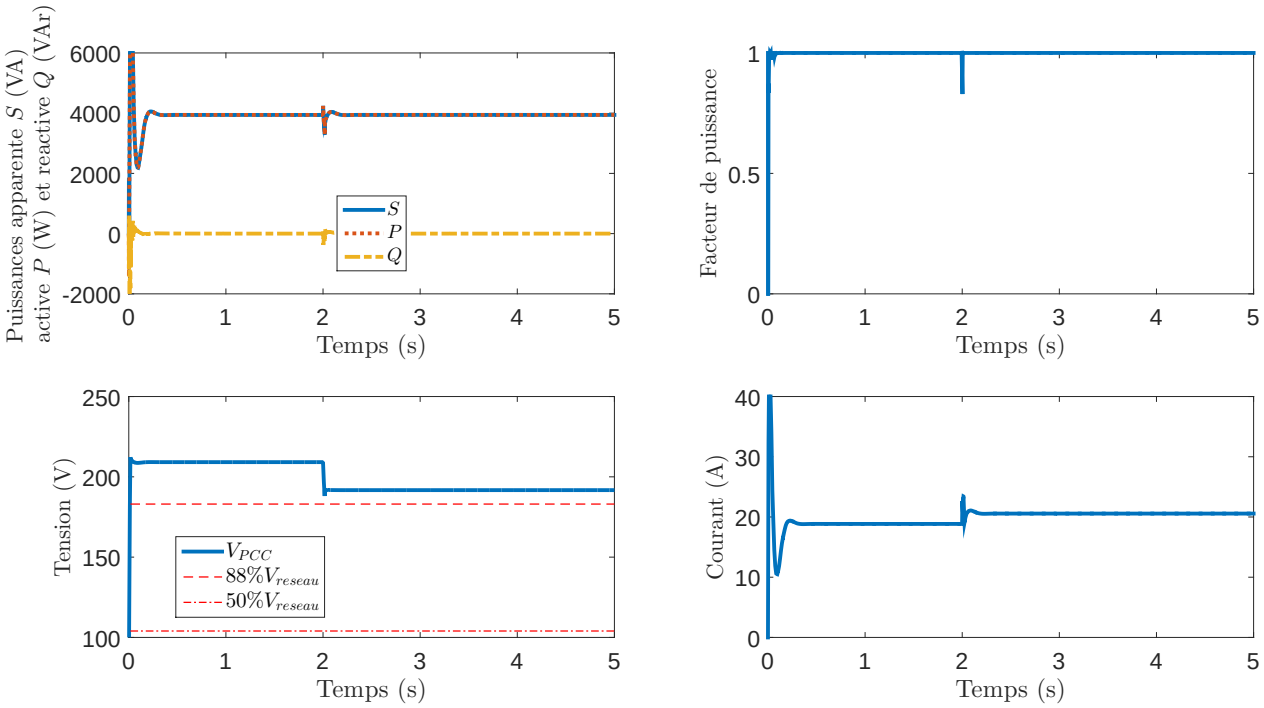
L'essai à 0.93p.u. est présenté à la Figure 5.10. L'onduleur et son modèle maintiennent le facteur de puissance inchangé avant et après le défaut. Comme attendu, ni l'onduleur, ni le modèle EMTP ne se déconnectent. Il est observé que l'onduleur ne parvient pas à atteindre la référence de 0.85 et s'approche plus d'un facteur de puissance 0.83. La puissance réactive est donc supérieure à la valeur supposée. Ce résultat inattendu révèle une imperfection du contrôle de cet onduleur. A l'instar des autres essais, une différence entre relevés expérimentaux et simulations s'observe au moment de l'application du défaut mais les résultats en régime établi concordent.

L'essai à 0.79p.u. est présenté à la Figure 5.11. Les relevés expérimentaux indiquent que la référence du facteur de puissance est suivie de la même manière durant le défaut et ce, jusqu'à la déconnexion. Le modèle EMTP reproduit ce comportement et se déconnecte après 2 secondes comme attendu. A nouveau, la valeur du facteur de puissance devient erronée après la déconnexion.

Ces essais indiquent que la présence d'un défaut n'impacte pas le comportement de l'onduleur pour le mode de contrôle facteur de puissance fixé : l'onduleur produit la même quantité de puissance active et réactive durant tout l'essai, et se déconnecte comme la norme le prescrit.

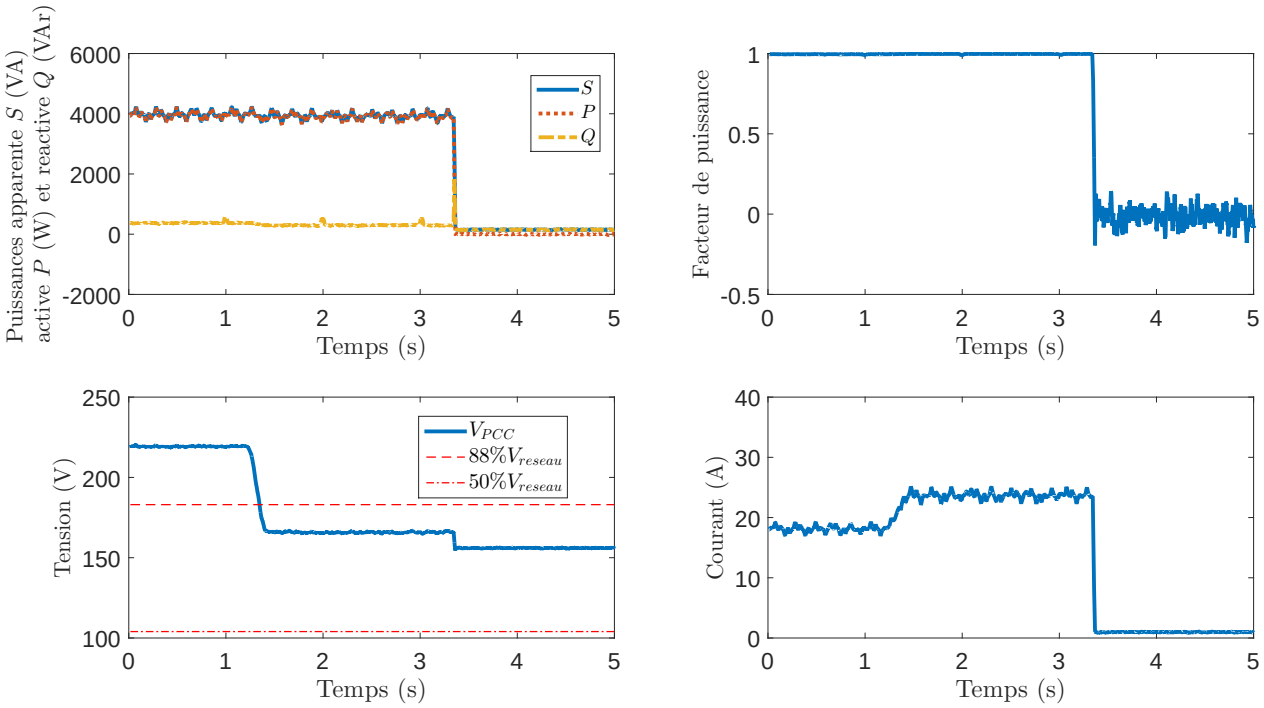


(a) Relevés expérimentaux

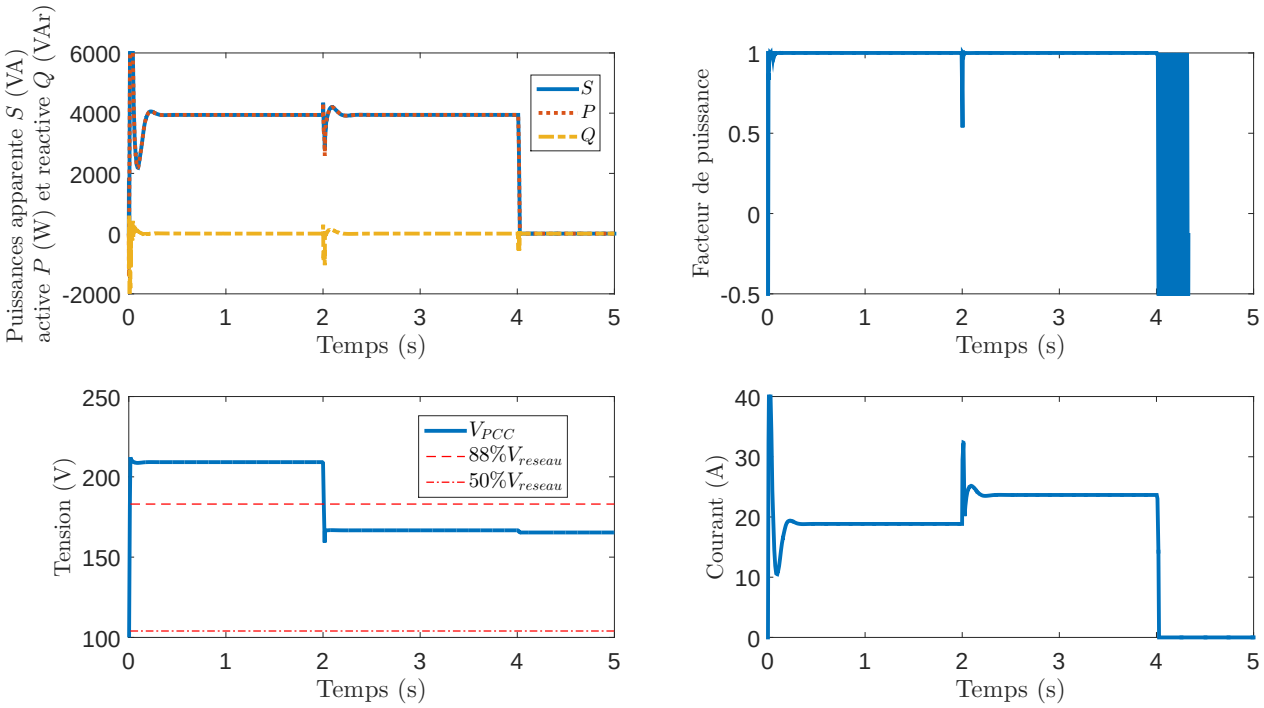


(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.8 Application d'un défaut à 0.93p.u. à facteur de puissance unitaire pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP

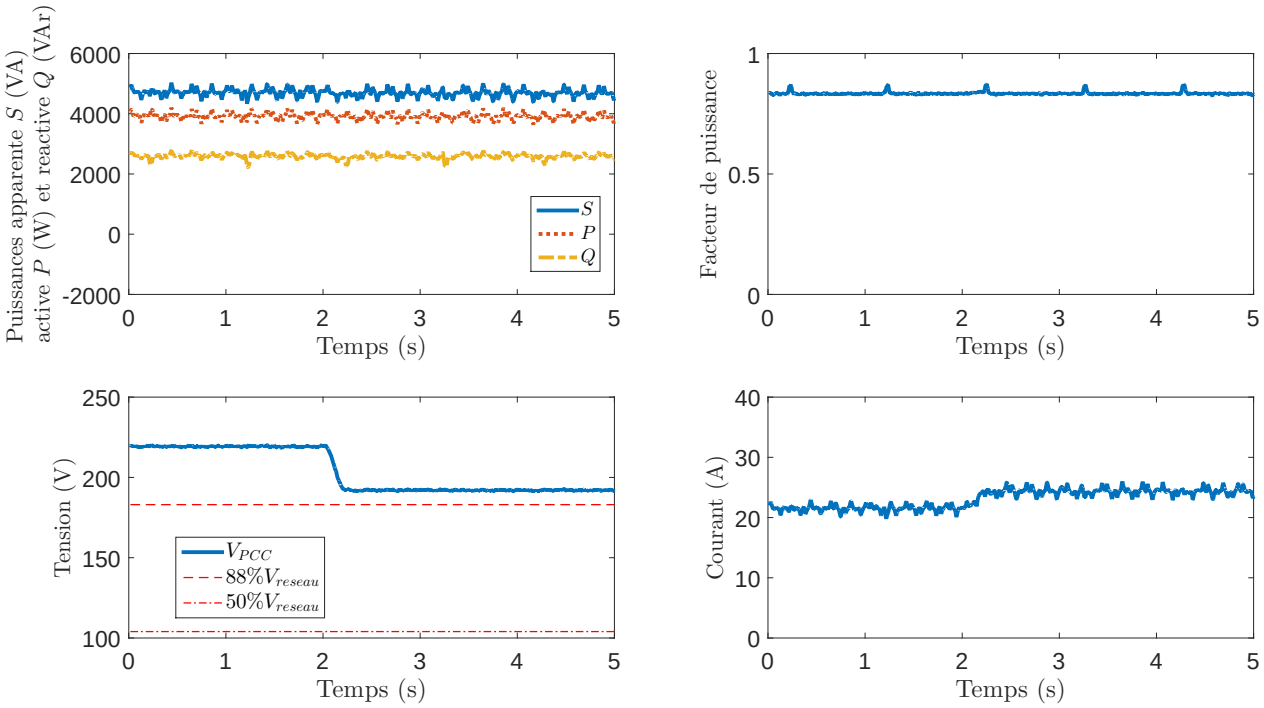


(a) Relevés expérimentaux

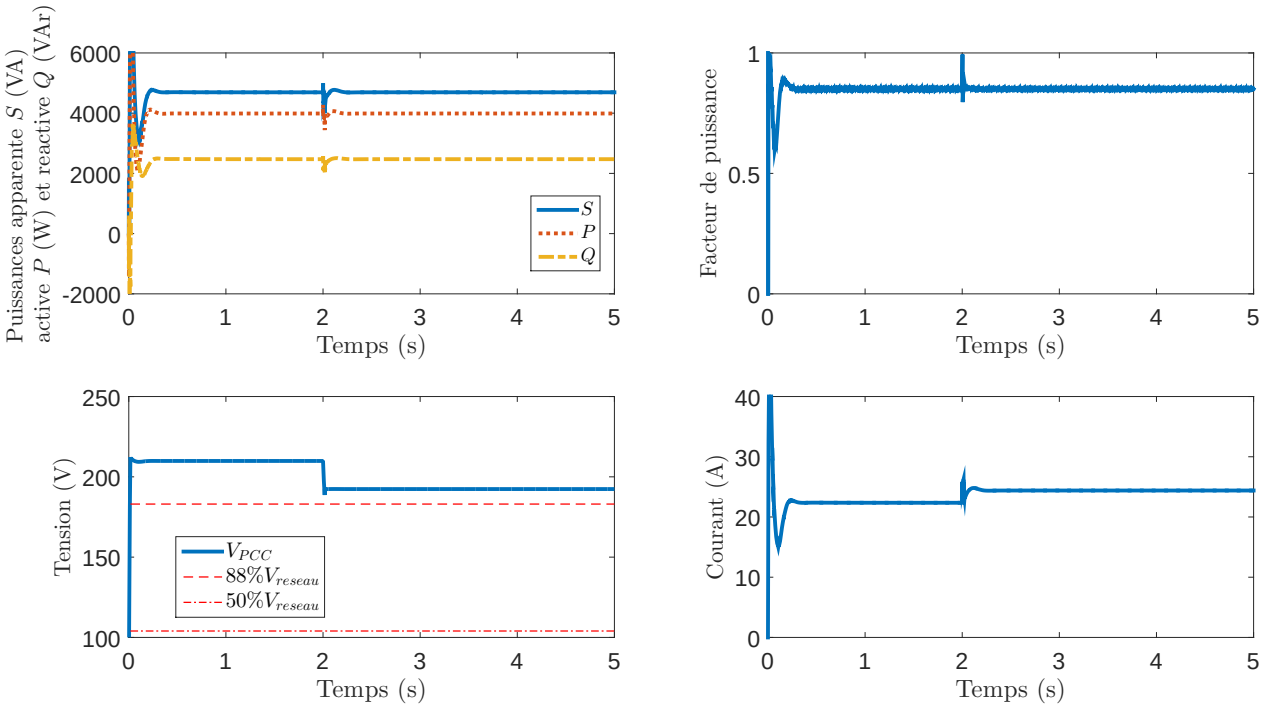


(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.9 Application d'un défaut à 0.79p.u. à facteur de puissance unitaire pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP

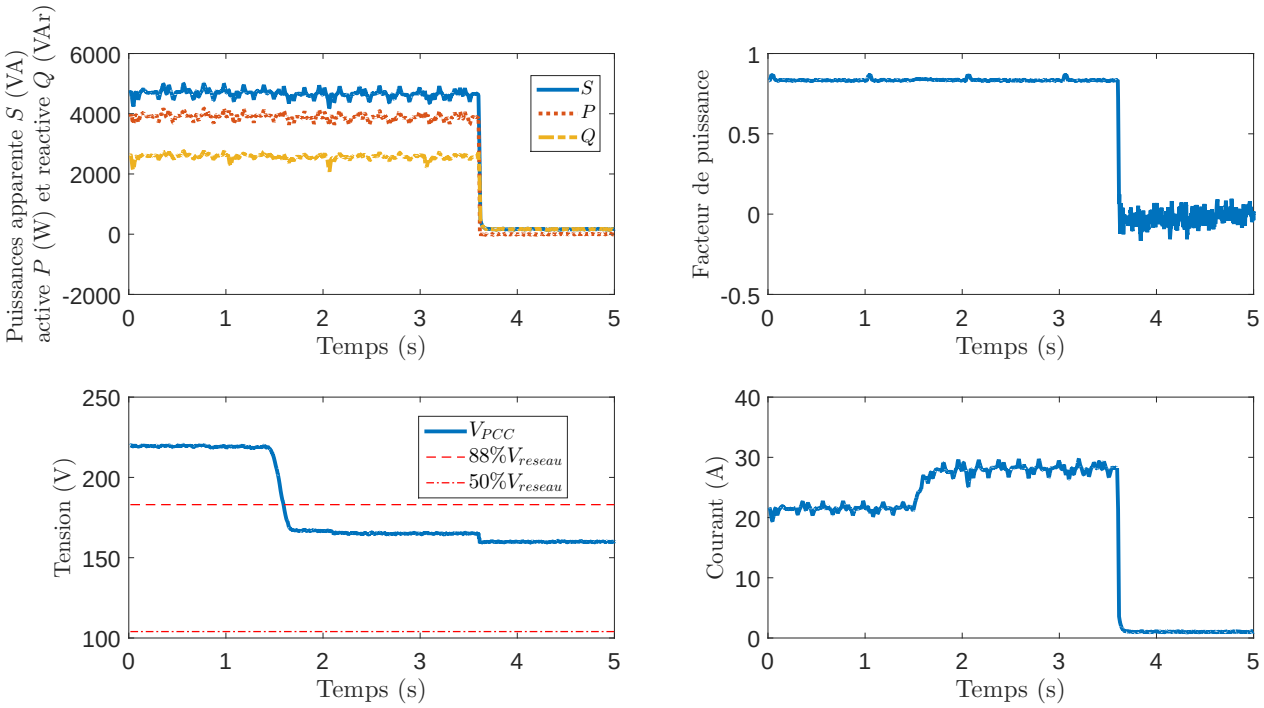


(a) Relevés expérimentaux

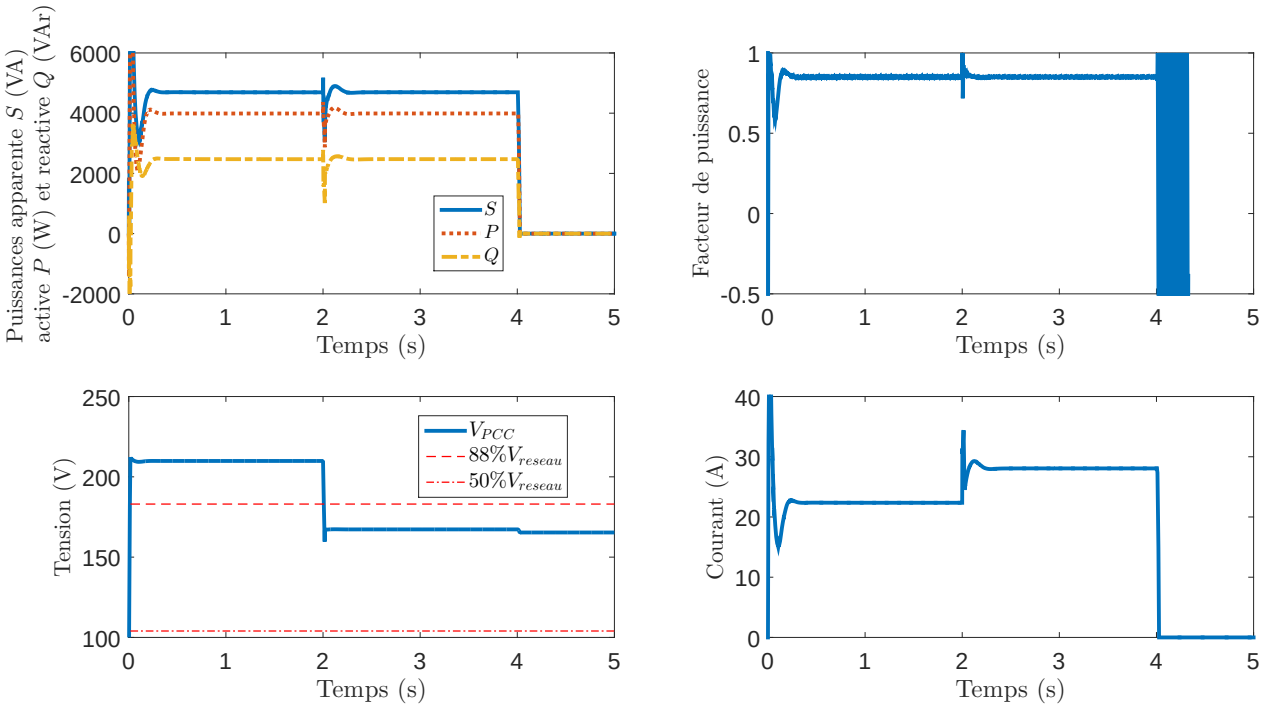


(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.10 Application d'un défaut à 0.93p.u. à facteur de puissance fixé (0.85) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP



(a) Relevés expérimentaux



(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.11 Application d'un défaut à 0.79p.u. à facteur de puissance fixé (0.85) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP

5.3.3 Puissance réactive fixée

Les essais à puissance réactive fixée sont menés avec une référence de puissance réactive de 0.2p.u. Les deux mêmes niveaux de défauts sont appliqués à l'onduleur : 0.93p.u. et 0.79p.u.

L'essai à 0.93p.u. est présenté à la Figure 5.12. Il y est observé que le modèle EMTP présente le même comportement que les relevés expérimentaux : la quantité de puissance réactive produite avant et pendant le défaut est inchangée. La valeur de la puissance réactive expérimentale ($\simeq$2157Var) est légèrement supérieure à la valeur attendue (1720Var). Ce résultat inattendu rejoint l'observation faite pour le mode facteur de puissance fixé : la puissance réactive générée est légèrement supérieure à sa valeur de référence et traduit une imperfection de l'onduleur. De nouveau, des différences entre relevés expérimentaux et simulation s'observent au moment de l'application du défaut.

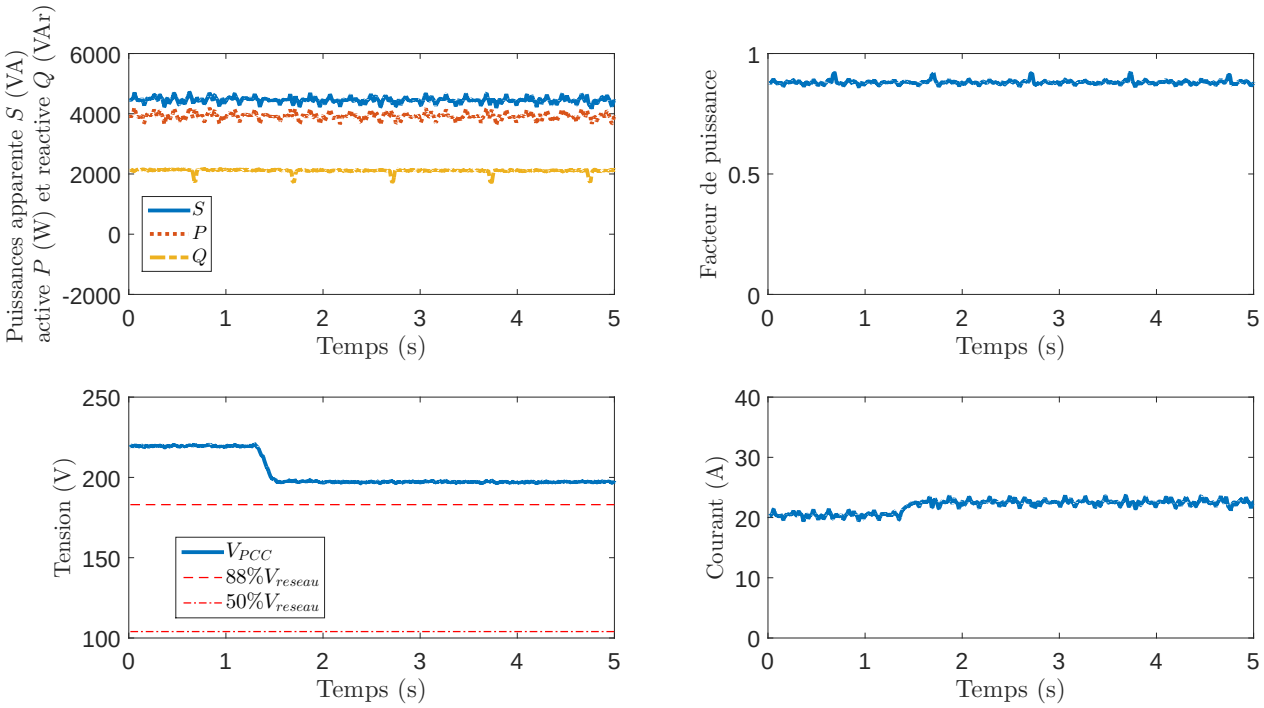
L'essai à 0.79p.u. est présenté à la Figure 5.13. Les résultats usuels sont observés : concordance des comportements en régime établi avec différence au moment de l'application du défaut. La surproduction de puissance réactive par rapport à la référence est également présente. La valeur du facteur de puissance après la déconnexion calculée par la simulation est erronée pour les mêmes raisons qu'auparavant.

De manière similaire au mode de contrôle à facteur de puissance unitaire, ces essais indiquent que la présence d'un défaut ne modifie pas la production de puissance de l'onduleur et que celui-ci se déconnecte conformément à la norme.

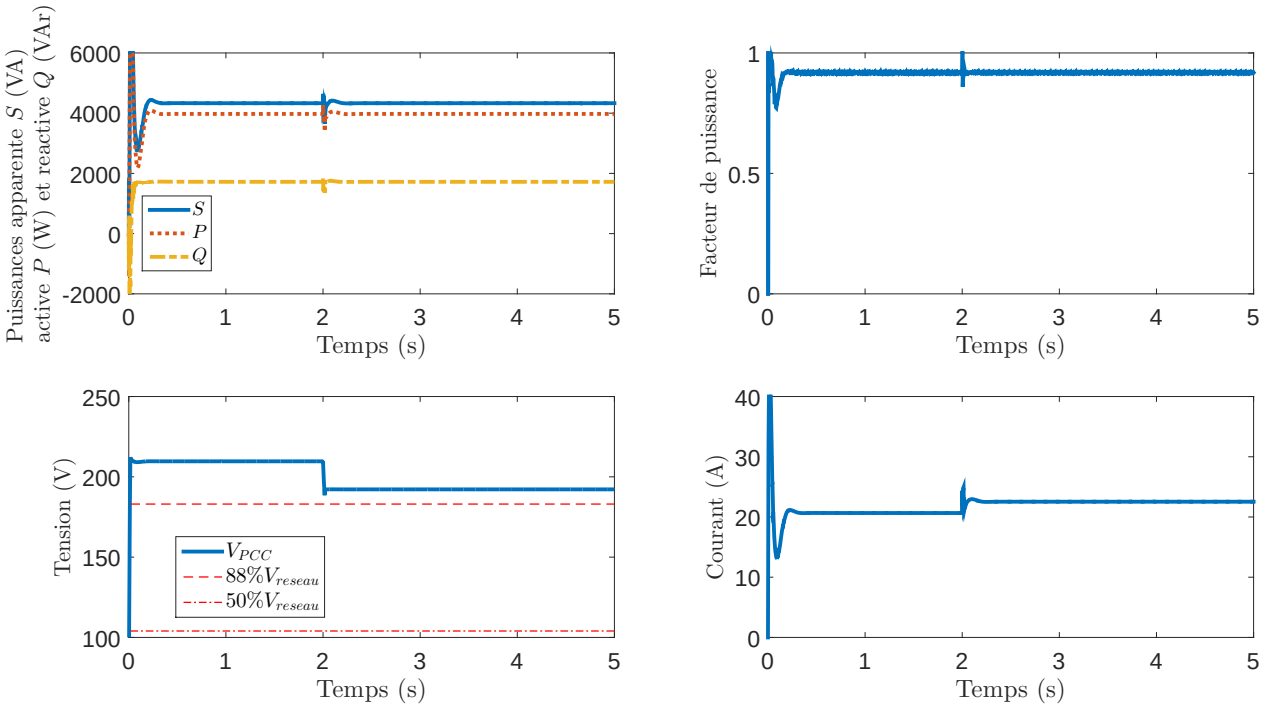
5.3.4 Puissance réactive en fonction de la tension mesurée aux bornes de l'onduleur

Les essais à puissance réactive Q en fonction de la tension mesurée aux bornes de l'onduleur V se basent sur une fonction arbitraire de l'utilisateur $Q(V)$. L'onduleur ABB dispose d'une fonction par défaut que l'utilisateur peut éventuellement modifier avec un module additionnel. Cette fonction a le désavantage de ne pas être encodée en p.u. Cela signifie que lorsque l'onduleur n'est pas utilisé en 120/240V comme prévu mais dans un réseau 208V ou 277V, la production de puissance réactive ne suit pas le même comportement qu'en 120/240V. Dans EMTP, le choix est fait d'encoder la fonction en p.u. sur base des données de la courbe à 120/240V pour offrir une meilleure flexibilité à l'utilisateur. Les comportements du modèle et de l'onduleur diffèrent donc dans certains cas. La fonction Q(V) d'ABB et son équivalent dans EMTP sont présentées à la Figure 5.14. Les essais se font également à 0.93p.u. et 0.79p.u.

Les essais à 0.93p.u. sont présentés à la Figure 5.15. Le comportement du modèle simulé diffère de celui de l'onduleur : le modèle est configuré en 208V et une chute à 0.93p.u. ne

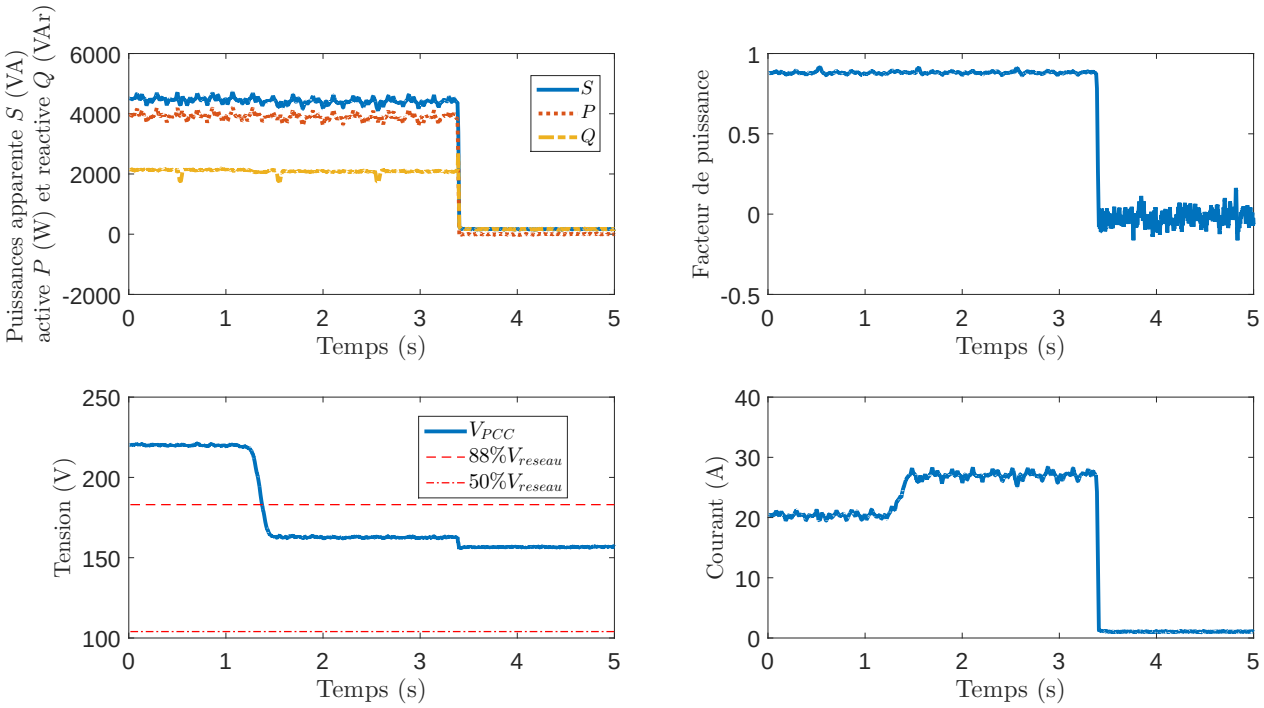


(a) Relevés expérimentaux

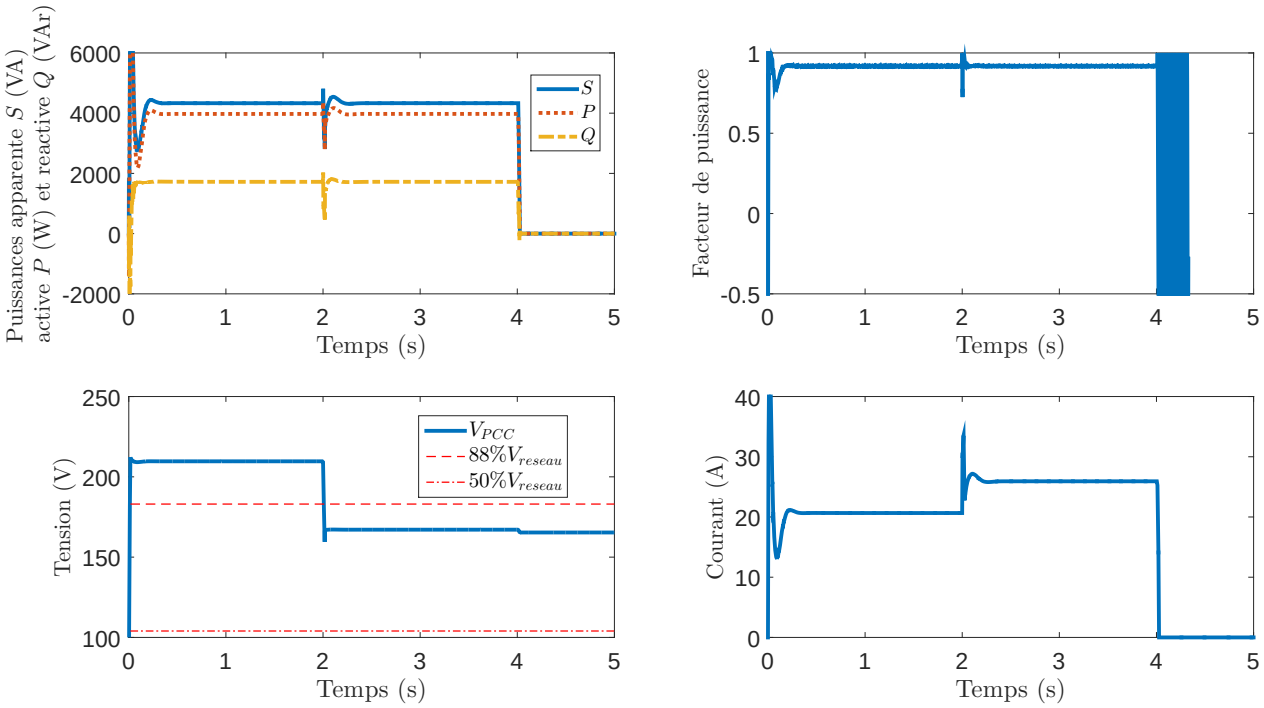


(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.12 Application d'un défaut à 0.93p.u. à puissance réactive fixée (0.2) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP



(a) Relevés expérimentaux



(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.13 Application d'un défaut à 0.79p.u. à puissance réactive fixée (0.2) pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP

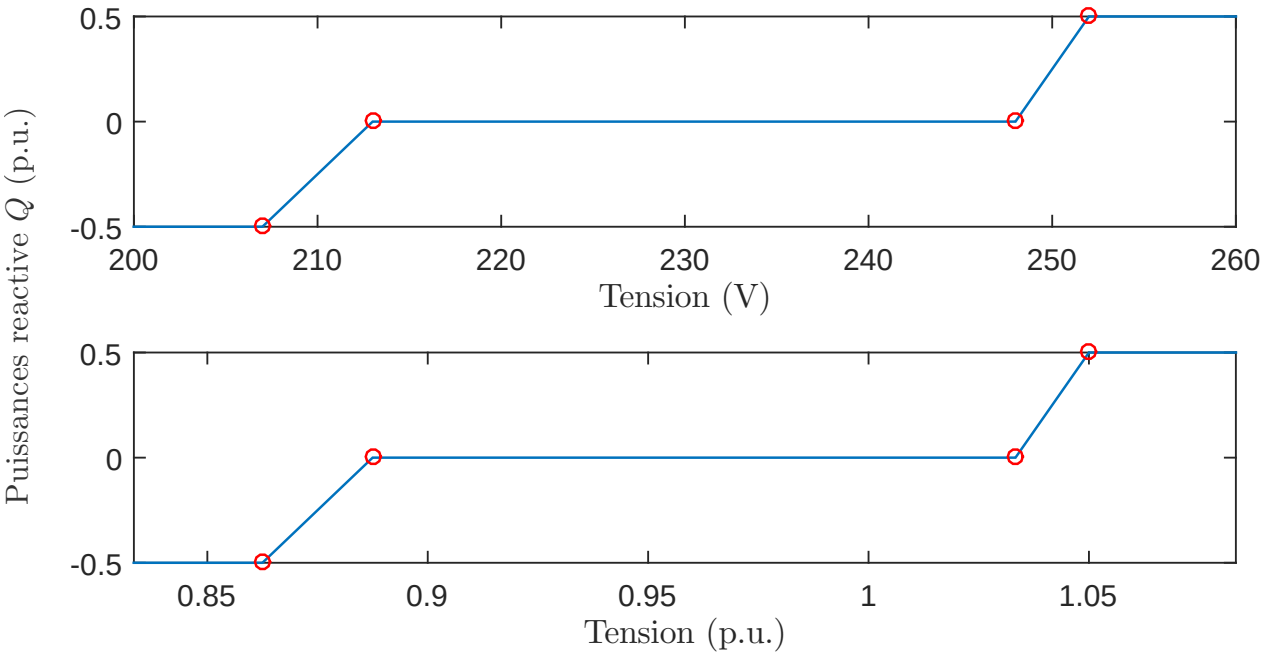
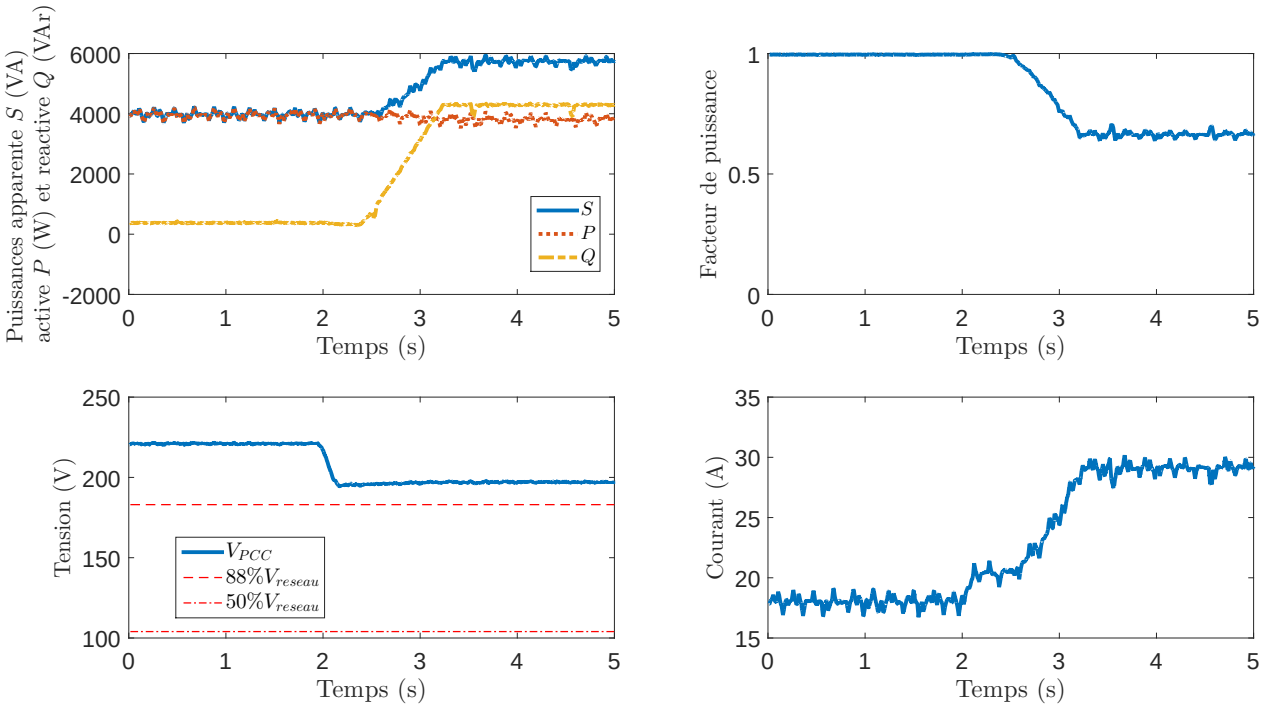


Figure 5.14 Fonction Q(V) d'ABB en Volts traduite dans EMTP en p.u.

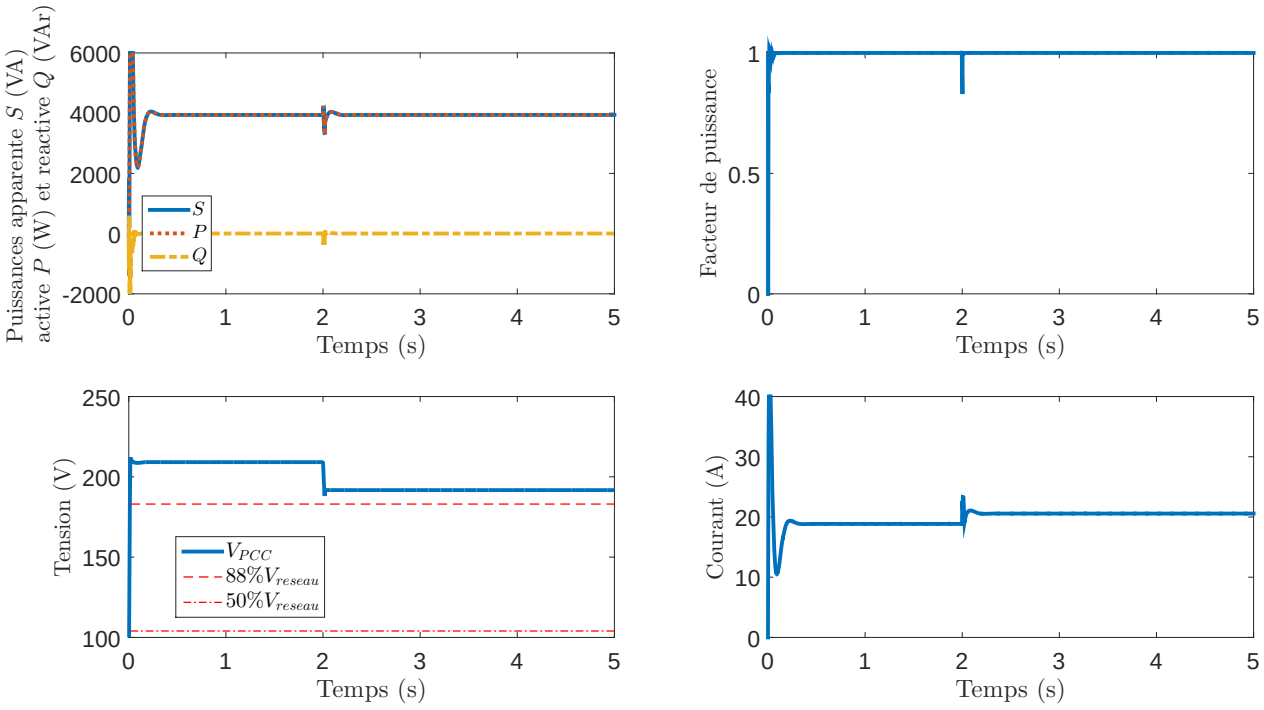
déclenche pas la production de puissance réactive d'après la fonction $Q(V)$ en p.u. Du point de vue de la courbe $Q(V)$ 120/240V de l'onduleur, une chute à 193V correspond à une tension de 0.80p.u. et la courbe $Q(V)$ demande une production de puissance réactive 0.5p.u. L'onduleur suit donc cette référence et augmente sa production de puissance réactive jusqu'à 4300Var qu'il atteint en approximativement 1s.

Cette configuration de la courbe $Q(V)$ de l'onduleur en valeur absolue et non en p.u. représente une faiblesse dans l'implémentation. En effet, l'utilisateur sélectionne son mode de connexion (208V/240V/277V) via le panneau de configuration. Cela devrait logiquement modifier la courbe $Q(V)$ en accord, ce qui n'est pas le cas. Cependant, il reste techniquement possible de modifier la courbe à l'aide de modules complémentaires.

Les essais à 0.79p.u. sont présentés à la Figure 5.15. Pour ce niveau de tension, le comportement simulé et expérimental par rapport à la production de puissance réactive se rejoignent : une fois que la tension chute, la fonction $Q(V)$ fixe la référence de puissance réactive à 0.5p.u. et l'onduleur l'atteint après approximativement 1s. Limiter le taux de variation de la puissance réactive permet de ne pas réagir trop vite face àune variation de tension temporaire. La variation de la puissance réactive pourrait se faire de manière instantanée mais cela pourrait mener à instabilités. Les niveaux de puissance, de tension et de courant sont correctement reproduits par le modèle EMTP à l'exception de l'instant d'enclenchement du défaut.

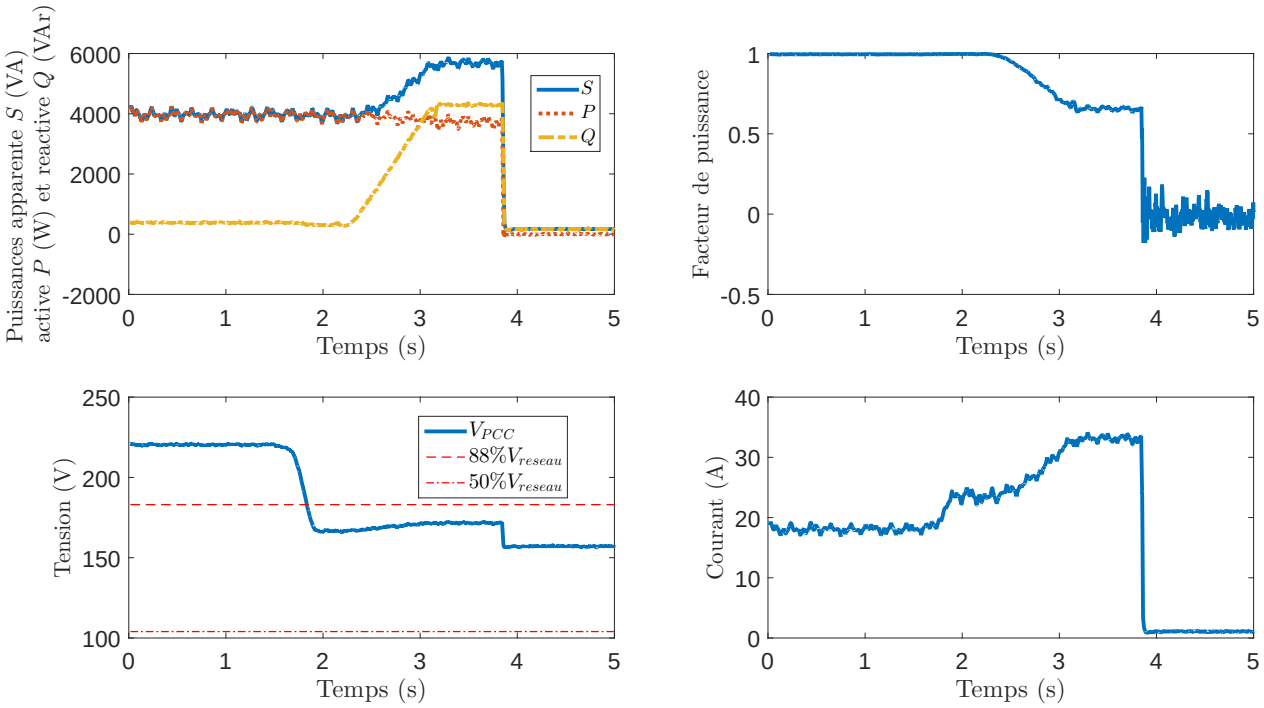


(a) Relevés expérimentaux

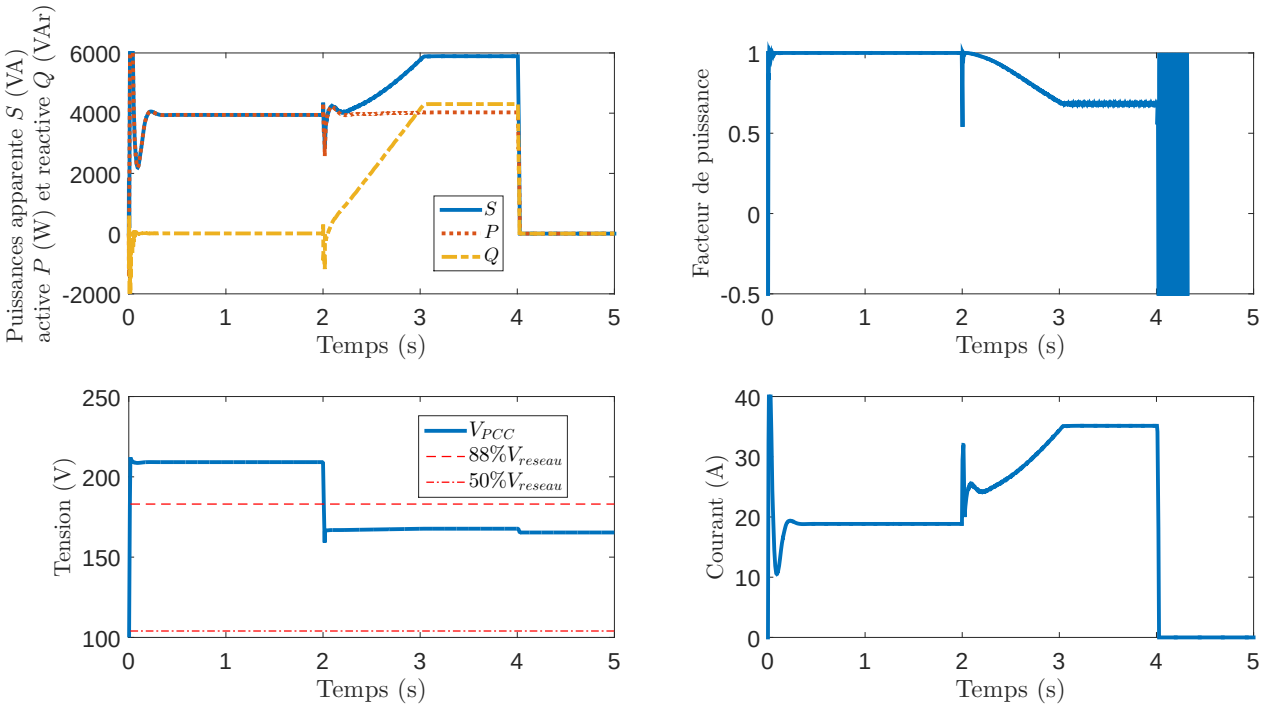


(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.15 Application d'un défaut à 0.93p.u. à puissance réactive fonction de la tension pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP



(a) Relevés expérimentaux



(b) Simulations dans EMTP

Figure 5.16 Application d'un défaut à 0.79p.u. à puissance réactive fonction de la tension pour comparer les relevés expérimentaux et les résultats des simulations dans EMTP

Ces essais montrent que l'introduction d'un défaut ne modifie pas la production de puissance active pour le mode de contrôle $Q(V)$. Cependant, la production de puissance réactive est naturellement modifiée en fonction de la courbe $Q(V)$. L'onduleur finit par se débrancher conformément à la norme.

5.4 Validité du modèle

Les essais au laboratoire mettent en lumière les qualités et limitations du modèle de génératrice photovoltaïque monophasée. Les qualités que le modèle présente sont le bon respect de la norme E.12-07 et la fidèle reproduction du comportement de l'onduleur en régime établi. Cependant, le dispositif expérimental ne permet pas d'appliquer des défauts instantanés. Il n'est donc pas possible d'observer la validité du modèle durant les millisecondes post-défaut. De plus les essais avec une tension $V < 50\%V_{nominal}$ ne permettent pas de rendre compte précisément du comportement de l'onduleur : le temps d'appliquer le niveau de tension est égal au temps que met l'onduleur pour se déconnecter.

En conclusion, ces essais confirment que le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée développé dans EMTP reproduit avec satisfaction le comportement d'un onduleur commercial en régime établi. Des perspectives de recherches futures sont présentées dans la section qui suit.

5.5 Perspectives d'essais futurs

Le problème des essais précédents est lié au manque de contrôle précis de la tension du réseau : il n'est pas possible de modifier la tension de manière instantanée ou de changer la fréquence par exemple. Une solution est d'utiliser un environnement entièrement contrôlé comme celui que fournit le logiciel Hypersim couplé avec des amplificateurs de puissance.

Hypersim est un simulateur de réseau en temps-réel dont les signaux de tension et de courant peuvent être amplifiés pour être reproduits dans le monde réel. L'utilisateur dispose ainsi d'un faux réseau électrique dont l'amplitude, la fréquence et le déphasage sont contrôlables. Dans ces conditions, un défaut instantané peut être appliqué et des essais plus précis menés.

CHAPITRE 6 CONCLUSION

La conclusion commence par une synthèse des travaux. Les limitations des modèles sont ensuite présentées. Elle se clot par une présentation des améliorations futures.

6.1 Synthèse des travaux

L'objectif de ce mémoire est de modéliser le comportement transitoire des génératrices distribuées raccordées au réseau électrique de distribution à l'aide de convertisseurs. Cette modélisation est nécessaire pour effectuer des études de cas sur les réseaux : notamment l'étude des impacts de l'augmentation de la production décentralisée photovoltaïque dans un réseau de distribution. Cet objectif est atteint.

A l'aide des concepts scientifiques présentés dans la revue de littérature, deux modèles EMTP de génératrices photovoltaïques sont développés. Le premier est un modèle de parc photovoltaïque fonctionnel dans les réseaux de transmission et de distribution inspiré d'un modèle de parc éolien. Le deuxième est un modèle de génératrice photovoltaïque monophasée adapté au réseau domestique.

C'est le modèle de parc solaire qui est employé pour effectuer l'étude de cas. Cette étude de cas met en évidence que l'augmentation de la production décentralisée a un impact observable sur les courants de défauts (augmentation de $\simeq 1.8\%$ du courant de défaut à 25% de pénétration) et détériore la coordination de protection. Il est également observé que les pertes, le profil de tension et l'équilibre du réseau sont très sensibles à l'augmentation de la production décentralisée. Finalement il est observé que la stabilité numérique et la création d'îlots ne sont pas modifiés par l'augmentation de la production décentralisée.

Le modèle de génératrice photovoltaïque monophasée développé dans ce mémoire reproduit le comportement d'un onduleur commercial ABB. Les relevés expérimentaux obtenus montrent que les comportements du modèle et de l'appareil sont similaires en régime établi. Les valeurs de tension et de courant sont proches et la production de puissance suit le même comportement pour les différents modes de contrôle disponibles. Les temps de déconnexion respectent tous deux la norme E.12-07. Ce modèle peut servir dans des études de micro-réseaux par exemple.

6.2 Limitations des modèles

La principale limitation du modèle de parc solaire réside dans la puissance de calcul nécessaire pour faire tourner les simulations dans des réseaux avec une pénétration élevée. Cela peut constituer un frein pour la poursuite d'études dans des réseaux plus grands que le réseau IGEE416.

Les limitations du modèle monophasée se situent au niveau de l'étape de validation expérimentale. Comme les défauts appliqués à l'onduleur expérimental ne sont pas instantanés, il n'y a pas de point de comparaison pour le comportement de l'onduleur durant ces quelques centaines de millisecondes. Deuxièmement il se peut que d'une marque d'onduleur à une autre, le comportement face aux défauts soient différents. Il est donc important de ne pas oublier que le modèle reproduit le comportement d'un onduleur précis et ne peut s'appliquer aveuglement à tous les onduleurs résidentiels.

6.3 Améliorations futures

Les améliorations futures résident dans la mise en place d'essais expérimentaux mieux contrôlés afin d'avoir le comportement précis de l'onduleur commercial face à un défaut. Une piste est mise en avant par l'emploi d'amplificateurs de puissance et du logiciel Hypersim. Il serait également envisageable d'employer des appareils dédiés à la reproduction de comportement de réseaux électriques.

En conclusion, par la production de ces deux modèles, ce mémoire contribue à accroître les connaissances disponibles sur les génératrices photovoltaïques et leur comportement transitoire.

RÉFÉRENCES

[1] A. Exposito, A. Gomez-Exposito, A. Conejo, and C. Canizares, *Electric Energy Systems : Analysis and Operation*. Electric Power Engineering Series, CRC Press, 2016.

[2] J. Glover, M. Sarma, and T. Overbye, *Power System Analysis and Design*. Cengage Learning, 2011.

[3] Hydro-Québec, "Savez-vous comment consomme votre habitation ?," 2017.

[4] Hydro-Québec, "L'électricité de la centrale à la maison," 2010.

[5] REN21, "Renewables 2017 Global Status Report," 2017.

[6] D. Guérette, "Séminaire sur la production décentralisée," 2016.

[7] J. Gyselinck, *Conversions électroniques de l'énergie, ELEC-H-312*. ULB (Bruxelles) : BEAMS, 2012.

[8] C. Buttay, "File :Switches domain.svg - Wikimedia Commons," Mar. 2006.

[9] M. Patel, *Wind and Solar Power Systems : Design, Analysis, and Operation, Second Edition*. CRC Press, July 2005. DOI : 10.1201/9781420039924.

[10] N. Mohan and T. Undeland, *Power electronics : converters, applications, and design*. Wiley India, 2007.

[11] R. Erickson and D. Maksimovic, *Fundamentals of Power Electronics*. Power electronics, Springer US, 2001.

[12] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Wiley - IEEE, Wiley, 2011.

[13] J. Jana, H. Saha, and K. Das Bhattacharya, "A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 1256–1270, May 2017.

[14] S. Kouro, J. I. Leon, D. Vinnikov, and L. G. Franquelo, "Grid-Connected Photovoltaic Systems : An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 9, pp. 47–61, Mar. 2015.

[15] A. Namboodiri and H. S. Wani, "Unipolar and Bipolar PWM Inverter," *IJIRST –International Journal for Innovative Research in Science & Technology*, vol. 1, pp. 237–243, Dec. 2014.

[16] V. T. Ranganathan, "Space vector pulsewidth modulation — A status review," *Sadhana*, vol. 22, pp. 675–688, Dec. 1997.

[17] P. G. Handley and J. T. Boys, "Space vector modulation : an engineering review," in *1990 Fourth International Conference on Power Electronics and Variable-Speed Drives (Conf. Publ. No. 324)*, pp. 87–91, July 1990.

[18] P. Qashqai, A. Sheikholeslami, H. Vahedi, and K. Al-Haddad, "A Review on Multilevel Converter Topologies for Electric Transportation Applications," in *2015 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1–6, Oct. 2015.

[19] X. Liu, A. M. Cramer, and Y. Liao, "Reactive-power control of photovoltaic inverters for mitigation of short-term distribution-system voltage variability," in *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*, pp. 1–5, Apr. 2014.

[20] Y. S. Wu, C. H. Chang, Y. M. Chen, C. S. Cheng, C. W. Liu, and Y. R. Chang, "The current control of PV inverter for low voltage ride through," in *2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*, pp. LS1d.4–1–LS1d.4–6, Sept. 2012.

[21] Hydro-Québec, "Lignes de distribution aériennes | Hydro-Québec."

[22] I. Kocar, "Réseau de distribution, Introduction," 2016.

[23] I. Kocar, "Réseau de distribution, Production Décentralisée," 2016.

[24] J. Mahseredjian, "Notes de cours, ELE-8457, Notions de base," Jan. 2016.

[25] I. Kocar, G. Quevillon, S. Soumare, and T. Kauffmann, *La production décentralisée raccordée au réseau de distribution - Notes de cours*. Montréal : Polytechnique Montréal, 2012.

[26] "IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," *IEEE Std 1547.2-2008*, pp. 1–217, Apr. 2009.

[27] C.-E. Côté, E. Le Courtois, B. Houle, and D. Chartrand, "Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec," Feb. 2009.

[28] I. Kocar, "Réseau de distribution, Charge," 2016.

[29] U. Karaagac, J. Mahseredjian, H. Gras, H. Saad, J. Peralta, and L. D. Bellomo, *Simulation models for wind parks with variable speed wind turbines in EMTP*. Polytechnique Montréal, Mar. 2017.

[30] MathWorks, "Compute three-phase instantaneous active and reactive powers - Simulink."

[31] H. Ouquelle, L. A. Dessaint, and S. Casoria, "An average value model-based design of a deadbeat controller for VSC-HVDC transmission link," in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, July 2009.

[32] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "A new single-phase PLL structure based on second order generalized integrator," in *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp. 1–6, June 2006.

[33] R. Teodorescu and F. Blaabjerg, "Proportional-Resonant Controllers. A New Breed of Controllers Suitable for Grid-Connected Voltage-Source Converters," 2004.

[34] r. Le Courtois, G. Simard, D. Chartrand, and J. Bouchard, "Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée utilisant des onduleurs d faible puissance au réseau de distribution basse tension d'Hydro-Québec - E.12-07," May 2005.

[35] I. Kocar, "Réseaux de distribution, Méthodes d'analyse, Exercice démonstratif sur la méthode BFS," 2016.

[36] I. Kocar, "Valeurs typiques des paramètres de Réseaux de distribution américains," 2016.

[37] Hydro-Québec, "Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT," 2001.

ANNEXE A CODE MATLAB DU CALCUL D'ÉQUIVALENT THÉVENIN D'UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION

```
%%General parameters
VscLN = 138e3; %source voltage
VscLL = VscLN * sqrt(3);
VdisLN = 14.4e3; %distribution voltage
VdisLL = VdisLN * sqrt(3);
VbtLN = 120; %low voltage (bt : basse tension)
xfoRatio = VscLN/VdisLN; %transformer ratio - distribution level
xfoRatioBt = VdisLN/VbtLN; %transformer ratio - low voltage level

%%Source parameters
Ssc = 500e6; %Source short-circuit power (VA)
Zsc = VscLL^2 / Ssc;
XRsc = 10; %X over R ratio
Rsc = Zsc / sqrt(1+XRsc^2);
Xsc = XRsc * Rsc;

Zsc = Rsc + 1i * Xsc; %Source impedance at 138kV (Ohm)
ZscDis = Zsc / xfoRatio^2; %Source impedance at 14.4kV (Ohm)
ZscBt = ZscDis / xfoRatioBt^2; %Source impedance at 120V (Ohm)

%%xfo_poste parameters
SxfoB = 50e6; %Transformer nominal power
ZxfoB = VdisLL^2 / SxfoB;
XxfoPu = 0.1;
RxfoPu = 0.01;

ZxfoPu = RxfoPu + 1i * XxfoPu;
Zxfo = ZxfoPu * ZxfoB; %Xfo impedance at 14.4kV(Ohm)
ZxfoBt = Zxfo / xfoRatioBt^2; %Xfo impedance at 120V(Ohm)

%%ligne_distribution parameters
R1_km = 0.824; R0_km = 1.186; X1_km = 0.473; X0_km = 1.531; %2AL lines
length_km = 5;
R1 = R1_km * length_km;
R0 = R0_km * length_km;
X1 = X1_km * length_km;
X0 = X0_km * length_km;
```

```
38
39 Zline = R1 + 1i * X1;
40 ZlineBt = Zline / xfoRatioBt^2;
41
42 %%xfo_distribution parameters
43 SxfoDisB = 50e3; %Transformer nominal power
44 ZxfoDisB = VdisLL^2 / SxfoDisB;
45 XxfoDisPu = 0.06;
46 RxfoDisPu = 0.01;
47
48 ZxfoDisPu = RxfoDisPu + 1i * XxfoDisPu;
49 ZxfoDis = ZxfoDisPu * ZxfoDisB; %Xfo impedance at 14.4kV(Ohm)
50 ZxfoDisBt = ZxfoDis / xfoRatioBt^2; %Xfo impedance at 120V(Ohm)
51
52 ZthBt = ZscBt + ZxfoBt + ZlineBt + ZxfoDisBt; %ZthBt = 0.009 + 1i 0.0522
53 XRBt = imag(ZthBt) / real(ZthBt); % 5.8341
54 VthBt = 120;
55 Sth_short_circuit = norm(VthBt^2/ZthBt); %272.02kVA
```

ANNEXE B CODE MATLAB DE TRAITEMENT DES DONNÉES OBTENUES AU LABORATOIRE

```
function [yRMS,tRMS] = timeToRMS(y,t,samplesPerPeriod)
%Calcul des valeurs RMS du signal y dans le domaine du temps et ...
    adaptation du vecteur temps
%   A chaque instant t, le calcul de la valeur RMS se fait sur la periode
%   precedente

yRMS = zeros(length(y)-samplesPerPeriod,1);

for i = samplesPerPeriod+1:length(y)
    yRMS(i-samplesPerPeriod) = rms(y(i-samplesPerPeriod:i));
end

tRMS = t(samplesPerPeriod+1:length(t));
```

```
function [S] = viRMStoS(vRMS,iRMS)
%Calcul de la puissance apparente S sur base des valeurs RMS de v et i

iRMS = iRMS(3:length(iRMS)-2);

S=vRMS.*iRMS;

end
```

```
function [P,t] = viToP(v,t_v,i,samplesPerPeriod)
%Calcul de la puissance moyenne P a partir des vecteurs v et i dans
%le domaine du temps

i = i(3:length(i)-2); %adaptation de la dimension de i

p=v.*i;

P = zeros(length(p)-samplesPerPeriod,1);

for i = samplesPerPeriod+1:length(p)
```

```
12      P(i-samplesPerPeriod) = mean(p(i-samplesPerPeriod:i));
13  end
14
15  t = t_v(samplesPerPeriod+1:length(t_v));
16  end
```

```
1  function [Q,PF] = PStoQPF(P,S)
2  %Calcul de la puissance reactive Q et du facteur de puissance FP sur ...
       base de P et S
3
4  Q = sqrt(S.^2-P.^2);
5  PF = P./S;
6  end
```